

STRATEGIEN FÜR DIE SCHWEIZER ELEKTRIZITÄTS- VERSORGUNG IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

URS MEISTER

JUNI 2008

Inhalt

01	Einleitung.....	5
02	Der europäische Kontext.....	11
2.1	Dominanz von Atom- und Kohlestrom	11
2.2	Preiskonvergenz durch Marktintegration	19
2.3	Deutschland: Ausstieg aus der Kernenergie und neue Relevanz der Kohle	25
2.4	Frankreich: Exporteur von Kernkraft	28
2.5	Italien: Bedeutender Kraftwerksbau	29
03	Ausgangslage Schweiz	35
3.1	Kern- und Wasserkraft im Produktionsportfolio	35
3.2	Die Schweiz als Stromimporteure	37
3.3	Transite verknappen Grenzkapazitäten	39
3.4	Engpassauktionen verteuern Importe	40
3.5	Integration in die europäische (Preis-)Entwicklung.....	44
3.6	Ein Blick in die Zukunft: die Versorgungslücke	45
04	Europäische Szenarien	49
4.1	Relevanz für die Schweiz.....	49
4.2	Definition relevanter Szenarien	50
05	Definition von Strategien	55
5.1	Importe	57
5.2	Neue erneuerbare Energien.....	59
5.3	Kernkraftwerke	62
5.4	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD)	69
5.5	Kohlekraftwerke	76
06	Gesamtbeurteilung der Strategien.....	83
6.1	Relative Vorteile der Kernkraft	83
6.2	Wie robust sind die Resultate?.....	85
07	Strategie für die Schweiz	89
7.1	Kernkraft als Grundpfeiler der Versorgung	89
7.2	Realismus bei den neuen erneuerbaren Energien	91
7.3	Optimierung des Stromhandels: Netzausbau und Market Coupling.....	91
	Literatur.....	97
	Endnoten.....	102

01 Einleitung

Energie ist eine wichtige Basis für das Funktionieren einer modernen Volkswirtschaft. Dabei stellt die Energie nicht nur ein Inputgut für Industrie, Landwirtschaft und Dienstleistungen dar. Mit dem wachsenden Raumbedarf, der steigenden Mobilität und der zunehmenden Verwendung von elektrischen Geräten im Haushalt bestimmt die Energie auch die Wohlfahrt des Konsumenten. Zweifelsohne bestehen grosse Effizienz- bzw. Einsparpotenziale. Diese dürften sich künftig vor allem beim Verbrauch fossiler Brennstoffe in den Bereichen Heizung und Verkehr niederschlagen. Bei der Elektrizität hingegen muss angenommen werden, dass unterschiedliche Faktoren das Einsparpotenzial überkompensieren, so dass netto – auch im Falle steigender Strompreise – ein wachsender Verbrauch resultiert. Zu diesen Faktoren gehören das Wirtschaftswachstum, mit dem die Stromnachfrage eng korreliert ist, das Bevölkerungswachstum sowie der Mehrverbrauch aufgrund technischer Substitution. Diese Substitution ist auf Energiesparmassnahmen in anderen Bereichen zurückzuführen. So reduzieren Wärmepumpen zur Gebäudeheizung den Gesamtenergieverbrauch im Vergleich zu Ölheizungen, jedoch setzt dies den Einsatz von Strom voraus. Auch steigende Ölpreise führen zu einem höheren Stromverbrauch, z.B. wenn ein höherer Benzinpreis ein Umsteigen auf den öffentlichen Bahnverkehr induziert.

Relevanz der Kosten der Versorgungssicherheit

Aus volkswirtschaftlicher Sicht wird daher die Bedeutung einer sicheren Versorgung mit Strom weiter zunehmen. Dennoch: eine solche Sicht kann die Versorgungssicherheit nicht als absolutes und einziges Kriterium in Betracht ziehen. Auch die Kosten dieser Sicherheit müssen berücksichtigt werden. Oder anders formuliert: es gilt, die Versorgungssicherheit bei möglichst tiefen volkswirtschaftlichen Kosten

zu maximieren. Dieser Kostenaspekt ist sowohl für Produzenten als auch für Konsumenten relevant. Einerseits stellt Energie für viele inländische Produzenten eine wichtige Ressource dar. Je höher die Kosten für Strom sind, desto schwächer ist die relative Wettbewerbsposition eines Schweizer Produzenten auf internationalen Märkten. Andererseits schlagen sich höhere Strompreise direkt in einem tieferen verfügbaren Haushalteinkommen nieder. Stromeinsparungen sind für einen Haushalt nicht in jedem Fall einfach zu realisieren, das zeigt sich nicht zuletzt an der tiefen Preiselastizität des Stromverbrauchs, welche zumindest bei den heutigen tiefen Preisniveaus gilt.

Die Kostenminimierung muss auch die Möglichkeiten des internationalen Handels berücksichtigen. Die Schweiz kann punkto Stromversorgung nicht als Insel in Europa betrachtet werden. Entgegen landläufigen Vermutungen ist die Schweiz kein autonomes Wasser- und Energieschloss. Das Land ist während 5 bis 6 Monaten des Jahres auf Stromimporte angewiesen, weil die inländische Produktion geringer ist als die Nachfrage. Insofern existiert die oft zitierte «Stromversorgungslücke» bereits heute. Die Lücke bezeichnet nichts anderes als den Bedarf an Stromimporten. Grundsätzlich ist Stromaustausch mit den Nachbarländern aus volkswirtschaftlicher Sicht zu begrüssen. Der internationale Handel offeriert den Schweizer Stromproduzenten Möglichkeiten für den Export hochwertiger Spitzenenergie, während vor allem in der Nacht günstiger Strom beispielsweise zum Zwecke der Füllung von Speicherseen importiert werden kann. Auch beim Strom gilt daher, dass Handel wohlfahrtsfördernd ist, auch deshalb, weil Länder unterschiedliche Produktionstechnologien aufweisen, die nicht zur selben Zeit oder nicht zu denselben Kosten Strom produzieren. Mit der steigenden Relevanz des Handels und der damit einhergehenden höheren Effizienz der Handelsplattformen wachsen die Strommärkte auch ökonomisch zusammen. Dies

führt dazu, dass die Schweizer Grosshandelspreise für Strom bereits heute sehr eng mit den Preisen in Deutschland, Frankreich und Italien korrelieren. Mit der Marktliberalisierung wird sich diese Entwicklung verstärken. Allerdings gilt es zu berücksichtigen, dass trotz paralleler Preisveränderungen auch in Zukunft Unterschiede bei den regionalen Preisniveaus in Europa bestehen bleiben können. Zwar gibt es keine Zollschranken, dafür schränken Engpässe bei den Grenzkapazitäten der Netze das Handelsvolumen ein, so dass Preisniveaunterschiede bestehen bleiben können. Tatsächlich sind heute die Grosshandelspreise in Deutschland und Frankreich – wo Strom bislang vor allem mit Kohle- und Kernkraftwerken produziert wird – deutlich tiefer als in Italien, wo kostspielige Gaskraftwerke auch die Preise von Grundlast in die Höhe treiben.

Eine «Versorgungslücke» im Sinne unbefriedigter Nachfrage mit erhöhter Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen könnte in Zukunft dennoch relevant werden, nämlich dann, wenn es auch in den umliegenden Ländern an Produktionskapazitäten mangelt und / oder wenn die nötigen Leitungskapazitäten fehlen, um den Strom ins Inland zu transportieren. Im Moment kann die Schweiz grosse Teile ihres Strombedarfs relativ einfach durch Importe decken. Grosse Nachbarländer wie Frankreich und Deutschland gehören zu den wichtigsten Exporteuren in Europa. Daneben verfügt die Schweiz über grosse Kapazitäten im grenzüberschreitenden Leitungsnetz, die einen Stromimport möglich machen (so genannte Grenzkapazitäten). Allerdings zeichnet sich auch in den Nachbarländern Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten ab, einerseits weil alte Kraftwerke ersetzt werden müssen, andererseits wegen der zunehmenden Nachfrage. Dies hat Konsequenzen bei der Definition einer inländischen Stromversorgungsstrategie, die letztlich das Ausmass und die Struktur der inländischen Erzeugungskapazitäten definieren muss. Grössere

Preisänderungen in den Nachbarländern würden sich sehr direkt auf die Marktpreise im liberalisierten Schweizer Elektrizitätsmarkt auswirken. Ein Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland, innerdeutsche Netzengpässe, neue französische oder italienische Kernkraftwerke sowie der Boom neuer Kohlekraftwerke könnten die Position der Schweiz im internationalen Strommarkt verändern. Fehlt es in Europa an Kraftwerken und Wettbewerb, benötigt die Schweiz umso dringender eigene Produktionskapazitäten. Eine Abhängigkeit von einem ausländischen Monopolisten ist ebenso unattraktiv wie inländische Kraftwerke mit hohen Produktionskosten. Umgekehrt ist eine Anbindung an Europa auch ein zentrales Mittel, um den Wettbewerb im Inland zu stärken – auch inländische Monopolisten sind unattraktiv.

Europäische Szenarien und Schweizer Strategien

Zwar werden die Versorgungsunternehmen sehr wohl ihre eigenen Produktions- oder Beschaffungsstrategien definieren, allerdings sind sie dabei auch von den Entscheidungen der Politik bzw. des Stimmvolks abhängig. Ob konventionell thermische (fossile) Kraftwerke rentabel sind, wird nicht zuletzt von der Klimapolitik abhängig sein. Im Zentrum steht dabei die Frage, ob CO₂-Emissionen im Inland oder Ausland kompensiert werden können. Über den Bau neuer Kernkraftwerke wird letztlich an der Urne entschieden. Und die Rolle der neuen erneuerbaren Energien wird letztlich durch die bewilligten Fördermittel bestimmt. Die Definition einer Stromversorgungsstrategie hat damit notgedrungen einen öffentlichen Charakter.

Das vorliegende Papier will die Diskussion um die zukünftige Schweizer Stromversorgungsstrategie unter Einbezug des europäischen Kontexts diskutieren. Selbstredend ist dieser Kontext nicht einfach gegeben. Vielmehr bestehen über die Dimension und die

Struktur des künftigen europäischen Kraftwerksparks Unsicherheiten. Hierzu werden im Kapitel 2 europäische Entwicklungen betrachtet. In Kapitel 3 wird zudem die Ausgangslage im Schweizer Markt analysiert. Dazu gehört die Analyse des Kraftwerksparks, der Grenzkapazitäten und des künftigen Strombedarfs. Basierend auf den Erkenntnissen dieser Analysen erfolgt in Kapitel 4 eine Übersicht über mögliche Szenarien europäischer Entwicklungen. Die Szenarien machen Annahmen bezüglich Über- oder Unterkapazitäten, die (Kosten-) Strukturen der Kraftwerksparks sowie daraus resultierende Handelsströme. In Kapitel 5 werden schliesslich Strategien diskutiert und hinsichtlich der beiden Aspekte Marktpreis und Versorgungssicherheit mit Bezug auf die europäischen Szenarien beurteilt. Die folgenden Strategien wurden untersucht: a) Importe, b) Neue Erneuerbare Energien, c) Kernkraftwerke, d) Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) sowie e) Kohlekraftwerke. Im Rahmen des Kapitels 6 werden die Strategien beurteilt und die Robustheit der Ergebnisse bei ändernden Rohstoff- und CO₂-Preisen oder technischen Entwicklungen untersucht, so dass in Kapitel 7 eine Strategie für die Schweizerische Stromversorgung abgeleitet werden kann. Die Frage der Verträglichkeit eines Kraftwerksparks mit klimapolitischen Zielen wird im Rahmen dieser Arbeit nicht separat untersucht. Vielmehr ist die Klimapolitik über die Bedingungen der CO₂-Kompensation beispielsweise im Rahmen des Zertifikatshandels integraler Bestandteil des untersuchten Preis- bzw. Kostensystems – eine rigidiere Klimapolitik erhöht die Kosten der CO₂-Kompensation.

Vorteile der Kernkraft

Die vorliegende Analyse zeigt, dass die Unsicherheiten über die internationalen Entwicklungen es sehr wohl nötig machen, dass die Schweiz über Produktionskapazitäten im Inland verfügt. Zwar bestehen

grosse Importkapazitäten bei den Netzen, doch besteht die Gefahr, dass insbesondere im süddeutschen Raum Versorgungsengpässe und Preissteigerungen entstehen, welche eine Importstrategie in Frage stellen. Aber auch wenn in Deutschland und Frankreich günstige Produktionskapazitäten existieren, droht der Schweiz im Falle einer reinen Importstrategie ein deutlicher Preisaufschlag. Weil die Schweiz mit Italien an den Grosshandelsmärkten um den günstigen Strom aus dem Norden bzw. Nord-Westen «konkurriert», kann es zu Engpässen im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (Grenzkapazitäten) kommen. Die Folge sind Preisaufschläge: im Marktgleichgewicht kommt es zu einem Angleich an das heute und wohl auch künftig höhere italienische Preisniveau.

Bei der Evaluation eines inländischen Kraftwerksparks muss berücksichtigt werden, dass der Schweiz mit der schrittweisen Stilllegung der Kernkraftwerke in zunehmendem Ausmass günstige Grundlastkapazitäten fehlen. Ob diese durch neue erneuerbare Energien wie Photovoltaik und Windenergie sichergestellt werden können, ist aus heutiger Sicht sehr unsicher. Sicher ist dagegen, dass eine solche Strategie überdurchschnittlich teuer wäre. Die Alternative zu den neuen erneuerbaren Energien stellen Grosskraftwerke wie Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Kern- und Kohlekraftwerke dar. GuD werden heute aufgrund ihrer hohen Grenzkosten oft nur in der Mittel- bzw. Spitzenlast eingesetzt. Deckt die Schweiz ihren steigenden Grundlastbedarf mit GuD, wird sich dies auf das Preisniveau auswirken. Ähnlich wie bei einer Importstrategie droht eine Konvergenz an das italienische Preisniveau, wo die Marktpreise durch relativ teure Gaskraftwerke bestimmt werden. Engpässe in den Grenzkapazitäten im Norden verhindern den Import von günstigerer Grundlast aus Kohle- und Kernkraftwerken aus Deutschland und Frankreich, selbst für den Fall, dass solche dort verfügbar wäre. Damit aber steigt auch das Preisniveau an.

Für Schweizer Produzenten hat dies den Vorteil, dass der steigende Marktpreis auch die Wirtschaftlichkeit anderer Anlagen wie Laufwasserkraftwerke positiv beeinflusst.

Ein solcher preistreibender Effekt kann durch den Einsatz von Kernkraftwerken verhindert werden. Ihr Vorteil sind tiefe Grenzkosten sowie eine hohe Versorgungssicherheit, nicht zuletzt wegen der im Vergleich zu GuD höheren Zuliefersicherheit des Brennstoffs Uran. Weil der Grosshandelsmarkt offen ist, droht sich auch bei dieser Strategie das Preisniveau ans Ausland anzupassen. Aufgrund der günstigen inländischen Produktion passt es sich allerdings an das deutsch-französische an. Weil dort die Preise für Grundlast künftig mit hoher Wahrscheinlichkeit durch (moderne) Steinkohlekraftwerke geprägt sein werden, ist mit einem tieferen Preisniveau zu rechnen als in der Strategie GuD. Auch unter Berücksichtigung von CO₂-Kosten dürften Kohlekraftwerke in Zukunft deutlich günstiger produzieren als GuD. Mit steigenden Rohstoffpreisen müssten auch CO₂-Zertifikate viel teurer werden, was aus politischen Gründen schwer vorstellbar ist. Damit resultiert bei der Strategie Kernkraftwerke ein tieferes Preisniveau als in der Strategie GuD. Aufgrund der höheren Verfügbarkeit des Rohstoffs Uran sowie der geringeren Abhängigkeit von nur wenigen Rohstofflieferanten, bieten Kernkraftwerke ausserdem eine höhere Versorgungssicherheit. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auch die Strategie «Kohlekraftwerke» geprüft. Grundsätzlich sind sie ein enges Substitut zur Kernenergie, da sie sich relativ günstig im Grundlastbereich einsetzen lassen. Würde man den Schweizer GuD eine vollständige CO₂-Kompensation im Ausland erlauben, müsste dies auch für Kohlekraftwerke gelten. Diese garantieren nicht nur höhere Versorgungssicherheit, sondern auch tiefere Marktpreise. Wer wirtschaftlich denkt, aber aus «politischen» Gründen (oder aus Opportunismus)

auf die Kernkraft verzichten will, müsste sich konsequenterweise für die Option Kohlekraft statt GuD stark machen.

Zeichnen sich auch in den umliegenden Ländern – insbesondere Deutschland – Produktionsengpässe ab, hat dies auch Konsequenzen für den Schweizer Strommarkt. Steigt Deutschland aus der Kernenergie aus und können die fehlenden Kapazitäten nicht durch Kohlekraftwerke ersetzt werden, werden vermehrt Gaskraftwerke rund um die Uhr zur Grundlastproduktion eingesetzt. Die Folge sind Preissteigerungen, die sich auch auf den Schweizer Markt übertragen – unabhängig von der im Inland gewählten Strategie. Die Analyse zeigt daher, dass aufgrund der europäischen Marktintegration auch in der Schweiz die Grosshandelspreise für Strom vermehrt durch die Kosten fossiler Kraftwerke bestimmt werden. Je nach gewählter Strategie oder dem relevanten europäischen Szenario sind es die Kosten von Gas- oder von Kohlekraftwerken. Und die Kosten dieser Kraftwerke werden durch die Preise der Brennstoffe determiniert. Dabei sind die Unsicherheiten beim Gas längerfristig deutlich grösser als bei Kohle, nicht nur wegen der geringeren Vorräte, sondern auch wegen geopolitischer Umstände. Während ein Kohlekartell aufgrund der geographischen Verteilung der Reserven kaum denkbar ist, ist eine «Gas-Opec» durchaus realistisch.

Grenzkapazitäten und Market Coupling

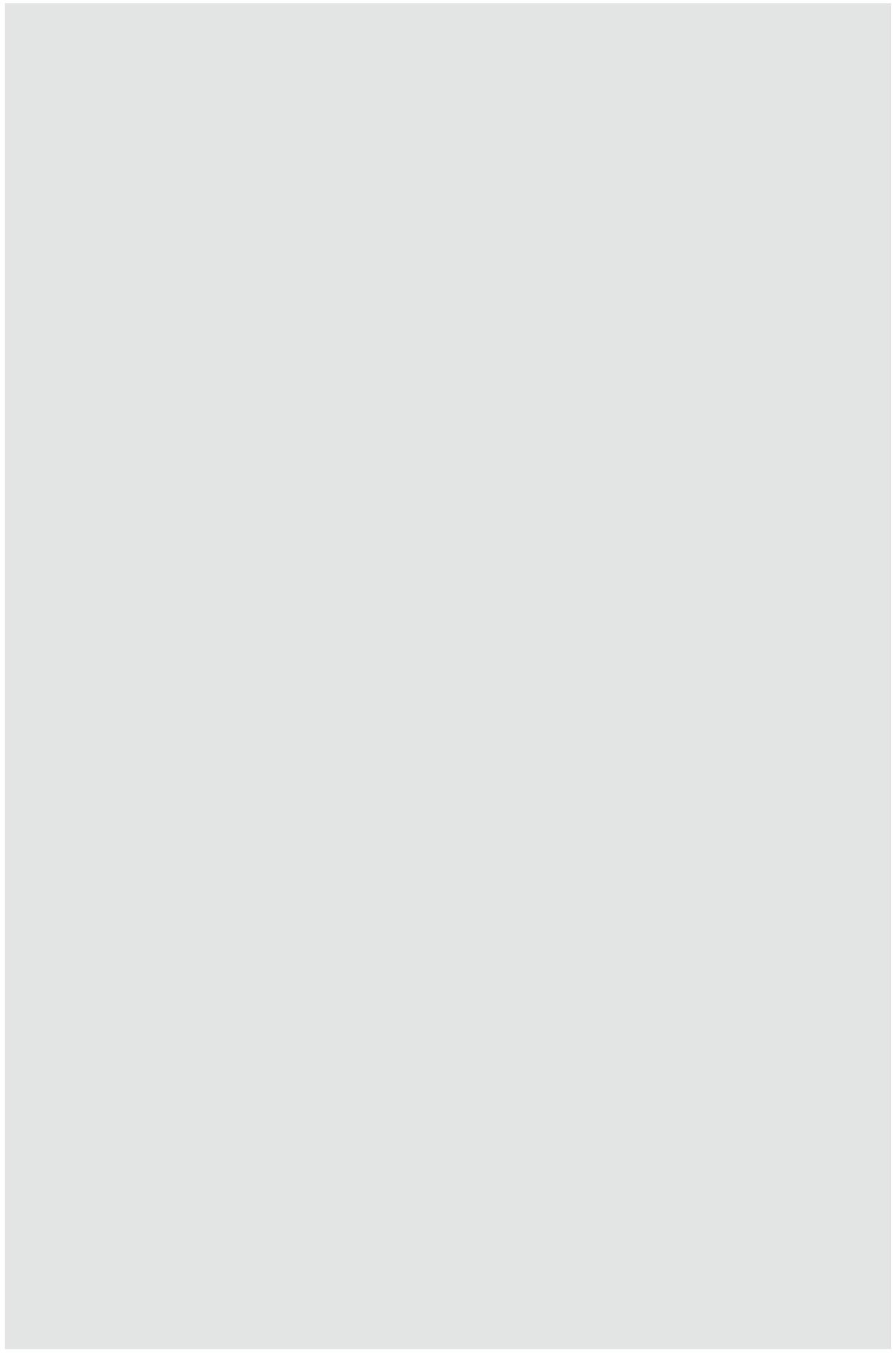
Ungeachtet der Kraftwerksfrage ergeben sich aus der Analyse weitere Konsequenzen für den Schweizer Elektrizitätsmarkt. Der Bau neuer Grosskraftwerke stellt keine «Strom-Autonomie»-Strategie dar. Im Gegenteil: Fällt beispielsweise ein Kernkraftwerk wegen Wartungsarbeiten aus, müssen Schweizer Versorger ihren Strom an den internationalen

Strombörsen beschaffen. Der internationale Handel ist aber auch aus Gründen des Wettbewerbs relevant, zumal er die Möglichkeit grenzüberschreitender Konkurrenz schafft. Dies setzt einerseits ausreichende Grenzkapazitäten für den Import voraus, ansonsten Netzengpässe wie Zollschränken bzw. Importkontingente wirken. Sowohl aus Gründen der Versorgungssicherheit als auch aus preislichen Gründen ist in erster Linie ein Ausbau der Grenzkapazitäten gegenüber jenen Ländern voranzutreiben, die künftig über ausreichende und vor allem günstige Produktionskapazitäten verfügen. Andererseits muss der Prozess des grenzüberschreitenden Handels auch organisatorisch effizienter werden. Dazu gehört eine systemische Integration in den europäischen Markt, beispielsweise im Rahmen eines so genannten Market Coupling, welches den Handel von Strom und Grenzkapazitäten organisatorisch zusammenführt und damit vereinfacht.

Privatisierung als Konsequenz der Liberalisierung

Und schliesslich ergeben sich auch Konsequenzen in Bezug auf die Eigentumsstrukturen der Verbundunternehmen, die heute mehrheitlich im Besitz der Kantone sind. Zwar bieten die europäischen Strommärkte heute attraktive Investitionsmöglichkeiten, doch sind damit auch Risiken verbunden. Dazu gehören insbesondere die steigenden Unsicherheiten auf den Rohstoffmärkten oder die Entwicklungen in der europäischen Klimapolitik, welche die CO₂-Zertifikatspreise bestimmt. Letztlich ist auch nicht ausgeschlossen, dass in Europa Kraftwerksüberkapazitäten entstehen, wie dies bereits in den 90er-Jahren der Fall war. Daneben werden – heute noch unsichere – technische Entwicklungen sowie politische Entscheidungen die Kosten und den Einsatz neuer erneuerbarer Energien, aber auch der Grosskraftwerke bestimmen. Die Vielzahl unsicherer

Faktoren macht eine langfristige Kraftwerksplanung schwierig. Der Betrieb von heute als attraktiv beurteilten Anlagen könnte sich in 20 Jahren als unrentabel herausstellen. Versorgungsunternehmen, die auf die falsche Technologie oder den falschen Markt setzen oder sich an den wachsenden Stromhandelsmärkten verspekulieren, könnten dann in finanzielle Schwierigkeiten kommen. Neben den finanziellen Risiken bestehen auch Reputationsrisiken, beispielsweise im Falle von Energiegeschäften mit Ländern des Nahen und Mittleren Ostens. Um als glaubwürdige und neutrale Partei aufzutreten, kann der Staat nicht gleichzeitig umsichtige Aufsichtsbehörde und gewinnmaximierender Unternehmer sein. Damit die dargestellten Klumpenrisiken nicht direkt die öffentlichen Haushalte treffen, muss sich der Staat konsequenterweise aus der Elektrizitätswirtschaft zurückziehen. Die Gewinnerwirtschaftung unter den Risiken eines liberalisierten Marktes ist nicht Sache der Kantone, sondern jene von privaten Investoren. Der Staat kann die Grundversorgung und die Zwänge aus den Netzeigenschaften (z.B. Anschlusspflicht des besiedelten Raums, Durchleitungsrechte etc.) hoheitlich regeln, ohne selbst tätig zu werden.



02 Der europäische Kontext

2.1 Dominanz von Atom- und Kohlestrom

Noch Ende der 1990er-Jahre war der europäische Kraftwerkspark durch Überkapazitäten im Ausmass von etwa 10 Prozent oder 30 000 bis 50 000 MW charakterisiert. Alleine in Deutschland wurden die Überkapazitäten auf gegen 10 000 MW geschätzt – das entspricht rund zwei Dritteln der heute in der Schweiz verfügbaren Leistung. In der Folge wurden Überkapazitäten systematisch abgebaut, indem zahlreiche überalterte Kraftwerke mit ungünstigeren Kostenstrukturen stillgelegt wurden. Gleichzeitig boten die tiefen Grosshandelspreise ein unattraktives Marktumfeld für neue Investitionen, auch weil der liberalisierte europäische Binnenmarkt das Risiko von günstigen Importen aus dem Ausland in sich barg.

Seit der Jahrtausendwende herrscht im europäischen Kraftwerkspark dagegen wieder Aufbruchstimmung. Die fortschreitende Überalterung des Kraftwerksparks, die mit dem Wirtschaftswachstum deutlich gestiegene Stromnachfrage sowie die damit einhergehenden höheren Strompreise machen Investitionen in Kraft-

werke sukzessive interessanter. Die EU-Kommission schätzt den Investitionsbedarf in neue Kraftwerkskapazitäten in Europa in den kommenden 25 Jahren auf rund 900 Mrd. EUR (vgl. EU-Kommission 2007, S. 11)

Im Jahr 1996 produzierte der europäische Kraftwerkspark (EU 27) rund 2 650 TWh, 1999 waren es knapp 2 800 TWh und 2006 rund 3 200 TWh. Dabei wird Strom insbesondere durch Kernkraftwerke (Anteil an der Produktion im Jahr 2005: 32 Prozent) sowie durch Kohlekraftwerke (24 Prozent) produziert. Länder mit überdurchschnittlichen Anteilen Kernkraft in ihrem Produktionsportfolio sind Frankreich, Belgien und Schweden sowie die ehemaligen Länder des Ostblocks, Slowakei, Bulgarien, Lettland und Ungarn. Überdurchschnittlich viel Kohle verwenden dagegen Deutschland, Dänemark, Polen und Tschechien. Eine relativ geringere Rolle spielen heute Gaskraftwerke bei der Stromproduktion. Sie stellen nur in den Niederlanden (77 Prozent), Italien (42 Prozent) und Irland (42 Prozent) mehr als 40 Prozent der Gesamtproduktion sicher; der Anteil der Gaskraftwerke an der installierten Leistung (also der Kraftwerkskapazität) beträgt in den Niederlanden 68

Tab.1: Kapazitäten, Erzeugung, Importe/Exporte (2006)

	MAXIMALE BRUTTOLEISTUNG (MW)	ERZEUGUNG (TWH)	IMPORTE (TWH)	EXPORTE (TWH)
Frankreich	118 100	548.8	8.5	71.9
Deutschland	134 900	596.1	46.0	66.0
Österreich	21 700	60.7	21.1	14.4
Italien	92 400	301.7	46.3	1.6
EU 25	750 000	3085.7	304.4	290.7
EU 27	n.a.	3182.5	306.5	304.9

Deutschland und Frankreich sind Netto-Exporteure, Österreich und Italien sind Importeure. Die EU 27 als Ganzes hat eine praktisch ausgeglichene Strombilanz.

Quellen: TERNA 2007a/ENERDATA UND EUROSTAT 2007a.

Prozent, in Italien 35 Prozent und in Irland 40 Prozent (vgl. EGL 2005). Während in Italien und Irland der hohe Anteil Gas nicht zuletzt durch das Fehlen von Kernkraftwerken begründet ist, wird in den Niederlanden Gas vor allem aufgrund hoher eigener Gasvorkommen verwendet.

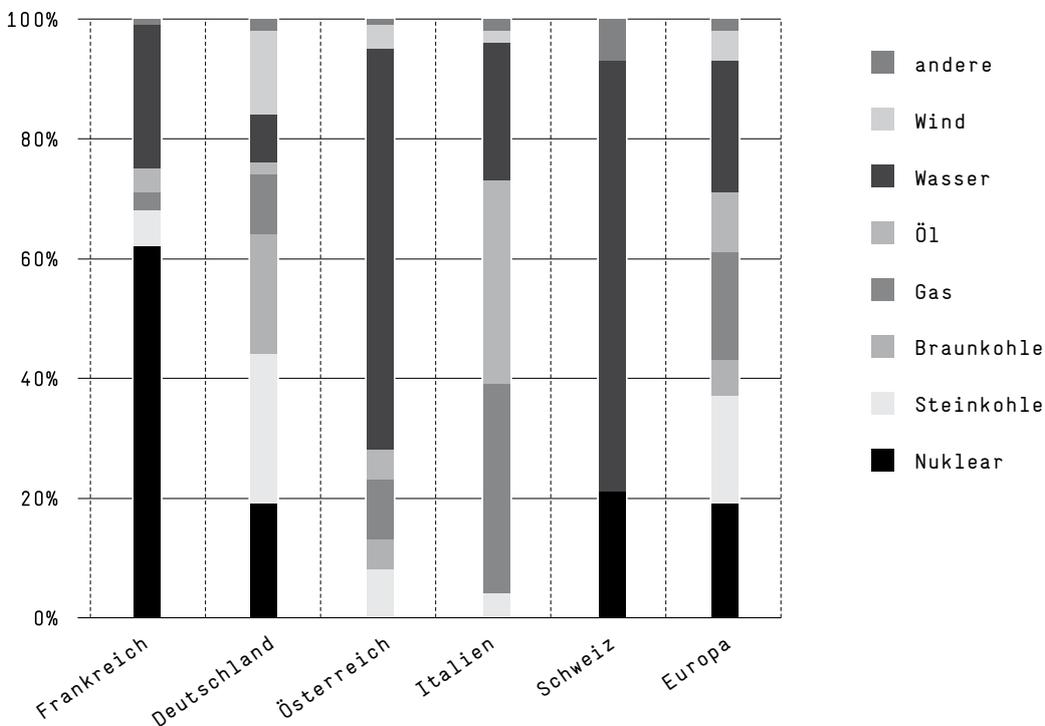
grüne Zertifikate (z.B. Niederlande, Italien; vgl. auch Kapitel 3.4) und weisse Zertifikate (z.B. Niederlande)¹. Von ihrem Ziel ist die EU allerdings noch weit entfernt. Insgesamt entfällt heute weniger als 4 Prozent der Stromproduktion auf neue erneuerbare Energien.

Die Europäische Union hat als Ziel festgelegt, dass im Jahr 2020 20 Prozent des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden sollen. Hierzu wurden in den einzelnen Ländern unterschiedliche Fördermassnahmen implementiert. Dazu gehören Einspeisevergütungen (z.B. Deutschland, Österreich),

Relevanz der Merit Order

Um die Mechanismen an den internationalen Strommärkten zu verstehen, kommt man nicht darum herum, die Kostenstrukturen der unterschiedlichen

Abb. 1: Europäische Produktionsstruktur (installierte Leistung): Viel Kohle



Deutschland und Frankreich weisen mit einem überdurchschnittlichen Anteil Kohle- bzw. Kernkraft eine starke Ausrichtung auf die Produktion von Bandenergie auf.

Quelle: EGL 2005

Kraftwerksparks genauer anzuschauen. Die Kosten der Kraftwerke entscheiden letztlich darüber, ob und zu welchen Verbrauchszeiten ein Kraftwerk eingesetzt wird und ob es zwischen Ländern zum Handel mit Strom kommt. Und die Kosten der Stromproduktion werden im Wesentlichen durch die Art der Produktionstechnologie bestimmt. Produktionskosten teilen sich in variable sowie fixe Investitions- und Betriebskosten. Einen hohen Anteil variabler Kosten weisen insbesondere konventionelle thermische Kraftwerke auf, die auf Brennstoff wie Kohle oder Gas angewiesen sind. Die entsprechenden variablen Kosten resultieren aus dem Marktpreis für die Rohstoffe. Technologien, die Wind- oder Wasserkraft nutzen, benötigen zwar keinen Brennstoff, hingegen sind ihre fixen Investitionskosten anteilmässig umso höher. Ähnlich ist es bei den Kernkraftwerken. Der variable Anteil der Kosten für Uranbrennstoff ist im Vergleich zu konventionellen thermischen Kraftwerken sehr gering. Viel mehr fallen die produktionsunabhängigen Kosten für den Bau und den Unterhalt ins Gewicht.

Bei der Frage von Investitionsentscheidungen sind die Gesamtkosten relevant. Etwas vereinfacht ausgedrückt, müssen die durchschnittlichen Stromproduktionskosten eines Kraftwerks unter dem Marktpreis liegen, ansonsten sich eine Investition nicht lohnen kann. Sind die Kraftwerke gebaut, spielen aus der Sicht des Marktes jedoch nur noch deren variable bzw. deren Grenzkosten eine Rolle. Die Grenzkosten stellen jene variablen Kosten dar, welche bei der Produktion einer weiteren Einheit Energie anfallen. Die Relevanz der Grenzkosten kann einfach illustriert werden: ein Produzent wird sein Kraftwerk nur dann betreiben, wenn der auf dem Markt erzielbare Strompreis über den Grenzkosten seines Kraftwerks zu stehen kommt. In diesem Fall kann er einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften (vgl. auch Box I).

Produktionskosten im Jahr 2007

Abbildung 2 stellt die für das Jahr 2007 relevanten Durchschnitts- und Grenzkosten pro Kraftwerkstechnologie dar. Die Durchschnittskosten stellen die gesamten Kosten pro produzierte MWh Strom dar. Dazu gehören neben den Kosten für das eingesetzte Kapital auch die Kosten für den Brennstoff sowie die Unterhalts- bzw. Betriebskosten. Die Grenzkosten dagegen umfassen ausschliesslich die variablen Kosten, also die Kosten des Brennstoffs sowie der mengenabhängigen Unterhalts- bzw. Betriebskosten. Mit steigenden Brennstoffkosten nähern sich die Grenzkosten den Durchschnittskosten an, weil die fixen Kosten dann einen relativ geringeren Anteil an den Durchschnittskosten ausmachen. Die in Abbildung 2 dargestellten Grenzkosten entsprechen damit der Merit Order, wie sie in Box I dargestellt wird.

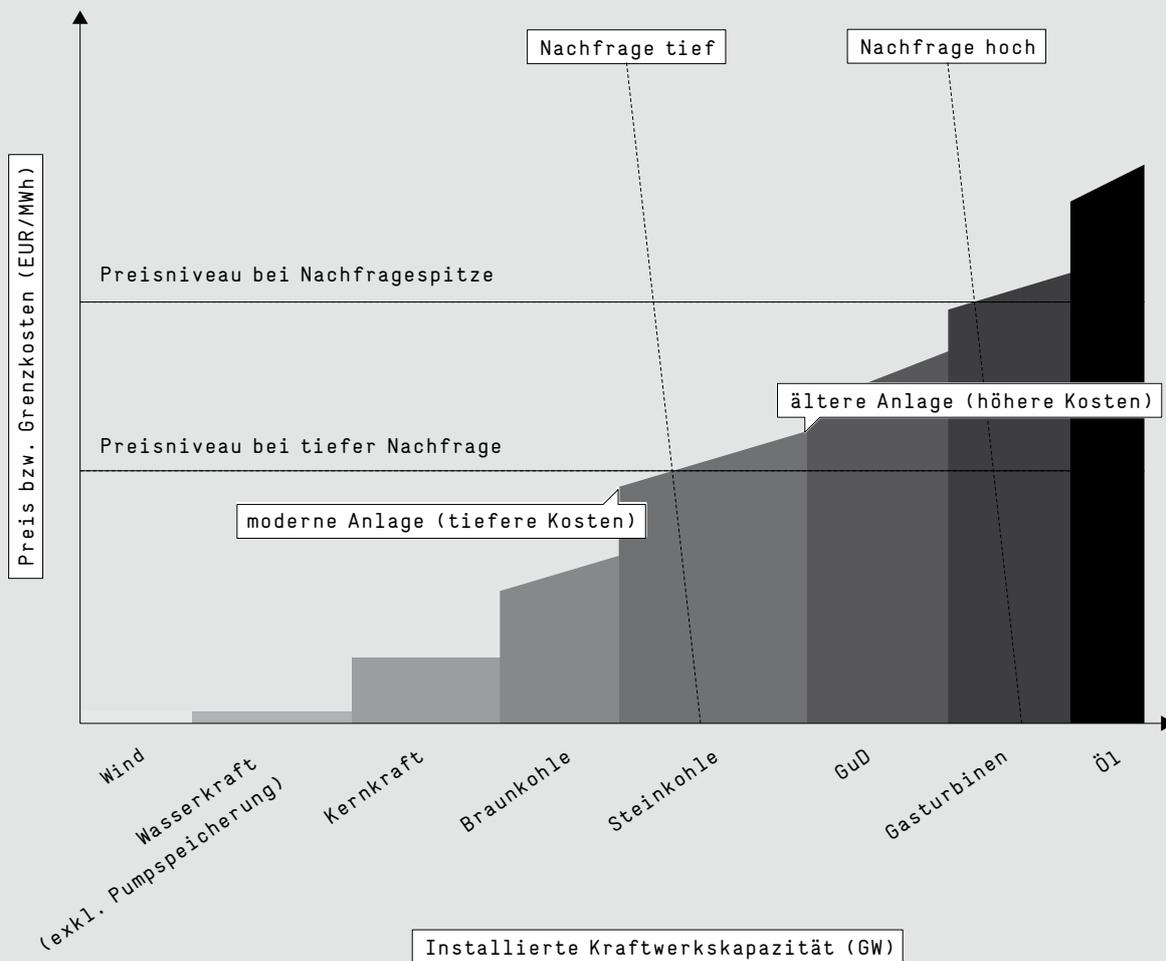
In den Berechnungen der Gestehungskosten für Strom aus Gas- und Steinkohlekraftwerken wurden durchschnittliche Grosshandelspreise für Gas sowie Kohle aus dem Jahr 2007 zugrunde gelegt: für Gas 14.95 EUR/MWh und 68.24 EUR pro Tonne Steinkohle.² Die für 2007 relevanten Kosten für Uranbrennstoff belaufen sich auf rund 9 EUR/MWh (vgl. PROGNOS 2008 S. 16 und MCKINSEY 2007, S. 62). Um eine minimale Vergleichbarkeit bei den Durchschnittskosten herzustellen, wurde bei allen thermischen Kraftwerken (Gas, Kohle und Kernkraft) eine Auslastung von 90 Prozent angenommen. Für die Kapitalkosten gilt ein Zins von 9 Prozent.

Den Kosten werden in der Abbildung die durchschnittlichen Grosshandelspreise für Grundlaststrom in den Marktgebieten Deutschland/Österreich, Frankreich, Italien und der Schweiz gegenübergestellt. Ein Blick auf die Abbildung 2 zeigt, dass Kleinwasserkraftwerke bislang in allen Märkten nicht wirtschaftlich betrieben werden konnten, da

Box I: Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt – ein theoretischer Überblick

Der Stromverbrauch variiert während des Tages signifikant. Am Tag und insbesondere am Mittag und am Abend steigt der Verbrauch überproportional an. Der Begriff Grundlast bezeichnet die Strommenge, die rund um die Uhr verbraucht wird. Der niedrigste Stromverbrauch tritt in der Regel nachts auf und wird beispielsweise durch den Verbrauch von Industrieanlagen, die in der Nacht produzieren, oder Strassenbeleuchtungen bestimmt. Am Tag nimmt der Stromverbrauch von Haushalten und Unternehmen zu. Der entsprechend höhere Verbrauch zwischen 9.00 Uhr und 20.00 Uhr wird meist als Mittellast bezeichnet, während die Bedarfsspitzen vor allem am Mittag (11-13 Uhr) und am Abend (17-19 Uhr) als Spitzenlast bezeichnet werden. In der Schweiz wird meist nur zwischen Band- und Spitzenenergie unterschieden. Dabei bezeichnet Bandenergie den Grundbedarf an Strom, also die Grundlast. Spitzenenergie bzw. Spitzenlast entspricht jener Strommenge, die über die Bandenergie hinausgeht. Diese Definition deckt sich weitgehend mit jener der Leipziger Börse EEX, die zwischen «Peak» (zwischen 9.00 Uhr und 20.00 Uhr) und «Base» (0-24 Uhr) unterscheidet. Aus ökonomischer Sicht wird ein Kraftwerk dann eingesetzt, wenn dessen Grenzkosten, also die variablen Kosten für die Produktion einer zusätzlichen Megawattstunde (MWh), unter dem erzielbaren Verkaufspreis liegen. In diesem Fall resultiert ein positiver Deckungsbeitrag für Fixkosten (wie z.B. Kapitalkosten oder produktionsunabhängige Wartungs- und Betriebskosten) und Gewinn. Auf Spotmärkten wie der European Energy Exchange (EEX) offerieren daher Stromproduzenten den Strom anhand der Grenzkosten ihrer Kraftwerke. Der erzielbare Marktpreis wird unabhängig von den individuellen Angeboten durch das letzte noch nachgefragte Kraftwerk bestimmt. Das heisst, das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis am Markt, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Ausser dem Grenzkraftwerk, bei welchem der Preis gerade noch die Grenzkosten deckt, erzielen alle übrigen verkauften Kraftwerkskapazitäten positive Deckungsbeiträge. Die Höhe der Nachfrage bestimmt, welche Kraftwerke zum Einsatz gelangen. Je tiefer die Grenzkosten eines Kraftwerks sind, desto eher wird es bei gegebener Nachfrage zum Einsatz kommen. Die Grenzkosten der Kraftwerke stellen nichts anderes als die Angebotskurve am Strommarkt dar. Die Angebotskurve bzw. die Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes wird auch «Merit Order» genannt. Ganz links in der Angebotskurve sind Wind-, Flusslauf- und Kernkraftwerke sowie Kohlekraftwerke. Sie werden in erster Linie für die Produktion von Grundlast eingesetzt. Weil bei ihnen vor allem fixe (Kapital-)Kosten anfallen, lohnt es sich nicht, diese bei tiefen Marktpreisen vom Netz zu nehmen. Zur Abdeckung der Spitzenenergie kommen dagegen (Pump-)Speicherkraftwerke sowie rasch regelbare Kraftwerkstypen wie moderne GuD und Gasturbinen- sowie Öl-Kraftwerke mit Schnellstartfähigkeit zum Einsatz. Aufgrund des benötigten Brennstoffs weisen gas- und ölbetriebene Kraftwerke relativ hohe variable Produktionskosten auf, sodass sie während den Grundlastzeiten meist nicht oder nur auf geringem Niveau betrieben werden. Der Einsatz von Bandenergie- und Pumpspeicherkraftwerken kann optimiert werden, wenn in der Nacht überschüssige Bandenergie zum Füllen von Speicherseen verwendet wird.

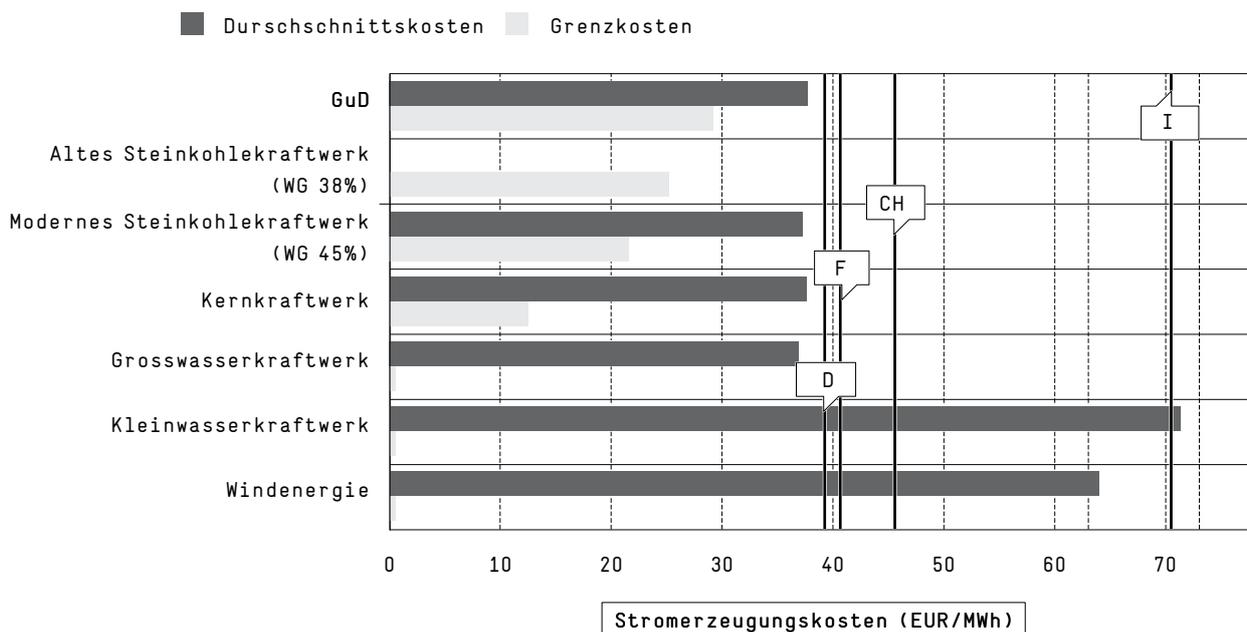
 Merit Order



In der Abbildung wird beispielhaft eine Merit Order dargestellt, bei welcher im Falle der Grundlast Steinkohlekraftwerke preisbestimmend sind. Im Falle von Spitzenlast-Zeiten wird der Preis hingegen durch Gasturbinenkraftwerke determiniert. Nur bei ausserordentlichen Nachfragespitzen würden zudem Ölkraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten zum Einsatz gelangen. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird offensichtlich durch ihre variablen bzw. Grenzkosten bestimmt. Ändern sich die relativen Preise der Brennstoffe, kann eine Änderung in dieser Reihenfolge resultieren. Steigt beispielsweise der Preis für Kohle stark an während der Gaspreis konstant bleibt, können GuD in der Merit Order nach links rücken, da sie nun günstiger produzieren als Kohlekraftwerke. Als Folge dessen wird der Preis der Grundlast durch die Grenzkosten der GuD bestimmt. Ähnliches gilt bei der Einführung von CO₂-Zertifikaten. Weil Kohlekraftwerke CO₂-intensiver als GuD sind, steigen die Grenzkosten der Kohlekraftwerke relativ stärker an.

 Quelle: eigene Darstellung

Abb. 2: Kosten und Preise 2007 (Grosshandelspreise für Grundlast)



Die Erzeugungskosten basieren auf repräsentativen Modellen unter Verwendung der Brennstoffpreise für das Jahr 2007. Den Erzeugungskosten werden die durchschnittlichen Grosshandelspreise für Grundlast an den Spotmärkten EEX (CH und D), Powernext (F) und GME (I) gegenübergestellt.

Quellen: eigene Berechnungen auf Basis eines repräsentativen Kraftwerksmodells von CREDIT SUISSE EQUITY RESEARCH 2006, S.45; Kosten der Wasserkraftwerke gemäss SATW 2006; für Windkraftwerke sind die Kosten in der Schweiz höher, vgl. Kapitel 5.3

die Durchschnittskosten über dem Marktpreis lagen. Gleiches gilt für Windkraftwerke in den Märkten Deutschland, Schweiz und Frankreich. Im hochpreisigen Markt für Spitzenenergie lassen sich diese Kraftwerkstypen aufgrund der mangelnden Flexibilität, Speichermöglichkeit oder Leistungs-Prognostizierbarkeit hingegen kaum systematisch einsetzen. Allerdings weisen diese Kraftwerke äusserst tiefe Grenzkosten auf. Sind sie – mit staatlicher Subventionierung – einmal gebaut, werden sie in der Merit Order weit vorne liegen und auf jeden Fall zum Einsatz kommen. Weil in der Praxis neue erneuerbare

Energie oft via Einspeisevergütung und garantierter Abnahme durch den Netzbetreiber finanziert werden, kann man gedanklich auch eine unveränderte Merit Order unterstellen und die Nachfragekurve nach links verschieben (die garantierte Abnahme reduziert die Restnachfrage auf dem freien Markt). Tiefe Grenzkosten weisen ebenfalls die Wasserkraftwerke auf. Sehr hohe Grenzkosten verursachen dagegen thermische Kraftwerke basierend auf Gas und Kohle. Dabei weisen in der Modellrechnung in Abbildung 2 GuD mit einem Wirkungsgrad von 55 Prozent die höchsten Grenzkosten aus, noch vor den älteren

Steinkohlekraftwerken (etwa Baujahr 1980) mit einem Wirkungsgrad von rund 38 Prozent (vgl. auch HIRSCHHAUSEN et al. 2007, S. 66) sowie den modernen Steinkohlekraftwerken mit einem Wirkungsgrad von rund 45 Prozent. Relativ tiefe Grenzkosten weisen dagegen die Kernkraftwerke auf.

CO₂-Zertifikate erhöhen Grenzkosten

Bei der Kostenermittlung von Kraftwerkstechnologien sind auch Kosten für klimapolitische Instrumente zu berücksichtigen. Dies sind in erster Linie Kosten für CO₂-Zertifikate, welche im Rahmen des EU Emissions Trading Scheme (EU-ETS) gehandelt werden. Der Zukauf von CO₂-Zertifikaten verursacht bei Betreibern von konventionellen thermischen Kraftwerken variable Kosten, weil der CO₂-Ausstoss linear mit der produzierten Menge anfällt. Technologien wie Kernkraftwerke, Wasser- und Windkraft benötigen keine Zertifikate, zumal sie keine fossilen Energieträger zur Stromproduktion verwenden. Bislang erhielten konventionelle thermische Kraftwerke wie z.B. GuD oder Kohlekraftwerke ihre CO₂-Zertifikate durch ein sogenannte «Grandfathering»-System weitgehend kostenlos zugeteilt. Dabei wurden die Zertifikate aufgrund historischer Emissionswerte an die Emittenten abgegeben. Im Rahmen der Nationalen Allokationspläne (NAP I) sollten die Kraftwerke auf diese Weise 95 bis 100 Prozent der nötigen Zertifikate für die Periode 2005-2007 kostenlos erhalten. In vielen Fällen verfügten die Kraftwerksbetreiber aber über einen Zertifikatsüberschuss, weil die ex ante geschätzten Mengen zu hoch angegeben wurden – der massive Preiszerfall der Zertifikate an der Börse EEX im April 2006 hat dies deutlich gemacht.³ Weil die CO₂-Zertifikate im Jahr 2007 faktisch zum Preis von null gehandelt wurden, müssen in Abbildung 2 keine CO₂-Kosten berücksichtigt werden, um die Kosten für das Jahr 2007 darzustellen.

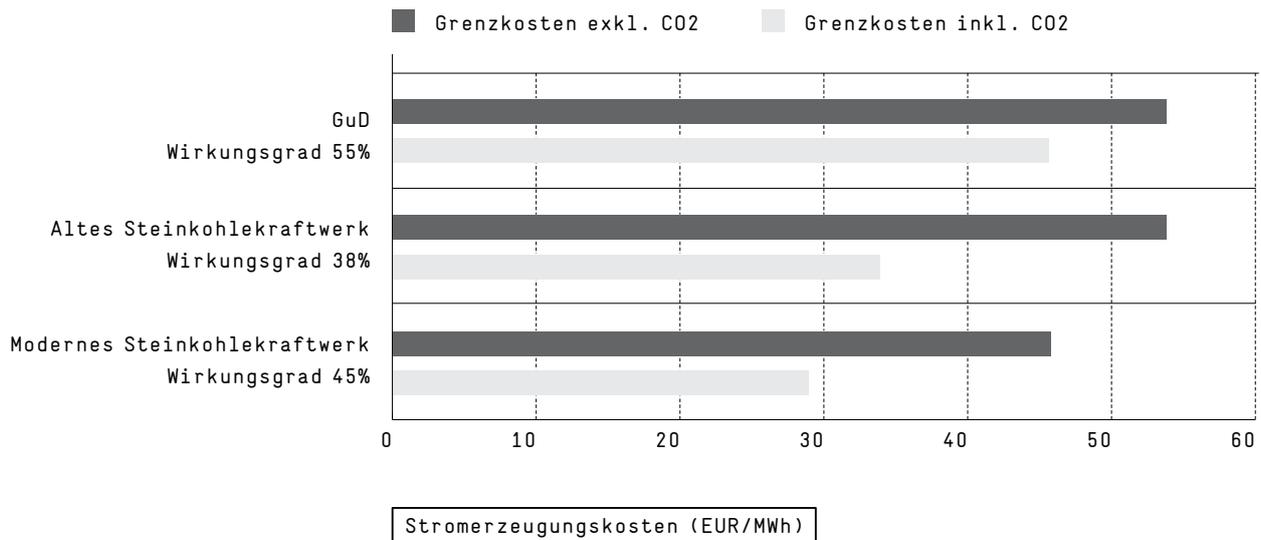
Für die Periode 2008-2012 (NAP II) ist ein leicht rigideres System vorgesehen, das die (kostenlose) Zuteilung von Zertifikaten pro EU-Mitgliedstaat reduziert. Zudem erfolgt die Zuteilung der Zertifikate für Neu- und Altanlagen in der deutschen Energiewirtschaft nicht mehr nach dem bisherigen «Grandfathering»-System mit historischen Emissionswerten, sondern nach einem Benchmarkingverfahren, das die Emissionen einer effizienten Vergleichsanlage zugrunde legt. Damit sollen gezielt Anreize für den Ersatz von Altanlagen gegeben werden (vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2007). An der Börse EEX notierten die Zertifikate Anfang 2008 mit rund 20 EUR / Tonne CO₂, im Mai bei etwa 25 EUR. Ab 2013 soll das CO₂-Zertifikatssystem schliesslich grundlegend neu gestaltet werden. Dann werden im Rahmen des EU-ETS keine Zertifikate mehr kostenlos an die Kraftwerksbetreiber abgegeben. Vielmehr werden sie vollumfänglich versteigert. Zudem wird ein europaweiter CO₂-Cap vorgegeben (vgl. SCHAFFHAUSEN 2008, S. 20).

Ein ähnlicher CO₂-Zertifikatshandel könnte ausserdem auch in den USA eingeführt werden. Der «America Climate Security Act», welcher vom ehemals demokratischen Senator Joe Lieberman und dem Republikaner John Warner ausgearbeitet wurde, hat die Einführung eines US-weiten Emissionshandels im Jahr 2012 zum Ziel. Im Gesetzesentwurf ist eine Reduzierung der Treibhausgase um knapp 60 Prozent gegenüber 1990 vorgesehen. Auch hier soll zu Beginn nur ein Viertel aller Emissionsrechte versteigert werden, bis 2035 sollen es 73 Prozent sein.

CO₂-Zertifikate könnten Merit Order verändern

Wegen ihres höheren CO₂-Ausstosses pro MWh sind Kohlekraftwerke stärker den Launen der europäischen Klimapolitik ausgesetzt als beispielsweise

Abb. 3: Grenzkosten 1. Quartal 2008: Kohlekraftwerke günstiger als GuD



Kraftwerkskosten mit Inputpreisen vom 1. Quartal 2008: bei steigenden Inputpreisen müssten CO₂-Zertifikate überproportional teurer werden, damit GuD tiefere Grenzkosten als Steinkohlekraftwerke aufweisen.

Quellen: eigene Berechnungen auf Basis eines repräsentativen Kraftwerksmodells von CREDIT SUISSE EQUITY RESEARCH 2006, S. 45

GuD. Je restriktiver die Klimapolitik, desto teurer die Zertifikate und desto geringer die Wettbewerbsfähigkeit von Kohlekraftwerken. Unterstellt man in Abbildung 2 einen hypothetischen CO₂-Zertifikatspreis von 20 EUR/Tonne CO₂, steigen die Durchschnittskosten der Steinkohlekraftwerke über das Niveau der GuD, während die Grenzkosten etwa ausgeglichen sind. Steigt der CO₂-Zertifikatspreis über die 20 EUR hinaus, weisen GuD tiefere Grenzkosten auf. Es kann eine neue Merit Order entstehen: die GuD würden noch vor den Steinkohlekraftwerken (im Grundlastbereich) eingesetzt. Dies aber gilt nur unter der Voraussetzung unveränderter Gas- und Kohlepreise. Nimmt man steigende Preise für Gas und Kohle an,

nimmt die relative Attraktivität der GuD wieder ab, weil der Kostenanteil des Brennstoffs bei GuD relativ höher ist. Mit anderen Worten: je höher das Niveau der Primärenergiepreise ist, desto höher müsste der CO₂-Zertifikatspreis sein, damit GuD in der Merit Order vor die Steinkohlekraftwerke gelangen. Das lässt sich einfach darstellen. Unterstellt man aktuellere Inputpreise des ersten Quartals 2008 mit CO₂-Zertifikatspreisen von durchschnittlich rund 21 EUR, Preise für Importsteinkohle von 94 EUR/Tonne sowie für Gas von 24 EUR/MWh (vgl. ENBW 2008, S. 13-14 sowie Online-Angaben des BAFA⁴), sind die Grenzkosten moderner Steinkohlekraftwerke noch immer deutlich tiefer als jene der GuD, die Grenzkosten

älterer Steinkohlekraftwerke nähern sich dagegen jenen der GuD an (vgl. Abbildung 3). Nun müsste der CO₂-Zertifikatspreis auf ein Niveau von über 40 EUR ansteigen, damit die Grenzkosten des GuD und eines modernen Steinkohlekraftwerks identisch sind.

Bei den Berechnungen in Abbildung 3 ist jedoch zu berücksichtigen, dass im ersten Quartal 2008 die Preise für Steinkohle aufgrund temporärer Lieferengpässe ein ausserordentlich hohes Niveau erreichten. Während des Januars verringerten sich die Lieferungen aus den USA wegen technischer Probleme am Hauptexportterminal im Hafen von Baltimore, und im Februar stellte China seine Exporte infolge wetterbedingter inländischer Versorgungsprobleme ein. Daneben sanken auch die Lieferungen aus Südafrika aufgrund technischer Schwierigkeiten am Terminal Richards Bay sowie starken Regenfällen (vgl. ENBW 2008, S. 13).

Bislang erhielten bestehende Kraftwerke einen Grossteil der von ihnen benötigten Zertifikate im Rahmen eines Grandfathering-Systems kostenlos. Ein grundsätzlicher Regimewechsel, wonach alle Zertifikate zugekauft werden müssten, würde an den dargestellten Kostenberechnungen grundsätzlich nichts ändern. Weil die gratis erhaltenen Zertifikate grundsätzlich auch am Markt verkauft werden könnten, stellen sie sogenannte Opportunitätskosten dar. CO₂-Zertifikate stellen bei der Produktionsentscheidung also in jedem Fall (kalkulatorische) Grenzkosten dar, unabhängig, ob sie im Rahmen einer Auktion oder durch ein Grandfathering-System vergeben wurden. Ein Kraftwerk, dessen Grenzkosten inklusive der kalkulatorischen CO₂-Kosten über dem Marktpreis für Strom liegen, wird nicht betrieben. Der alternative Verkauf der Zertifikate generiert in jedem Fall einen höheren Gewinn. Das heisst, bei einem Systemwechsel zur Zertifikatsauktion alleine resultiert noch keine Änderung der Merit Order. Hingegen geht der Systemwechsel mit tieferen Gewinnen bei den Kraftwerksbetreibern

einher. Das lässt sich einfach begründen: der Betreiber des dargestellten Kraftwerks mit den hohen Grenzkosten wird nach wie vor sein Kraftwerk nicht betreiben, weil der Marktpreis die Grenzkosten nicht deckt. Nun aber kann er keine Zertifikate verkaufen, die er zuvor kostenlos erhalten hat.

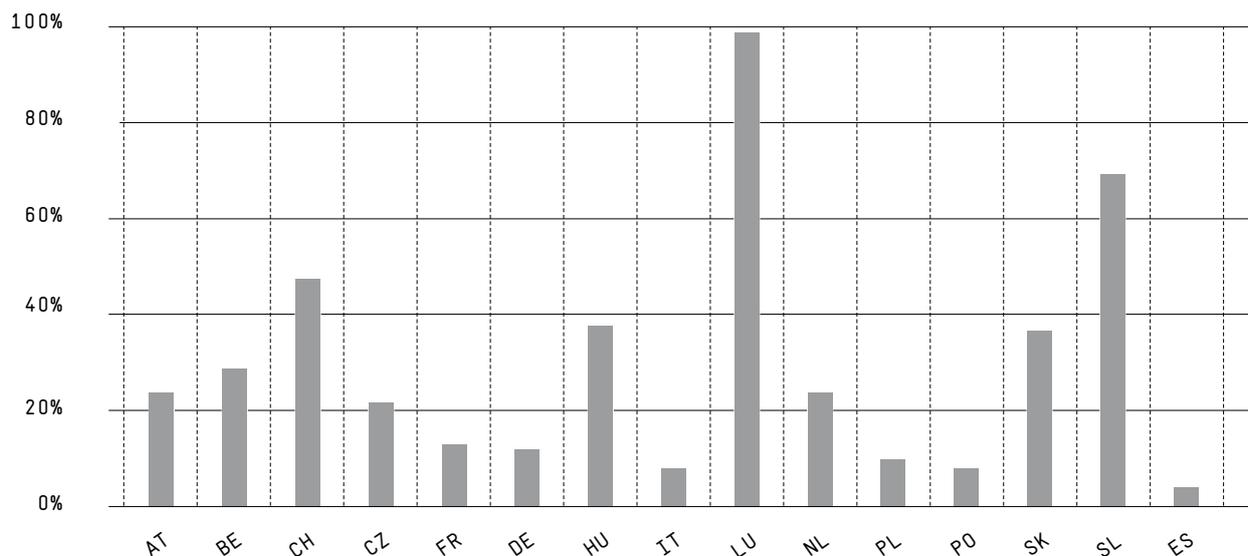
Die Modellrechnung aus Abbildung 3 illustriert, dass die Erwartung einer zunehmend strikteren Klimapolitik die relative Attraktivität von GuD erhöht. Die Erwartung steigender Brennstoffpreise dagegen reduziert diese Attraktivität – insbesondere weil längerfristig mit einem deutlicheren Anstieg des Gaspreises gerechnet wird. Bei der Berücksichtigung dieser Effekte spricht vieles dafür, dass auch in Zukunft Kohlekraftwerke günstiger produzieren als Gaskraftwerke, trotz CO₂-Kosten (vgl. auch OECD/IEA 2006, S. 146). Für diese Vermutung spricht auch ein politökonomisches Argument. In einem Umfeld mit steigenden Brennstoffkosten müssen auch die Preise für CO₂-Zertifikate ansteigen, ansonsten der Merit-Order-Effekt hinfällig wird. Eine steigende «Besteuerung» von Energie in einem Umfeld steigender Brennstoffpreise ist politisch jedoch schwer umsetzbar.

2.2 Preiskonvergenz durch Marktintegration

Netzengpässe behindern den internationalen Handel

Im europäischen Markt treten heute neben Frankreich, Schweden, Dänemark, Spanien und Deutschland vermehrt die neuen Mitgliedstaaten im Osten, darunter Litauen, Estland, Tschechien, Bulgarien, Polen, Slowakei, Slowenien und Rumänien als Netto-Exporteure auf. Das physische und wirtschaftliche Zusammenwachsen der Märkte bietet diesen

Abb.4: Grenzkapazitäten gemessen an der installierten Produktionskapazität



Im internationalen Vergleich weist die Schweiz mit gegen 50% ein hohes Niveau an Grenzkapazitäten, gemessen an den eigenen Produktionskapazitäten, auf.

Quelle: HAAS et al. 2007, S. 18

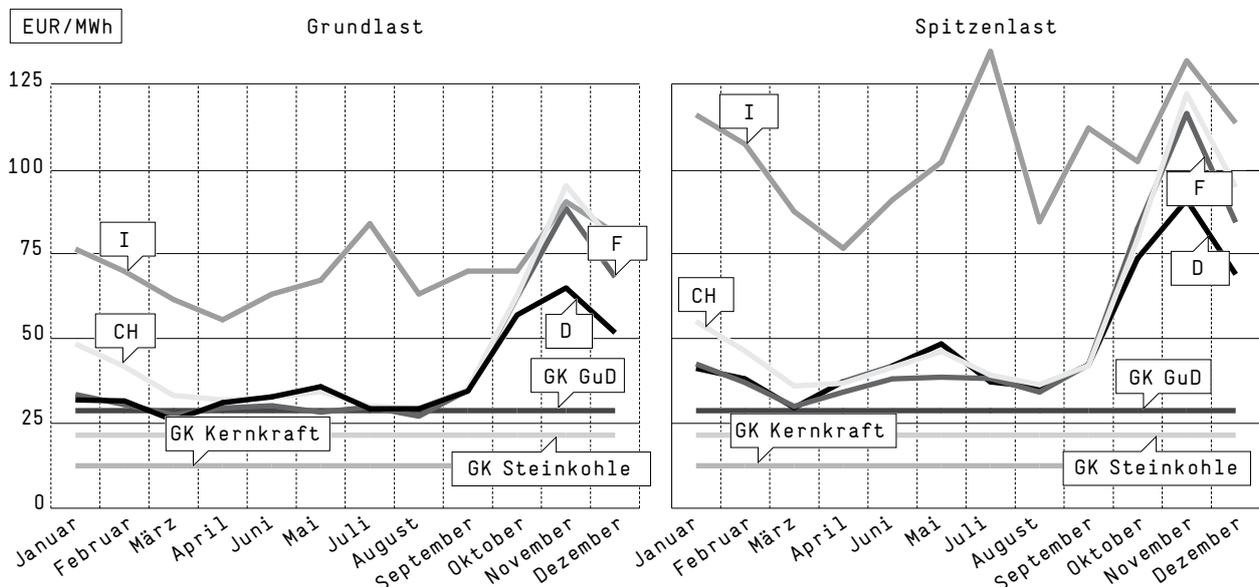
Ländern Möglichkeiten für lukrative Exporte, während Länder wie Italien, Belgien, Niederlande oder Grossbritannien mit relativ hohen Produktionskosten bzw. mangelnden Produktionskapazitäten Möglichkeiten für kostensenkende Importe erhalten. Tatsächlich aber hält sich der grenzüberschreitende Stromhandel in Europa noch sehr in Grenzen. Die EU-Kommission stellte fest, dass der europäische Energiebinnenmarkt noch immer «unterentwickelt» ist (vgl. EU-Kommission 2005). So machten die grenzüberschreitenden Stromflüsse im Jahr 2005 nur gerade 10,3 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus. Dies entspricht einem Anstieg gegenüber 2000 um lediglich 1,4 Prozentpunkte. Das weitaus grösste Hindernis für den grenzüberschreitenden Handel

sind die fehlenden Netzkapazitäten zwischen den europäischen Ländern. Nicht zuletzt aus historischen Gründen wurden die Grenzkapazitäten sehr gering dimensioniert. Grenzkapazitäten dienten bis vor wenigen Jahren nicht dem Handel und dem grenzüberschreitenden Wettbewerb, sondern eher der nachbarschaftlichen Hilfe bei Produktionsengpässen. Die Folge sind Kapazitätsengpässe im grenzüberschreitenden Stromnetz. Die Allokation der Kapazitäten erfolgt dann mittels Auktionsverfahren. Das heisst, Stromhändler müssen im Falle von Knappheit Grenzkapazitäten einkaufen. Diese Kosten wirken wie eine transaktionsabhängige Import- oder Exportgebühr, die den internationalen Handel hemmt.

Um den internationalen Handel und den grenzüberschreitenden Wettbewerb zu fördern, beschloss der Europäische Rat 2002, dass jeder Mitgliedstaat über Grenzkapazitäten im Umfang von mindestens 10 Prozent des nationalen Verbrauchs verfügen muss. Heute haben viele Länder diese minimale Quote knapp erreicht. So beträgt in Deutschland der Anteil der Grenzkapazitäten an den Kapazitäten der inländischen Produktion 12 Prozent, in Frankreich 13 Prozent (vgl. Abbildung 4). Die reine Quote allerdings macht noch keine Aussage über die Effektivität der Grenzkapazitäten. Grenzkuppelstellen sind aus ökonomischer Sicht vor allem dort vorteilhaft, wo grosse Marktpreisunterschiede mit dem benachbarten Land

bestehen. Steigende Grenzkapazitäten fördern die Preiskonvergenz. Für Länder, die in zunehmendem Ausmass auf Importe angewiesen sind, hat dieser Umstand Konsequenzen für die Planung des künftigen Netzausbaus. Mit zunehmender Knappheit inländischer Produktion gehen steigende Preise einher. Der internationale Handel könnte einem Preisauftrieb vor allem dann entgegenwirken, wenn die Grenzkapazitäten gegenüber Tiefpreisländern ausgebaut würden. So fehlen beispielsweise Grenzkapazitäten zwischen Deutschland und Polen, obschon in Polen die Grosshandelspreise in der Vergangenheit deutlich tiefer lagen (vgl. DEUTSCHE MONOPOLKOMMISSION, STROM UND GAS, S.103).

Abb.5: Grosshandelspreise: Italienisches Niveau im Winter (2007)



Insbesondere zwischen Deutschland und Frankreich zeigt sich eine starke Konvergenz der Grosshandelspreise an den Spotmärkten – sowohl für Grundlast als auch für Spitzenlast. Grosshandelspreise für die Schweiz erreichen vor allem im Winter italienisches Niveau. Die Grosshandelspreise werden den repräsentativen durchschnittlichen Grenzkosten aus dem Jahr 2007 gemäss Abbildung 2 gegenübergestellt.

Quellen: EEX, POWERNEXT, GME

Box II: Grenzkosten und Grosshandelspreise: Marktmacht und Investitionsanreize

Entgegen der theoretischen Annahme in Box I, dass die Marktpreise durch die Grenzkosten von Kraftwerken bestimmt werden, zeigt sich in den Abbildungen 2 und 5, dass die Preise zum Teil deutlich über den repräsentativ festgestellten Kosten von neuen Kraftwerken liegen. Dies kann durch drei Aspekte begründet sein:

i) *Ineffiziente Kraftwerke bestimmen den Preis*: Einerseits sind es vor allem ältere Kraftwerkstypen mit schlechteren Wirkungsgraden, welche mit höheren Grenzkosten höhere Marktpreise implizieren. Unterstellt man bei älteren Kohlekraftwerken einen Wirkungsgrad von 38 Prozent (statt 45 Prozent bei moderneren Anlagen), steigen die für 2007 simulierten Grenzkosten von 21.6 EUR auf 25 EUR (vgl. Abbildung 2). Damit allerdings bleibt – v.a. im Winter – noch immer ein Preisaufschlag bestehen.

ii) *Marktmacht*: Ein weiterer Grund für die höheren Preise liegt in der Existenz von Marktperfektionen. So sind beispielsweise die Märkte Frankreich und Deutschland durch einen respektive vier grosse Anbieter beherrscht. Aufgrund der relativ geringen Anzahl Marktteilnehmer ist es theoretisch möglich, durch eine gezielte Zurückhaltung von (günstigeren) Kraftwerkskapazitäten Preissteigerungen am Spotmarkt zu generieren. Führt die Zurückhaltung von günstigen Kraftwerkskapazitäten dazu, dass ein teures Öl- oder Gaskraftwerk statt ein günstigeres Kohlekraftwerk in der Merit Order preisbestimmend wird, steigt der Marktpreis und damit der Deckungsbeitrag für alle eingesetzten Kraftwerke – die Preissteigerung impliziert daher einen positiven externen Effekt auf alle Kraftwerke. Tatsächlich gibt es Evidenz für solches Verhalten an den Strommärkten (vgl. auch MÜSGENS 2004 sowie Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft 2007). Auch die EU-Wettbewerbsentscheidungen auf Basis diverser Marktuntersuchungen lassen auf solche Marktperfektionen schliessen (vgl. LONDON ECONOMICS 2007, S. 335).

iii) *Investitionsanreize*: Schliesslich aber kann es durchaus sinnvoll sein, wenn die Marktpreise über den Grenzkosten des zuletzt eingesetzten Kraftwerks liegen. Weil ein Grenzkostenpreis nicht zur Deckung der Fixkosten beiträgt, wäre kein Unternehmen bereit, eben dieses letzte Kraftwerk zu betreiben. Oder aus Sicht der Investitionsanreize: Orientierten sich die Preise ausschliesslich an den Grenzkosten von modernen Kraftwerken, würde nicht in neue Kraftwerke investiert, zumal keine Deckungsbeiträge für Fixkosten und Gewinn existierten. Grenzkostenpreise hätten Unterinvestitionen zur Folge (vgl. auch OCKENFELS et al. 2008, S. 71-73). Aufgrund der bestehenden Kraftwerksüberkapazitäten in Deutschland während der 90er-Jahre resultierten tatsächlich Marktpreise, die sich sehr eng an den (kurzfristigen) Grenzkosten der Kraftwerke orientierten. In der Folge nahmen Anreize für Investitionen deutlich ab, gleichzeitig wurden Überkapazitäten sukzessive abgebaut (vgl. EWI und EEFA 2005, S. 35). Der Kapazitätsabbau betraf natürlich in erster Linie ältere Kraftwerkstypen, die aufgrund ihrer tieferen Effizienz höhere Grenzkosten aufweisen. Der Abbau von Kapazitäten geht daher mit einer Verjüngung bzw. Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks einher. Hingegen können die Deckungsbeiträge in Zeiten hoher Nachfrage durchgesetzt werden, was erklärt, dass die Preise über den blossen Grenzkosten liegen.

Preiskonvergenz zwischen den Marktgebieten

Ungeachtet der physischen Engpässe hat sich in Europa ein grenzüberschreitender Grosshandelsmarkt herausgebildet. Dass dieser Markt funktioniert, zeigt ein Blick auf die Grosshandelspreise in Deutschland, Frankreich, Italien und der Schweiz. Die länderspezifischen Preise werden vermehrt durch die internationalen Gegebenheiten an den Strom- bzw. Energiemärkten determiniert. Entsprechend parallel entwickeln sie sich (vgl. Abbildung 5). Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass die Preisentwicklung auf den Strommärkten der Preisentwicklung an den Rohstoffmärkten (v.a. Gas und Kohle) folgt. Gerade bei thermischen Kraftwerken ist der Verlauf der Grenzkosten durch den Preis des Inputgutes bestimmt. Weil es sich bei den Märkten für Rohstoffe um internationale Märkte handelt, entwickeln sich die Kosten der Stromproduktion in allen Ländern mit der entsprechenden Kraftwerkstechnologie analog.

Nun lässt sich aber zeigen, dass sich die Stromgrosshandelspreise auch in Ländern mit unterschiedlicher Technologie analog entwickeln. Beispielsweise ist das Grosshandelspreisniveau in Frankreich praktisch gleich wie in Deutschland, obschon die französischen Kernkraftwerke kaum vom Preis für Kohle oder Gas abhängig sind. Der Grund ist einfach. Durch die Möglichkeit des internationalen Handels entstehen Arbitragemöglichkeiten. Der Verkauf bzw. Export in das Hochpreisland lohnt sich, solange der Grosshandelspreis einen Unterschied aufweist. Gibt es keine Netzengpässe, kommt es zu einem vollständigen Ausgleich des Preisniveaus in den beteiligten Ländern, im Falle eines Netzengpasses bleibt ein Preisdifferenzial bestehen (vgl. auch Kapitel 4.4). In beiden Fällen – mit oder ohne Engpass – führen die Exporte zu einer Preisreduktion im importierenden Land sowie zu einer Preiserhöhung im exportierenden Land. Das lässt sich leicht an der Merit Order illustrieren:

im importierenden Land steigt das verfügbare Angebot, während sich die Nachfrage im Exportland nach rechts verschiebt, so dass tendenziell ein höherer Gleichgewichtspreis resultiert. Als Folge dessen kommt es erstens zu einer Konvergenz der Marktpreise und zweitens zu einer zunehmend parallelen Preisentwicklung.

Abbildung 5 zeigt, dass sich die Grosshandelspreise für die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Schweiz, Frankreich und Italien parallel entwickeln, allerdings auf unterschiedlichen Niveaus. Insbesondere das italienische Preisniveau ist im Durchschnitt über jenem der anderen Länder. Dieser Umstand liegt darin begründet, dass in Italien die Grenzkosten der Produktion sehr hoch sind, ausserdem bestehen Engpässe bei den (Import-)Grenzkapazitäten. Lieferungen nach Italien sind aufgrund des grösseren Preisunterschiedes vor allem im Sommer attraktiv. Im Winter dagegen, wenn die Nachfrage nach Strom zunimmt und die Produktionskapazitäten von Laufwasserkraftwerken abnehmen, bestimmen auch im Norden tendenziell teurere Kraftwerkstypen den Preis für die Grundlast, so dass der Preisunterschied zu Italien erodiert. Bei den Preisen für Spitzenlast dagegen weist Italien stetig ein höheres Preisniveau auf – vor allem wegen des Einsatzes teurerer und zum Teil alter Öl- und Gasturbinenkraftwerke (vgl. auch Kapitel 2.5).

Daneben weisen die Länder Deutschland und Frankreich untereinander eine sehr starke Preisniveaukonvergenz auf (vgl. auch EURELECTRIC 2005). Dabei wird der Preis für Grundlast in erster Linie durch (Stein-)Kohlekraftwerke bestimmt. Davon profitieren vor allem die französischen Kernkraftwerke, die aufgrund der tieferen Grenzkosten einen höheren Deckungsbeitrag erwirtschaften können. Da es in Frankreich nur einen Betreiber von Kernkraftwerken gibt, nämlich ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF), sieht sich dieser Anbieter keiner Konkurrenz gegenüber.

Er ist nicht gezwungen, seinen Strom im Grosshandel zu den tieferen Grenzkosten des Atomstroms zu verkaufen. Die Schweiz nimmt nicht zuletzt aufgrund ihrer Transitrolle eine Art Mittelposition ein, so dass ihr Preisniveau zwischen jenem von Deutschland/Österreich/Frankreich und jenem von Italien zu liegen kommt (vgl. Kapitel 4.4).

Initiativen zur Stärkung der Marktintegration

Insgesamt kann erwartet werden, dass es zu einer noch stärkeren Konvergenz der europäischen Grosshandelspreisniveaus kommen wird. Für die EU-Kommission ist das Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte zu einem einzigen Binnenmarkt ein erklärtes strategisches Ziel. Der Stromhandel soll nicht nur Instrument zum Ausgleich länderspezifischer Produktionsengpässe sein. Gleichzeitig soll auch länderübergreifender Wettbewerb entstehen. Dieser ist umso wichtiger, als in vielen nationalen Märkten wenige etablierte Unternehmen dominieren. Aufgrund mangelnder Standorte für den Bau neuer Kraftwerke ist ein Markteintritt unabhängiger Produzenten in der Praxis schwierig. Ein rascher Markteintritt unabhängiger Stromanbieter wäre hingegen mit einer internationalen Beschaffungsstrategie möglich.

Die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes wird im Wesentlichen durch zwei Massnahmen gestärkt. Einerseits will die EU Infrastrukturprojekte zur Stärkung der physischen Netzverbindungen zwischen den Mitgliedstaaten gezielt fördern (vgl. EU-Kommission 2007, S. 10). Dabei stehen drei Projekte im Vordergrund: Stromverbindung zwischen Deutschland, Polen und Litauen; Anbindung der Offshore-Windkraft in Nordeuropa; Verbindungsleitungen zwischen den Stromnetzen Frankreichs und Spaniens. Hierzu soll auch ein gemeinschaftliches Organ geschaffen werden, welches die Netzinfrastrukturen zwischen den Ländern koordiniert. Andererseits wachsen

die Märkte auch ökonomisch vermehrt zusammen. Gerade wegen potenzieller Kapazitätsengpässe zwischen den Ländern werden neue Marktmodelle eingeführt, welche durch eine vereinfachte Engpassbewirtschaftung eine effektivere Nutzung von Grenzkapazitäten möglich machen. Dabei handelt es sich um Modelle, die einen integrierten Handel von Strom und Übertragungskapazität an der Strombörse erlauben. Damit wird nicht nur der grenzüberschreitende Handel vereinfacht, daneben wird auch die optimale Nutzung der vorhandenen Grenzkapazitäten ermöglicht. Ein solches ökonomisches Zusammenwachsen von Märkten hat beispielsweise in Nordeuropa stattgefunden, wo für Finnland, Schweden, Norwegen und die östlichen Gebiete Dänemarks der Stromhandel an einer einzigen Börse (Nordpool) abgewickelt wird. Dabei werden an der Börse im Falle von Netzengpässen zwischen den Ländern unterschiedliche «Zonale Preise» berechnet. Ebenso kam es 2006 zu einem Marktzusammenschluss (Market Coupling) zwischen Belgien, Niederlande und Frankreich. Dabei bleiben die separaten Börsen APX, BELPEX UND POWERNEXT vorderhand weiter bestehen, allerdings optimieren diese die Engpassbewirtschaftung untereinander mit dem Ziel, für einen Ausgleich der Marktpreise zu sorgen. Im Falle von Netzengpässen resultieren an den Börsen ebenfalls so genannte Zonale Preise. Voraussichtlich per 1. Januar 2009 wird sich auch Deutschland beteiligen. Ein ähnliches Market Coupling wird künftig auch die Märkte Deutschland und Dänemark zusammenfassen (vgl. FRONTIER ECONOMICS 2008).

2.3 Deutschland: Ausstieg aus der Kernenergie und neue Relevanz der Kohle

Deutschland als Stromexporteur

Deutschland gehört seit 2003 zu den Netto-Exporteuren im europäischen Strommarkt. Bei einem Produktionsvolumen von 596 TWh im Jahr 2006 beliefen sich die Exporte auf 66 TWh und die Importe auf 46 TWh (vgl. EUROSTAT 2007). Die von der UCTE erfassten physischen Stromflüsse zeigen, dass Strom vor allem in die Niederlande, Österreich und die Schweiz exportiert wird. Importe stammen vor allem aus Frankreich, Tschechien, Dänemark, Österreich und der Schweiz. 29 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland erfolgt durch Kernkraftwerke, 27 Prozent durch Braun- und 25 Prozent durch Steinkohlekraftwerke. Weitere 7 Prozent der Stromerzeugung stammt aus Gaskraftwerken, wobei etwa ein Drittel auf moderne GuD entfällt, der Rest auf konventionelle Gasturbinenkraftwerke. Die restliche Stromproduktion stammt aus Wind- (6 Prozent), Wasser- (4 Prozent) und Ölkraftwerken (1 Prozent). Obschon der Anteil der installierten Leistung von Windenergie etwa 14 Prozent ausmacht, beträgt deren Produktionsanteil aufgrund ihres unregelmässigen Anfalls kaum die Hälfte davon (vgl. EGL 2005). Rund 80 Prozent dieser Produktionskapazitäten sind im Eigentum der vier dominierenden deutschen Verbundunternehmen E.ON, RWE, VATTENFALL EUROPE UND ENBW (vgl. BWT 2006, S. 36).

Bislang werden an Werktagen zur Produktion von Grundlast meist Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Mittellast wird durch Steinkohlekraftwerke sowie GuD produziert, Spitzenlast durch GuD, konventionelle Gas- und Öl-Kraftwerke

sowie Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke. An den Wochenenden, wenn weniger Strom nachgefragt wird, reduziert sich der Anteil Steinkohle im Grundlastbereich, dagegen verdrängen die Steinkohlekraftwerke die GuD im Mittellastbereich (vgl. auch SCHRÖTER 2004, S. 59). Als Folge dieser Produktionsstruktur werden in Deutschland die Preise für Grundlaststrom vorwiegend durch (Stein-) Kohlekraftwerke bestimmt. In der Mittel- bzw. Spitzenlast während des Tages sind es dagegen vor allem die Gas- und gegebenenfalls Ölkraftwerke (vgl. auch CS EQUITY REPORT 2006, S. 63).

Politische Auseinandersetzungen um den Atomausstieg

Eine Veränderung bei den Grundlastkapazitäten könnte durch einen möglichen Atomenergieausstieg resultieren. Der langfristige Ausstieg wurde bereits 2002 durch eine Änderung des Atomgesetzes festgelegt. Dabei wurden ein Verbot des Neubaus von Atomkraftwerken sowie eine Befristung der Regellaufzeit der bestehenden Atomkraftwerke auf durchschnittlich 32 Jahre festgelegt. Davon betroffen wären rund 22 000 MW Produktionskapazität, die heute noch im Einsatz stehen. Bis Ende 2005 wurden bereits zwei Kraftwerke stillgelegt und bis 2012 sollen weitere 6 Kernkraftwerke stillgelegt werden. Im Jahr 2020 wäre nur noch Neckarwestheim 2 mit einer Leistung von 1365 MW am Netz (vgl. ERNST & YOUNG 2006, S. 8). Mit dem Atomausstieg droht in Deutschland die einheimische (Grundlast-)Stromproduktion knapp zu werden. Die Deutsche Energie Agentur (DENA) prognostiziert bereits ab 2012 eine Stromversorgungslücke, so dass bei konstanter Nachfrage ab 2020 ein Importbedarf von 16 000 MW entstehen würde (vgl. DENA 2008, S. 41). Weil die DENA nicht damit rechnet, dass ausreichend neue (Kohle-)Kraftwerke sowie erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, schlägt

sie eine Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten um 20 auf durchschnittlich 52 Jahre vor, was die «Versorgungslücke» um 10 bis 15 Jahre hinausschieben würde. Die Berechnungen müssen allerdings auch in einem politischen Kontext betrachtet werden. Die Dena untersteht in erster Linie dem Deutschen Bundeswirtschaftsminister Michael Glos, der sich als Vertreter der CSU für die Weiterführung der Kernkraft einsetzt. Damit unterstützt die Dena auch die Interessen der Stromproduzenten: Die Verlängerung der Laufzeiten von abgeschriebenen Atomkraftwerken, die nur geringe fixe und variablen Kosten aufweisen, wäre aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv, zumal deren Deckungsbeitrag überdurchschnittlich hoch wäre. Das Deutsche Umweltbundesamt unter der Leitung von Sigmar Gabriel (SPD) bestreitet dagegen die Gefahr der Stromversorgungslücke. Gemäss Umweltbundesamt könnte die Lücke durch den Zubau neuer erneuerbarer Energien, höherer Energieeffizienz sowie durch die Reduktion der Exporte geschlossen werden (vgl. KRÄGENOW 2008).

Der Bau neuer Kernkraftwerke dürfte in Deutschland vorderhand keine politische Mehrheit finden. Eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke ist dagegen realistisch und scheint auch in zunehmendem Mass Zustimmung zu finden. Gemäss einer Umfrage des Instituts Forsa Anfang 2007, im Auftrag einer Tageszeitung, halten es 61 Prozent der Bundesbürger für nicht vertretbar, aus der Kernkraft auszusteigen, bevor alternative Energien wie Sonnen- oder Windkraft in einem vergleichbaren Umfang zur Verfügung stehen. 34 Prozent der Befragten sind gegenteiliger Meinung.⁵ Das Resultat deutet auf einen Stimmungswechsel, der nicht zuletzt auf die Klimadiskussion zurückzuführen ist. Noch im Jahr 2006 sprachen sich 62 Prozent der Bundesbürger dafür aus, dass das Tempo des Kernkraftausstiegs beibehalten oder beschleunigt werden sollte (vgl. FORSA 2006).

Investitionen in neue Kraftwerke

Neben dem (möglichen) Ersatz der Kernkraftkapazitäten müssen in Deutschland zusätzlich alternde Kohlekraftwerke erneuert oder ersetzt werden. Darüber hinaus muss – je nach Marktentwicklung – auch eine steigende Nachfrage befriedigt werden. Eine Studie von Ernst & Young beziffert den gesamten Kraftwerkserneuerungsbedarf bis im Jahr 2020 mit 60 000 MW – davon entfällt rund ein Drittel auf den Ersatz der Kernkraftwerke. Den kumulierten Investitionsbedarf in Deutschland beziffert die Studie auf 68 bis 100 Mrd. EUR, was einem jährlichen Bedarf von 4.5 bis 6.7 Mrd. EUR entspricht. Damit bewegt sich der Investitionsbedarf etwa in der Höhe des Durchschnitts der jährlichen Investitionen in den deutschen Kraftwerkspark während den vergangenen 5 Jahren – wobei etwa zwei Drittel dieser Mittel im Bereich regenerative Energien investiert wurden (vgl. ERNST & YOUNG 2006, S. 4-5).

Die anhaltend hohen Strompreise machen derzeit Investitionen in neue Kraftwerke interessant. Die bereits beschlossene Kraftwerksneubau-Leistung in Deutschland beläuft sich auf rund 19 000 MW. Die beiden Unternehmen RWE POWER und E.ON gelten mit Neubaukapazitäten von 5 000 bzw. 1 800 MW als bedeutendste Investoren im Markt (ERNST & YOUNG 2006, S. 9). Betrachtet man die gesamte Anzahl von projektierten Kraftwerken, welche sich bereits im Bau, aber auch erst in einer Projektierungsphase befinden, kumuliert sich die neue Kapazität sogar auf 60 000 MW. Die grosse Mehrzahl dieser Projekte basiert auf thermischen Kraftwerken (vgl. Bundesnetzagentur 2007, S. 9). Dabei dominieren eindeutig Steinkohlekraftwerke mit einem Anteil von etwa 55 Prozent. Es handelt sich in erster Linie um Grosskraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von etwa 800 MW (im Vergleich: das Kernkraftwerk Gösgen hat eine Leistung von 970 MW). Die Attrakti-

vität des Kohlestroms wird dabei in erster Linie durch die hohe Zuliefersicherheit des Rohstoffs sowie die relativ geringen Kosten begründet. Weitere 33 Prozent entfallen auf Gaskraftwerke und 10 Prozent auf Braunkohlekraftwerke (vgl. RWE 2007, S. 46). Aufgrund des zunehmenden Widerstandes auf lokaler Ebene gegen thermische Grosskraftwerke ist allerdings davon auszugehen, dass einige dieser Projekte derzeit blockiert sind und möglicherweise nie gebaut werden können.

Innerdeutscher Netzengpass

Hält Deutschland am Ausstieg aus der Kernenergie fest, werden die entfallenden (Grundlast-)Kapazitäten daher in erster Linie durch Kohlekraftwerke kompensiert. Spitzenlaststrom wird dagegen vermehrt mittels GuD produziert (vgl. ENZENSBERGER et al. 2000). Bei den neuen erneuerbaren Energien wird in Zukunft – unabhängig vom Ausstieg aus der Kernenergie – vor allem die Windenergie eine wesentliche Rolle spielen. Durch den Zubau neuer Anlagen (v.a. offshore) sowie den Ersatz von weniger effizienten Altanlagen der ersten Generation (Repowering) könnten die Windenergiekapazitäten in Deutschland bis ins Jahr 2020 auf bis zu 54000 MW ansteigen, davon rund 20000 MW offshore (vgl. DEWI et al. 2005, S. 45).

Bei der künftigen Produktionsstruktur in Deutschland zeichnet sich eine zunehmende Konzentration in Nord- und Westdeutschland ab. Dies hat mit zwei Umständen zu tun: Einerseits steigen die zusätzlichen Windkapazitäten im Norden stetig (Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern). Im Falle eines Baus von Offshore-Wind-Anlagen in der Nord-/Ostsee dürfte sich dies weiter akzentuieren. Andererseits ist die überwiegende Mehrzahl der Kohlekraftwerks-Neubauprojekte an der Küste im Nordwesten angesiedelt, weil dort die günstigere Importkohle mit grossen Schiffen einfach angeliefert

werden kann (insbesondere an den Tiefwasserhäfen Brunsbüttel und Wilhelmshaven sowie im Gebiet Rhein-Ruhr). Gleichzeitig würde es mit dem Ausstieg aus der Kernkraft bis zum Jahr 2015 vor allem zur Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten im Süden kommen (insbesondere Baden-Württemberg, Bayern und Hessen). Die neue Verteilung der Produktionsstruktur könnte in den kommenden Jahren voraussichtlich zu Engpässen im innerdeutschen Stromnetz führen. Bereits heute bestehen oft Engpässe zwischen Süden und Norden, das Problem wird sich aufgrund der Veränderungen in der Produktionsstruktur noch verschärfen. Die Beseitigung der drohenden Netzengpässe ist in der Praxis kurzfristig nicht möglich. Planung, Bewilligung und Bau eines Hochspannungsnetzes beanspruchen zwischen 5 und 14 Jahren. Einsparungen drohen die Umsetzung vieler Projekte gänzlich zu verhindern (vgl. auch MIHM 2008). Um den Bau neuer Transportnetze zu beschleunigen, sieht der im Juni 2008 vorgelegte Entwurf des neuen Energieleitungsausbaugesetzes (ELAG) vor, dass neue Hochspannungsleitungen auch als Erdkabel errichtet werden können. Endgültig im Gesetz festgelegt wird die Option Erdkabel allerdings erst, nachdem vier Pilotprojekte erfolgreich umgesetzt wurden. Die Projekte umfassen Kabel über eine Distanz von rund 250 Kilometer. Die Mehrkosten gegenüber Überlandleitungen werden auf rund 1,2 Mrd. EUR geschätzt (vgl. NEUE ZÜRCHER ZEITUNG, 19.06.2008, S. 19). Der Entwurf des ELAG ist politisch nicht unumstritten. Insbesondere der Bundeswirtschaftsminister Michael Glos ist wegen der hohen Kosten gegen die Erdverkabelung, Umweltminister Sigmar Gabriel setzt sich hingegen für ihre Verwendung ein.⁶

Sofern jedoch die Nord-Süd-Netzkapazitäten nicht rasch ausgebaut werden können, sind möglicherweise bald Engpassauktionen innerhalb Deutschlands nötig (vgl. auch WAWER 2007, S. 109). Gegebenenfalls wird hierzu auch ein alternatives Modell der Engpass-

bewirtschaftung mit impliziten Auktionen Anwendung finden, wobei Netzkapazitäten und Strom integriert gehandelt werden (vgl. Kapitel 2.2). Das aber heisst, dass Deutschland in zwei unterschiedliche Preiszonen geteilt werden würde. Aufgrund der Überkapazitäten im Norden würde dort der Preis tendenziell fallen, während im Süden aufgrund der fehlenden Kapazitäten sowie aufgrund des Netzengpasses die Preise in die Höhe steigen könnten. Der innerdeutsche Engpass könnte damit – auch für die Schweiz – wichtige Konsequenzen haben.

2.4 Frankreich: Exporteur von Kernkraft

Grösster Nettoexporteur

Frankreich ist, gemessen in absoluten Zahlen, grösster Nettoexporteur von Strom in Europa. Bei einer Jahresproduktion von 549 TWh wurden 2006 71.9 TWh exportiert und lediglich 8.5 TWh importiert (vgl. EUROSTAT 2007). Die Nettoexporte beliefen sich damit auf rund 12 Prozent der inländischen Produktion. Exporte gehen in erster Linie nach Italien, Deutschland, Belgien, Grossbritannien und die Schweiz (vgl. GLACHANT et al. 2005, S. 5). Der französische Kraftwerkspark zeichnet sich durch überdurchschnittlich viel Kernenergie aus. Der Anteil der installierten Kernkraftkapazität beläuft sich auf ungefähr 62 Prozent. Damit werden rund 77 Prozent der Stromproduktion sichergestellt. Lediglich 12 Prozent der französischen Stromproduktion bzw. 24 Prozent der installierten Kapazität entfallen auf die Wasserkraft, auf Steinkohle entfällt ein Anteil von 6 Prozent der Produktion und der Kapazität. Gaskraftwerke spielen mit einem Produktionsanteil von 2 Prozent und einem Anteil von 3 Prozent an der installierten Kapa-

azität lediglich eine untergeordnete Rolle (vgl. EGL 2005). Das im Markt unangefochten dominierende staatliche Stromunternehmen EDF hat einen Marktanteil von rund 90 Prozent und betreibt alle 58 Kernkraftwerke im Land. Für unabhängige Produzenten ist ein Markteinstieg in Frankreich schwierig, nicht zuletzt deshalb, weil EDF seine eigenen Produktionskapazitäten noch erhöhen könnte. Erfahrungen mit gleichen Kernkraftwerkstypen aus den USA zeigen, dass durch technische Aufrüstungen der bestehenden Kernkraftwerke in Frankreich zusätzliche Produktionskapazitäten im Umfang von etwa 3000 MW geschaffen werden könnten, was ungefähr der summierten Leistung der Schweizer Kernkraftwerke entspricht (vgl. GLACHANT UND FINON, 2005, S. 19).

Notwendiger Ersatz älterer Kernkraftwerke

Um weiterhin Nettoexporteur zu bleiben, wird aber auch Frankreich in neue Produktionskapazitäten investieren müssen, um einerseits die kontinuierlich steigende inländische Nachfrage zu decken, und um andererseits den alternden Kraftwerkspark zu erneuern. Geht man von einer durchschnittlichen Lebensdauer eines Kernkraftwerks von 40 Jahren aus, würde 2017 ein erstes der 58 Kernkraftwerke abgeschaltet. In den Folgejahren würden durchschnittlich 1800 MW pro Jahr vom Netz genommen, und im Jahr 2030 würde das letzte Kernkraftwerk stillgelegt. Ein solches Szenario allerdings wird eher als unwahrscheinlich betrachtet. Eine explizite Befristung der Laufzeiten besteht nicht. Frankreich tendiert dazu, die Lebensdauer auf 50 Jahre zu verlängern. Entsprechend scheint es eher wahrscheinlich, dass das erste Kernkraftwerk erst 2027 vom Netz genommen wird (vgl. GLACHANT et al. 2005). Ein Ausstieg aus der Kernenergie ist in Frankreich ohnehin ein sehr unwahrscheinliches Szenario. Die französische Energiestrategie setzt schwerge- wichtig auf Kernkraftwerke. Dabei sollen ab 2020 die

bestehenden Anlagen durch serienmässige Neubauten ersetzt werden. Hierfür wird derzeit ein Kernkraftwerk als Serienvorläufer in Flamanville gebaut. «Flamanville 3» wird voraussichtlich 2013 mit einer Nettoleistung von 1600 MW in Betrieb gehen. Dabei handelt es sich um ein Kernkraftwerk der dritten Generation von Druckwasserreaktoren – analog dem in Finnland im Bau befindlichen Kernkraftwerk. Dieser Typ wird auch «Europäischer Druckwasserreaktor» (EPR-3) genannt – entwickelt wurde er gemeinsam von der französischen Gesellschaft Areva sowie Siemens.

Kritik an der Kernenergie gibt es in Frankreich kaum. Seit den 50er-Jahren gibt es zu diesem Thema kaum politische Debatten – mit Ausnahme der Auseinandersetzungen um den Bau des «Superphénix» in Creys-Malville bei Grenoble 1977. Die allgemein hohe Akzeptanz für Kernkraft lässt sich historisch, soziokulturell aber auch ökonomisch erklären (vgl. SCHLIERER 2007). Einerseits entwickelte sich nach dem Zweiten Weltkrieg in Frankreich ein ausgesprochen starker Wille zur militärischen und energetischen Unabhängigkeit – die atomare Technologie bietet hierzu geeignete Grundlagen. Zudem wird die hohe politische Akzeptanz auch auf die soziale Konzentration der französischen Führungselite zurückgeführt. Diese rekrutiert sich aus wenigen technologiefreundlichen Institutionen, aus denen auch Führungskräfte der Atomindustrie entstammen. Der Entscheid über die Zukunft der Kernkraft wird insbesondere durch diese politischen Eliten gefällt, einen demokratischen Diskurs – an dem auch kritische Gruppen beteiligt sind – gab es bislang nicht und dürfte auch in Zukunft kaum stattfinden. Unabhängig davon stellten sich bei einer Umfrage des Industrieministeriums im Januar 2006 52 Prozent aller Franzosen hinter die Kernkraft.

Und schliesslich stehen hinter der Kernkraft zunehmend ökonomische Interessen. Frankreich positioniert sich einerseits als wichtiger Exporteur von Strom.

Andererseits sieht sich Frankreich auch als wichtiger Technologielieferant für Kernkraftwerke. So ist das staatliche Unternehmen Areva heute der weltweit grösste integrierte Lieferant für Kernkrafttechnik und -dienstleistungen. Der Staat setzt sich entsprechend für die Interessen der Gesellschaft ein. Beispielsweise schloss Präsident Sarkozy trotz internationaler Bedenken mit arabischen Staaten wie Libyen oder Algerien Technologielieferverträge ab. Ohne eigene Atomindustrie würde zwangsläufig auch der Export von Technologie in Frage gestellt. Die staatliche Unterstützung manifestiert sich auch im Bereich der Forschung. Im Jahr 2005 erhielt das Forschungszentrum Cadarache den Zuschlag für die Entwicklung des Prototyps eines internationalen Kernfusionsreaktors, des ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

2.5 Italien: Bedeutender Kraftwerksbau

Grösster Nettoimporteur

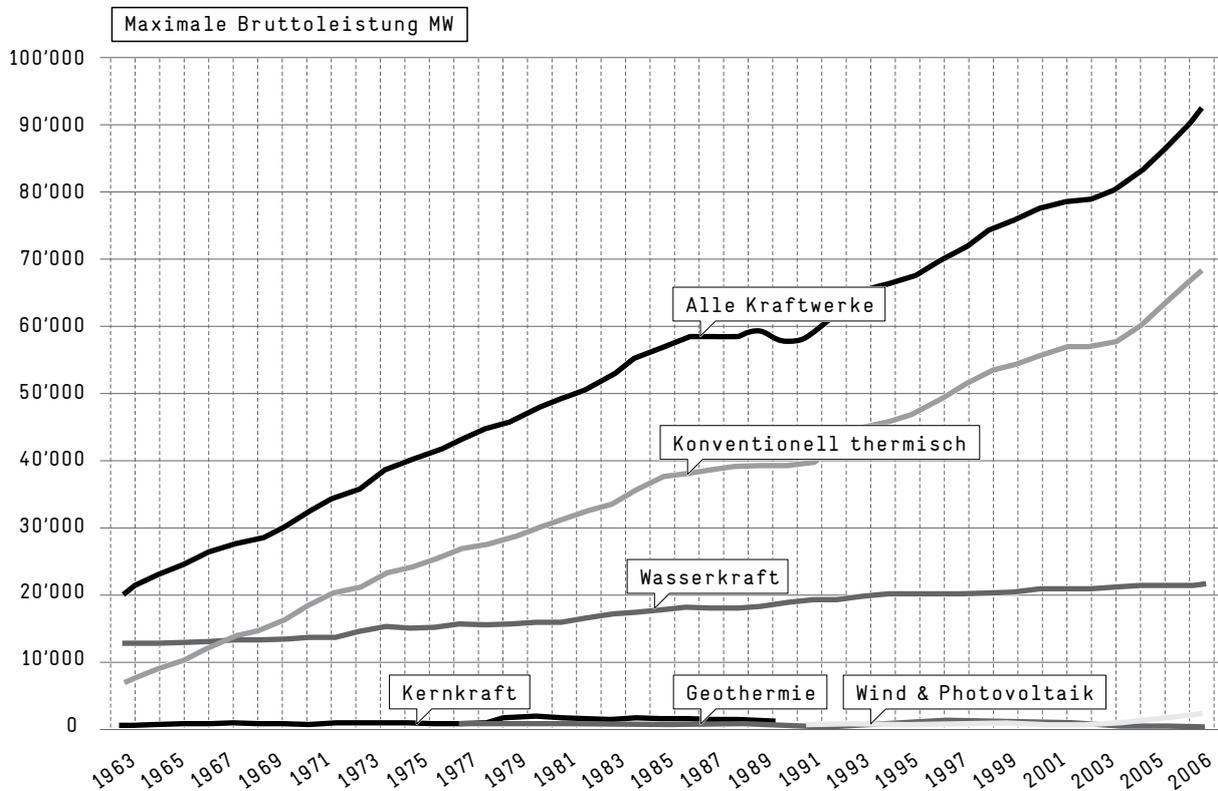
Nach dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zwischen 1987 und 1990 wurde Italien zum grössten Nettoimporteur von Strom in Europa. Bei einer inländischen Produktion von 301.7 TWh im Jahr 2006 musste das Land 46.3 TWh importieren, während die Exporte lediglich 1.6 TWh betragen (vgl. EUROSTAT 2007). Strom bezieht Italien vornehmlich von den beiden Nachbarstaaten Frankreich und der Schweiz – wobei die Schweiz nicht nur als Liefer- sondern auch als Transitland für Strom aus Deutschland und Frankreich relevant ist. Exporte in den italienischen Markt sind ein lohnendes Geschäft. Im Jahresdurchschnitt wurde Grundlast an der italienischen Strombörse 2007 für rund 71 EUR/MWh gehandelt, Strom für das Marktgebiet Deutschland/Österreich für rund

38 EUR, und in Frankreich wurde Grundlast zu einem Preis von 41 EUR gehandelt. Noch deutlicher ist der Marktpreisunterschied für Spitzenlast, wo in Italien rund 105 EUR bezahlt wurde, in Deutschland dagegen 49 EUR und in Frankreich 51 EUR. Entsprechend attraktiv sind die Handelsmargen – Strom kann an den Spotmärkten im Norden eingekauft und am hochpreisigen Markt in Italien veräussert werden (vgl. auch Kapitel 4.2).

Der grösste Stromproduzent im Inland ist Enel. Am ehemaligen Staatskonzern ist die öffentliche Hand heute direkt und indirekt noch mit rund 31 Prozent

beteiligt. Zur Förderung der Wettbewerbsintensität wurde das Unternehmen im Jahr 1999 verpflichtet, ein Viertel seiner Produktionskapazitäten zu verkaufen, damit sich der Anteil an der Gesamtenergieerzeugung im Inland auf unter 50 Prozent reduziert (vgl. WEIGT, HIRSCHHAUSEN 2007, S. 221). Daneben musste Enel seinen Aktienanteil am börsenkotierten Übertragungsnetzeigner und -betreiber Terna von 100 auf 20 Prozent reduzieren. Der hohe Anteil an Importen, die strikte Entflechtung zwischen Netz und Produktion sowie die staatliche verordnete Veräusserung von Produktionskapazitäten bei Enel machen Italien im europäischen Vergleich zu einem relativ wettbewerblichen Markt.

Abb.6: Neue Kraftwerkskapazitäten: Viel Gas



Nach dem Jahr 2000 nahm der Kraftwerksbau in Italien deutlich zu.

Quelle: TERNA 2007b

Anstieg der Investitionen

Die hohen Preise in Italien sind aber nicht nur auf den Mangel, sondern auch auf die Struktur der Produktion zurückzuführen. Heute wird in Italien Strom vor allem mit Gas- und Ölkraftwerken produziert, also Technologien mit hohen Grenzkosten. 42 Prozent der inländischen Erzeugung stammen aus Gaskraftwerken und 34 Prozent aus Ölkraftwerken – beide Kraftwerkstypen zeichnen sich durch überdurchschnittlich hohe Grenzkosten aus. Weil in Italien selbst Grundlast mit GuD produziert werden muss, gleichen sich die Grundlastpreise – mindestens im Sommer – dem europäischen Durchschnitt für Spitzenkraft an. Einfach deshalb, weil in Ländern wie Frankreich und Deutschland in der Regel nur die Spitzenlast mit Gaskraftwerken produziert wird, während Grundlast vor allem mit Kraftwerkstypen, die tiefere Grenzkosten aufweisen, produziert wird – also mit Kern- oder Kohlekraftwerken. Die noch höheren Grenzkosten bei der italienischen Spitzenlastproduktion sind auf die noch relativ starke Verbreitung von wenig effizienten und noch teureren Gasturbinen- und Ölkraftwerken zurückzuführen (vgl. auch CS EQUITY REPORT 2006).

Die Produktionsstruktur in Italien hat den Markt letztlich für Investitionen äusserst attraktiv gemacht. Weil wenig effiziente Kraftwerke in der Merit Order den Preis bestimmen (vgl. auch Box I), profitieren neue Kraftwerke vom allgemein hohen Preisniveau. Noch im Jahr 2003 stellte die Credit Suisse in einem Marktreport fest: «In our view, the Italian generation market is one of the most attractive in Europe, combining a low competitive environment, a boom mediumterm scenario and oil/gas prices to set the marginal costs in the long term» (vgl. CS 2003). Das klare Preissignal blieb in der Folge nicht ohne Wirkung. In Italien nahm der Kraftwerksbau nach 2000 deutlich zu. Aufgrund ihrer kurzen Bauzeit entstanden vor allem neue GuD.

Allein im Jahr 2006 nahm die Kraftwerkskapazität um rund 4000 MW zu. Bei dieser Jahreszunahme an Kapazität handelt es sich nicht um eine Kleinigkeit. Das zeigt ein einfacher Vergleich mit Schweizer Verhältnissen. Die 4000 MW entsprechen ungefähr vier mal der Leistung des Kernkraftwerks Gösgen oder rund 800 MW mehr, als die kumulierte Kapazität der Schweizer Kernkraftwerke hergibt. Damit stiegen in Italien die Brutto-Produktionskapazitäten per Anfang 2007 auf 92.400 MW. Würden diese Kapazitäten im ganzen Jahr während 24 Stunden voll ausgelastet, liessen sich damit theoretisch 809 TWh produzieren. Tatsächlich wurden in Italien 2006 «nur» 301.2 TWh produziert, womit etwa 87 Prozent der inländischen Nachfrage gedeckt wurde. Dass die Nachfrage in Italien heute nicht vollumfänglich mit inländischer Produktion gedeckt wird, hängt nicht nur von der eingeschränkten technischen Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten, sondern vor allem von ökonomischen Gegebenheiten ab. Der Import von Atomstrom aus Frankreich und Kohlestrom aus Deutschland (für Grundlast) sowie Pumpspeicherstrom aus der Schweiz (für Spitzenlast) ist tendenziell günstiger als der Betrieb der eigenen kostspieligen Kraftwerke. Wegen des teuren Öls und Gases werden die italienischen Kraftwerke vor allem dann betrieben, wenn Importe nicht zur Verfügung stehen oder diese ebenso teuer sind wie die inländische Produktion.

Neue Relevanz der Kohle

Die hohen Strompreise und die teuren Kraftwerke in der Merit Order machen gleichzeitig den Bau von günstigeren Grundlastkraftwerken basierend auf Kohle oder auch Kernkraft interessant. Der italienische Marktführer Enel wird Ende 2008 in Civitavecchia bei Rom ein neues 660-MW-Kohlekraftwerk in Betrieb nehmen. In den nächsten fünf Jahren sollen weitere Kohlekraftwerke in Italien ans Netz gehen.

Box III: Grüne Zertifikate und Herkunftsnachweis

Stromproduzenten bzw. -händler im italienischen Markt müssen seit 2002 eine bestimmte Quote ihrer Lieferungen mit Grünen Zertifikaten decken. Das heisst, für jede MWh Strom aus konventioneller Produktion muss ein gewisser Anteil durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden. Die Quoten können durch handelbare Zertifikate gedeckt werden. Dies hat den Vorteil, dass nicht jeder Händler oder konventionelle Produzent auch eigene Wind- oder Sonnenenergieanlagen betreiben muss. Gegenüber dem System von Einspeisevergütungen haben Grüne Zertifikate ausserdem deutliche Vorteile. Insbesondere muss der Gesetzgeber keine Einspeisevergütungen administrativ festlegen. In der Praxis ist diese Festlegung nämlich nicht nur schwierig, sie kann auch zu Verzerrungen führen: Ist die Vergütung für eine Technologie zu hoch (weil z.B. die technische Entwicklung rascher als die administrative Verfügung ist), wird eine Technologie übersubventioniert, umgekehrt werden bei einer zu geringen Vergütung keine Investitionen getätigt. Die Einspeisevergütung fördert ausserdem nicht automatisch die effizienteste Technologie. Bei der Zertifikatslösung hingegen ist es den Akteuren überlassen, die günstigste Technologie zur Deckung der Quoten einzusetzen. In Italien wurde die Quote zu Beginn im Jahr 2002 auf 2 Prozent der Gesamtmenge festgelegt, die aus konventionellen Quellen erzeugt oder importiert wurde. Die Quote kann kontinuierlich von der italienischen Regierung erhöht oder gesenkt werden. Bei den Importen beispielsweise aus der Schweiz kann alternativ zum Zukauf von Grünen Zertifikaten auch ein Herkunftsnachweis genügen. Das heisst, der Schweizer Exporteur müsste nachweisen, dass ein ausreichender Anteil beispielsweise aus erneuerbarer Wasserkraft stammt. Entsprechend wichtig ist es für Schweizer Unternehmen, dass im Rahmen der Verhandlungen mit der EU ein gegenseitiger Herkunftsnachweis für «grünen Strom» aus Wind und Sonne, aber vor allem Wasser anerkannt wird. Die Relevanz des Herkunftsnachweises betrifft bislang vor allem die Exporte nach Italien. Bis 2003 akzeptierte Italien Strom aus der Schweiz als «grün», änderte aber ab 2004 die Praxis. Die italienischen Importeure sollten nun einen entsprechenden Anteil grüner Zertifikate erwerben. Allerdings unterzeichnete die Schweiz Anfang März 2007 mit der italienischen Regierung ein Abkommen, wonach Italien ab 2006 Stromexporte aus der Schweiz als 66 Prozent erneuerbar anerkennt (vgl. OSEC 2006).

Enel plant, den Anteil Kohlestrom im eigenen Produktionsportfolio auf rund 50 Prozent zu erhöhen (vgl. ROSENTHAL 2008). Auf politischer Ebene ruft der Bau neuer Kohlekraftwerke weit weniger Opposition hervor als in anderen Ländern, zumal Enel mit den neuen Kraftwerken insbesondere die älteren, sehr teuren und emissionsstarken Ölkraftwerke ersetzt. Und schliesslich will Enel auch neue Kernkraftwerke

bauen. Bereits heute renoviert Enel in der Slowakei ein Kernkraftwerk und wartet auf den Start eines Projekts in Rumänien. Ausserdem ist Enel auch am Bau des EPR-3 im französischen Flamanville mit 12,5 Prozent und durch die Endesa-Übernahme an mehreren Kernkraftwerken beteiligt. Nun drängt das Unternehmen auf eine Gesetzesänderung, welche neue Kernkraftwerke in Italien ermöglichen würde.

Unterstützung erhält Enel von der (neuen) Regierung unter Silvio Berlusconi. Im Mai 2008 hat denn auch das Industrieministerium angekündigt, dass Italien den Wiedereinstieg in die Kernenergie plant, 2013 soll mit dem Bau eines neuen Kraftwerks begonnen werden. Ob dies in der Praxis umsetzbar ist, bleibt noch offen. Die hohen Gas- und Ölpreise, welche den Preis für Strom in den vergangenen Jahren stetig ansteigen liessen, dürften sich allerdings positiv auf die Akzeptanz auswirken (vgl. auch EDER 2008 und NEUE ZÜRCHER ZEITUNG, 23.05.2008).

Der Bau von neuen Kraftwerken im italienischen Marktgebiet stellt zunehmend deren Rentabilität in Frage. Durch den Bau moderner Steinkohlekraftwerke, GuD sowie möglicherweise auch Kernkraftwerke werden in zunehmendem Ausmass effizientere und damit günstigere Kraftwerkstypen am Markt

preisbestimmend sein. Die alten, sehr teuren Kraftwerkstypen basierend auf Öl- und Gas fallen damit aus der Merit Order heraus. Der Effekt kann in Box I einfach illustriert werden, indem beispielsweise durch den Zubau von Kohle- oder modernen GuD die älteren Gasturbinen- oder Ölkraftwerke nach rechts verschoben werden und damit nicht mehr von der Nachfragekurve geschnitten werden. Oder mit anderen Worten: sie werden nicht mehr nachgefragt, weil sie zu teuer produzieren. Das aber hat nicht nur Konsequenzen für die alten Anlagen, sondern auch für die neuen. Nun wird der Marktpreis mit zunehmender Wahrscheinlichkeit durch günstigere Kraftwerke bestimmt. Der erzielbare Deckungsbeitrag für die im Einsatz stehenden Kraftwerke nimmt daher ab. Durch den raschen und immensen Zubau von Kraftwerkskapazitäten droht daher im italienischen Markt ein baldiger und nachhaltiger Zerfall der Margen

Box IV: Neue Interkonnektoren

Italien – Albanien

Seewasser-Kabel mit einer Kapazität von 500 MW; möglicher Zweck: Export von Windenergie aus Albanien; ausserdem: Energie-Hub Italien-Balkan

Italien – Frankreich

Steigerung der Grenzkapazitäten durch Optimierung der bestehenden Leitungen um 60% bis 2012 (unterzeichnetes Memorandum of Understanding) sowie neuer Interkonnektor via Frejus-Tunnel.
Die beiden Initiativen werden die Interkonnektionskapazität zwischen Frankreich und Italien von 2650 MW auf 4200 MW erhöhen

Italien – Kroatien

Erstellung einer Machbarkeitsstudie über ein Seewasser-Kabel

Italien – Montenegro

Erstellung einer Machbarkeitsstudie über ein Seewasser-Kabel mit einer Kapazität von 500 oder 1000 MW

(vgl. auch VONTOBEL EQUITY RESEARCH SWITZERLAND 2008). Der dargestellte Effekt mit der Verschiebung in der Merit Order wird zudem durch die Förderung neuer erneuerbarer Energien verstärkt, weil diese in der Regel zwar mit hohen fixen (Investitions-)Kosten, aber mit keinen oder vernachlässigbaren Grenzkosten operieren. In Italien erfolgt die Förderung dieser Energien mittels sogenannten Grünen Zertifikaten (vgl. Box III).

Wegen des anhaltend hohen Anteils von Gas bei der Stromproduktion kann jedoch davon ausgegangen werden, dass unabhängig vom Zubau neuer Kraftwerke die Marktpreise für Grund- und Spitzenlast mittelfristig durch die (Grenz-)Kosten der Gaskraftwerke bestimmt werden. Weil es sich vermehrt um moderne GuD-Anlagen mit höheren Wirkungsgraden handelt, entsteht dennoch ein Druck auf die Preise. Gleichzeitig dürfte es zu einer zunehmenden Konvergenz zwischen den Grund- und Spitzenlastpreisen kommen, zumal aufgrund des hohen Anteils der GuD dieser Kraftwerkstyp vermehrt in allen Perioden preisbestimmend sein könnte. Das würde bedeuten, dass in Italien sich die Preise für Spitzenlast langsam an das tiefere europäische Niveau anpassen, während die Grundlastpreise auch längerfristig noch darüber liegen dürften. Die anhaltend hohe Relevanz des Gases führt ausserdem dazu, dass die Varianz der Strompreise weiterhin hoch bleibt.

Neue Grenzkapazitäten

Von grossen Änderungen ist jedoch nicht alleine der italienische Kraftwerkspark betroffen. Daneben wird vom Übertragungsnetzbetreiber Terna die internationale Vernetzung vorangetrieben (vgl. Box IV). Um die notorischen Engpässe bei den Grenzkapazitäten zu beseitigen, wurden zahlreiche Projekte initiiert, um den Stromaustausch einerseits mit Frankreich und

andererseits mit Südosteuropa zu erhöhen. Dabei könnte vor allem die stärkere Vernetzung mit Frankreich tendenziell für tiefere Preise im italienischen Markt sorgen, zumal Frankreichs Kernkraftwerke tiefere Grenzkosten aufweisen. Die stärkere Vernetzung mit Südosteuropa wird kaum zu deutlich tieferen Kosten führen, wenn dort neue Kraftwerke in insbesondere auf der Gastechologie basieren. Gegebenenfalls erschliesst sich Italien mit diesen Interkonnektoren vielmehr neue, stark wachsende Märkte für einen künftigen Export.

03 Ausgangslage Schweiz

3.1 Kern- und Wasserkraft im Produktionsportfolio

Hoher Anteil Spitzenenergie

In der Schweizer Stromproduktion dominieren Wasserkraft und Kernenergie. 2006 wurden rund 53 Prozent der inländischen Stromerzeugung durch Lauf- und Speicherkraftwerke sichergestellt und rund 42 Prozent durch die fünf Kernkraftwerke Beznau I / II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt. Die Fluss- und Kernkraftwerke eignen sich aufgrund ihrer geringen Einsatzflexibilität vor allem für die Produktion von konstant produzierter Bandenergie. Diese wird kostengünstig rund um die Uhr produziert und deckt den Grundbedarf an Strom (vgl. Box I).

Insgesamt aber zeichnet sich der schweizerische Kraftwerkspark durch einen – im europäischen Vergleich – überdurchschnittlich hohen Anteil an Kapazitäten für Spitzenlast aus. Diese Kapazitäten decken den erhöhten Verbrauch am Tag bzw. die Bedarfsspitzen am Morgen, am Mittag und am Abend und gleichen kurzfristige

Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage aus. Spitzenenergie setzt höhere technische Anforderungen an die Produktion voraus, da entweder eine Speicherung oder ein flexibler Kraftwerkseinsatz nötig sind. Während hierzu in der Schweiz vor allem (Pump-) Speicherkraftwerke eingesetzt werden, wird er in der EU vor allem durch Gaskraftwerke erzeugt. 2006 betrug der Anteil des produzierten Stroms aus Speicherkraftwerken in der Schweiz 27 Prozent, der durchschnittliche Anteil an der verfügbaren Leistung (Kapazität) 60 Prozent. Zusätzliche Speichermöglichkeiten bieten ausserdem Flusskraftwerke mit Ausgleichsbecken. Nur eine untergeordnete Rolle spielen in der schweizerischen Stromproduktion neue erneuerbare Energien. Sie machen weniger als 2 Prozent an der gesamten Stromproduktion aus. Davon entfällt mehr als 82 Prozent auf die Stromgewinnung durch die Abfallverbrennung, etwa 15 Prozent auf die Nutzung von Biogas sowie Biomasse, 2 Prozent auf Solar- und 1 Prozent auf Windenergie (vgl. auch BFE 2006, S. 8).

Die gesamte verfügbare Leistung, also die mögliche Produktionskapazität, beträgt im Jahresmittel etwa 15000 MW. Damit liessen sich jährlich rein rechnerisch

Tab. 2: Erzeugung und verfügbare Leistung

	ERZEUGUNG 2006		VERFÜGBARE LEISTUNG (JAHRESMITTEL) ⁷	
	TWH	ANTEIL (%)	MW	ANTEIL (%)
Kernkraft	26.224	42	3220	22
Laufkraft	15.819	26	1870	12
Speicherkraft	16.739	27	9030	60
Fossile / andere	3.34	5	867	6
Total	62.141	100	14987	100

Kernkraft und Wasserkraft dominieren den Schweizer Kraftwerkspark.

Quellen: BFE 2007D, S. 31 UND 32, PSI 2005, S. 400

131 TWh Strom erzeugen, das entspricht mehr als dem doppelten des inländischen Verbrauchs (2006: 57.8 TWh). Die tatsächliche Verfügbarkeit der Kapazitäten schwankt aber im Jahresverlauf stark (v.a. bei der Wasserkraft), so dass beispielsweise die Verfügbarkeit nicht mit der Nachfrage übereinstimmen muss. Darüber hinaus kann es aus wirtschaftlicher Optimierung sinnvoll sein, Strom aus teureren Kraftwerkstypen zurückzuhalten, wenn günstigere (Import-)Alternativen zur Verfügung stehen. 2006 wurden mit den verfügbaren Kapazitäten rund 62.1 TWh produziert, im Jahr 2007 stieg die Produktion auf 65.9 TWh.

Stilllegung von Kernkraftwerken

Durch die Stilllegung von Kernkraftwerken werden schrittweise Produktionskapazitäten von etwa 3200 MW bzw. einer Jahresproduktion von 26 TWh entfallen. Im Falle einer Laufzeit von 50 Jahren bei den älteren Kraftwerkstypen würden die ersten Kapazitäten im Jahr 2019 ausser Betrieb gesetzt (Beznau I), im Falle einer Laufzeit von 60 Jahren dagegen erst ab 2029.

Tabelle 3 gibt Aufschluss über die Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken in der Schweiz bei einer Laufzeit von 60 Jahren bzw. einer Laufzeit von 50 Jahren bei den älteren Kraftwerkstypen. Nicht berücksichtigt wurden so genannte Langfrist-Bezugsverträge mit französischen Kernkraftwerken. Dabei handelt es sich um Bezugsverträge mit einem jährlichen Volumen von rund 10 TWh. Aus ökonomischer Sicht kann diese Produktion heute nicht direkt dem Schweizer Produktionsportfolio zugerechnet werden. Vielmehr handelt es sich um Importe durch schweizerische Verbundunternehmen. Zwischen 2018 und 2040 laufen diese Importverträge kontinuierlich aus. Allerdings ist mit der Integration der Schweiz in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt die Weiterführung der Langfristverträge in Frage gestellt, zumal sie sich nur schwer mit dessen Regeln vereinbaren lassen (vgl. Kapitel 3.5).

Die Stilllegung von Kernkraftwerken hat für die Schweiz zwei wesentliche Konsequenzen. Erstens entfallen signifikante Produktionskapazitäten, und zweitens käme es – ohne entsprechenden Ersatz – nach 2020 schrittweise zu einer einseitigeren Ausrichtung

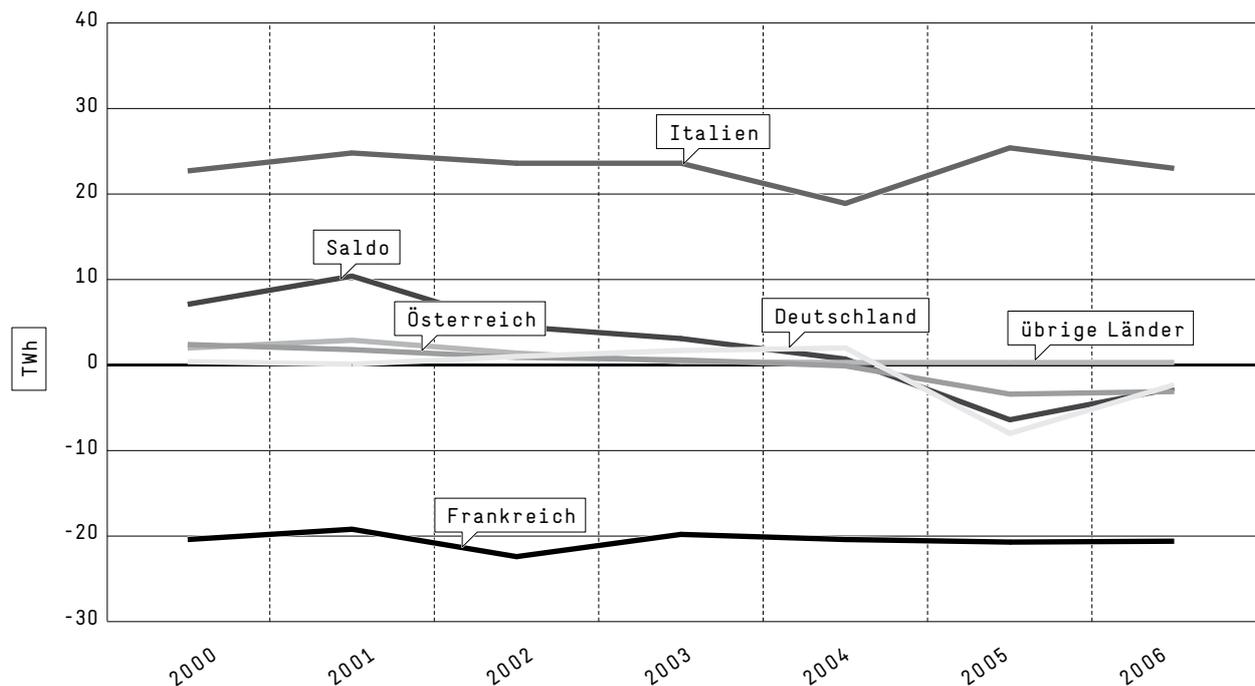
Tab. 3: Entfall von Kernkraftkapazitäten

	LEISTUNG ⁸ IN MW	JAHRESPRODUKTION ⁹ IN TWH	JAHR DER STILLLEGUNG	
			VARIANTE I: 50/60 JAHRE LAUFZEIT	VARIANTE II: 60 JAHRE LAUFZEIT
Beznau I	365	2.9	2019	2029
Beznau II	365	3.0	2022	2032
Mühleberg	355	2.8	2022	2032
Gösgen	970	7.9	2039	2039
Leibstadt	1165	9.2	2044	2044

In Variante I wurden für die älteren Kraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg Laufzeiten von lediglich 50 Jahren angenommen

Quelle: KIRCHNER 2007, S. 12; PSI 2005, S. 400

Abb.7: Schweizer Ein- / Ausfuhrsaldo mit den Nachbarn (negative Werte = Nettoimporte)



Bei einer Ganzjahresbetrachtung weist die Schweiz bis 2004 dauerhaft einen Überschuss an Exporten auf, 2005 und 2006 wurde das Land zum Nettoimporteur.

Quellen: BFE ELEKTRIZITÄTSSTATISTIKEN 2000-2006

des inländischen Kraftwerksparks auf Spitzenenergie. Unter Ausklammerung der Kernkraft würde der Anteil der Speicherkraft auf etwa 75 Prozent der verfügbaren inländischen Leistung zunehmen.

3.2 Die Schweiz als Stromimporteur

Der Stromendverbrauch in der Schweiz belief sich im Jahr 2007 auf 61.7 TWh. Diesem Verbrauch stand eine

inländische Netto-Landeserzeugung von 63.8 TWh gegenüber. Aufgrund des Produktionsüberschusses war die Schweiz Netto-Exporteur von Strom: Einfuhren von 48.6 TWh standen Ausfuhren von 50.6 TWh gegenüber. In den beiden Jahren zuvor war die Schweiz jedoch Netto-Importeur von Strom. Im Jahr 2005 hat die Schweiz erstmals seit der Publikation der Elektrizitätsstatistik im Jahr 1910 mehr Strom importiert als exportiert. Insgesamt hatte die Schweiz 47.1 TWh Strom eingeführt, dagegen nur 40.7 TWh ausgeführt. Der Einfuhrüberschuss war insbesondere auf schlechte hydrologische Bedingungen für die Wasserkraft sowie einen mehrmonatigen Stillstand des

Kernkraftwerks Leibstadt zurückzuführen. Aufgrund eines noch schlechteren hydrologischen Jahrs änderte sich diese Bilanz auch im Folgejahr 2006 nicht – trotz historischer Rekordproduktion der Kernkraftwerke. Während die (vertraglichen) Ausfuhren auf 46.1 TWh anstiegen, nahmen die Einfuhren auf 48.8 TWh zu. Im Jahr 2007 wurde die Schweiz aufgrund guter hydrologischer Bedingungen sowie des tieferen Verbrauchs wieder zum Nettoexporteur von Strom im Umfang von 2.1 TWh.

Dass in den Jahren zuvor die Schweiz netto mehr exportiert als importiert hat, darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Schweiz bereits seit vielen Jahren eng mit den Nachbarländern vernetzt ist und auf Importe angewiesen ist. Insbesondere in den Winterhalbjahren, wenn Strom aus Wasserkraft rar ist, muss die Schweiz Strom importieren – Ausnahmen waren in der jüngeren Vergangenheit die Jahre 2000 und 2001, in denen die Schweiz auch im Winterhalbjahr mehr exportierte. Im Jahr 2006 überstieg die Landeserzeugung den Inlandbedarf lediglich während sechs Monaten, im Jahr 2007 während sieben Monaten. Wichtigste Importländer sind Frankreich und Deutschland. Die Schweizer Exporte dagegen gehen zu 70 bis 80 Prozent nach Italien.

Der hohe Stromimport ist aber nicht nur auf die fehlenden Produktionskapazitäten während des Winterhalbjahrs zurückzuführen. Die Schweiz gilt als Transitland. Dabei wird Strom vor allem von Nord nach Süd transportiert. Transite werden von der europäischen Übertragungsnetzbetreiber-Organisation ETSO (EUROPEAN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS) als Minimum der beiden Grössen Export und Import definiert. Gemessen an den vertraglich festgelegten Stromlieferungen würden für die Schweiz im Jahr 2006 Transite im Umfang von 46.1 TWh resultieren – das entspricht rund 75 Prozent des Landesverbrauchs. Die Relevanz der Transite beschränkt sich dabei nicht

nur auf das Sommerhalbjahr, wenn die Schweiz zum Exportland wird. Im Winterhalbjahr 2005/2006 betragen gemäss der obigen Definition die Transite rund 21.2 TWh oder 62 Prozent des Landesverbrauchs im selben Zeitraum.

Die hohe Relevanz der Transite lässt sich ökonomisch einfach erklären. Exporte nach Italien sind für Produzenten in Frankreich, Deutschland oder auch in der Schweiz äusserst interessant, zumal in Italien die Stromgrosshandelspreise vor allem im Sommer deutlich über dem Niveau im Norden liegen (vgl. Kapitel 2.2). Für Produzenten in Frankreich oder Deutschland, deren Kern- und Kohlekraftwerke tiefere Grenzkosten aufweisen, lohnt es sich daher, ihre Kapazitäten stärker auszulasten, um den Strom in das hochpreisige Italien zu exportieren. Die Handelsmarge entspricht den Preisniveau-Unterschieden zwischen den Märkten (vgl. auch HAAS et al. 2007).

Ähnlich wie in anderen Gütermärkten wird auch der Strom vor allem aufgrund von komparativen Kostenvorteilen gehandelt. Handelsgewinne entstehen dann, wenn ein Land etwas günstiger produzieren kann als ein anderes. Im Strommarkt schlägt sich dies vor allem bei der Produktion von Spitzen- und Grundlast nieder. Wie oben dargestellt ist der schweizerische Produktionspark wesentlich auf die Produktion von hochwertiger Spitzenenergie ausgerichtet. Frankreich und Deutschland dagegen produzieren vor allem Grundlast auf Basis von Kern- und Kohlekraftwerken. Entsprechend exportiert die Schweiz vor allem tagsüber hochwertige Spitzenenergie und importiert während der Nacht günstigeren Off-Peak-Strom, um damit Pumpspeicher-Seen neu zu füllen. Die gefüllten Pumpspeicher dienen dann am Tag zur Produktion bzw. dem Export von teurerer Spitzenenergie. Die im internationalen Vergleich hohen Preise für Spitzenlast sind vor allem damit begründet, dass in den meisten Ländern Europas die Spitzenenergie

mit Gasturbinen-, Ölkraftwerken oder flexibel eingesetzten GuD hergestellt werden muss. Alpenländer wie die Schweiz und Österreich haben daher einen offensichtlichen komparativen Kostenvorteil bei der Produktion von Spitzenenergie, da sie aufgrund der topographischen Gegebenheiten über Stauseen mit Speicherkraftwerken verfügen.

Der internationale Stromhandel wird mit der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte noch wichtiger. In Kombination mit dem Zusammenwachsen der Märkte entsteht auch ein länderübergreifender Wettbewerb. Dieser ist umso wichtiger, als in vielen nationalen Märkten wenige etablierte Unternehmen dominieren. Aufgrund mangelnder Standorte für den Bau neuer Grosskraftwerke ist ein Markteintritt unabhängiger Produzenten in der Praxis schwierig. Ein rascher Markteintritt wäre hingegen mit einer internationalen Beschaffungsstrategie möglich. Ein Stromversorger kann Strom im Ausland beziehen und in der Schweiz an Endkunden vertreiben. Die Entfernung zwischen Produktion und Endkunde muss keinen Nachteil darstellen, zumal zwischen den Mitgliedern von ETSO, dem Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber, keine distanzabhängigen Tarife mehr verrechnet werden. Im Zuge des sogenannten «Florenzer Prozesses» wurden in Europa Import-, Export- und Transitgebühren abgeschafft. Damit sollte das Problem des «Pancaking» (Kumulation von Netzgebühren bei zunehmender Distanz zwischen Produktion und Verbrauch) eliminiert werden. Analog zum Modell der Briefmarke im Inland gilt daher auch für den grenzüberschreitenden Stromaus-tausch ein distanzunabhängiges Tarifmodell. Anstelle von transaktionsspezifischen Gebühren für Importe, Exporte und Transite wurde auf europäischer Ebene ein Fonds (INTER-TSO-COMPENSATION) eingerichtet (vgl. Box V). Dieser kompensiert jene Länder, denen Kosten durch den internationalen Stromtransit entstehen. Grundlage der Fondsein- und Fondsauszahlungen sind daher nicht vertragliche Transaktionen, sondern die davon unabhängigen physisch gemessenen Stromflüsse.

lungen sind daher nicht vertragliche Transaktionen, sondern die davon unabhängigen physisch gemessenen Stromflüsse.

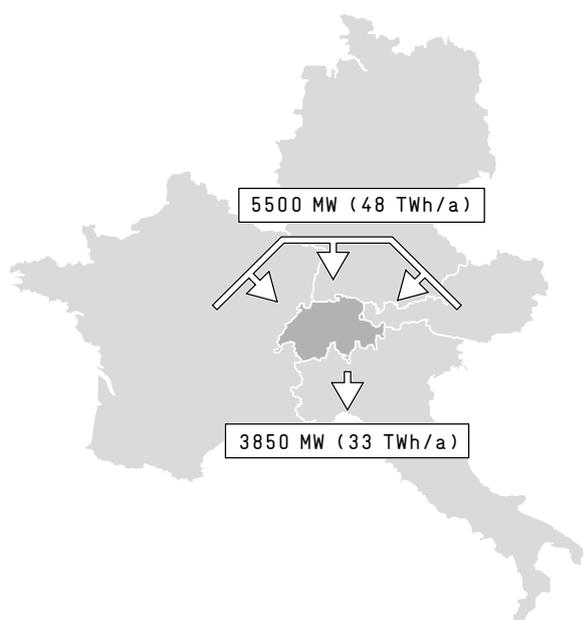
3.3 Transite verknappen Grenzkapazitäten

Importe, Exporte und Transite von Elektrizität sind nur möglich, wenn eine physische Verbindung des Übertragungsnetzes mit dem angrenzenden Ausland besteht. Heute existieren mehr als 30 Leitungen, die das Schweizer Übertragungsnetz mit dem europäischen verbinden. Der Schweizer Anteil an den gesamten installierten grenzüberschreitenden Netzkapazitäten der Länder im UCTE-Bereich erreicht fast 20 Prozent.¹⁰ Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Grenzübertragungskapazitäten (sog. NET TRANSFER CAPACITIES NTC) der Schweiz mit ihren Nachbarländern.

Die tatsächlich verfügbaren Grenzkapazitäten zu Frankreich, Deutschland und Österreich, dem sogenannten «Schweizer Dach», wurden unter Berücksichtigung der Ringflüsse auf rund 5500 MW berechnet (vgl. AG NTC 2005). Diese Importkapazität liesse rein rechnerisch einen jährlichen Import von mehr als 48 TWh zu, das entspricht etwa 80 Prozent des schweizerischen Landesverbrauchs oder rund 37 Prozent der in der Schweiz installierten Produktionskapazität. Insgesamt könnte die Schweiz heute ihren Bedarf an Grundlast, der rund 5000 MW umfasst¹¹, vollständig durch Importe an der Nordgrenze decken.

Obschon diese Importkapazitäten heute für den ausschliesslichen Inlandbedarf reichen würden, ergeben sich an der Grenze im Norden häufig Engpässe. Die Nachfrage nach Importkapazitäten übersteigt

Abb.8: Net Transfer Capacities (NTC):
Import via Nordgrenze



Im sogenannten «Schweizer Dach» weist die Schweiz Grenzkapazitäten von 5500 MW auf. Die Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und Italien werden – bislang – v.a. in die Richtung Italien verwendet, weshalb die Kapazitäten in der entsprechenden Richtung angegeben werden.

Quelle: TILLWICKS 2005

das Angebot. Das lässt sich einfach erklären: ein Grossteil des aus dem Norden importierten Stroms wird nach Italien weitergeleitet. Werden von den 5500 MW Importkapazität im «Schweizer Dach» die Exportkapazitäten von 3850 MW im Süden abgezogen, verbleiben «nur» noch 1650 MW. Die Allokation der Grenzkapazitäten erfolgt im Falle von Engpässen auf Basis marktwirtschaftlicher Vergabeverfahren. Dabei handelt es sich um Auktionen, bei denen der meistbietende Stromhändler die Kapazität oder Teile davon für sich beanspruchen kann. Das heisst, der Stromhändler kauft sich für eine begrenzte Zeit einen gewissen Anteil der vorhandenen Grenzkapa-

azität. Solche Kapazitätsauktionen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen. Die Auktion erfolgt separiert vom Stromhandel an den Spotmärkten (sogenannte «Explizite Auktionen»). Die dadurch entstehenden Kosten wirken wie eine transaktionsabhängige Import- oder Exportgebühr. Das heisst, der oben dargestellte Pancaking-Effekt wird nicht gänzlich beseitigt. Durch die Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, den sogenannten Grenzkapazitäten, entstehen nun distanzabhängige Kosten, die den internationalen Handel behindern.

3.4 Engpassauktionen verteuern Importe

Zusammenhängende Auktions- und Grosshandelspreise

Eine Analyse der Effekte der Engpassauktionen kann durch einen einfachen Vergleich der preislichen Entwicklung am Strom-Spotmarkt sowie am Markt für Grenzkapazitäten vorgenommen werden. Strom für das Marktgebiet Schweiz wird seit Anfang 2007 an der Leipziger Börse EEX gehandelt. Der relevante Marktpreis wird dabei separat vom kombinierten Marktgebiet Deutschland/Österreich berechnet. Auch Grenzkapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz wurden im Jahr 2007 auf Basis von Auktionen vergeben. Sie werden durch die EnBW durchgeführt. Die Vergabe der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf dem Wege von Jahres-, Monats- und Tagesauktionen. Auch an der Grenzkuppelstelle Österreich/Schweiz wurden Auktionen vorgenommen. Diese werden durch das österreichische Unternehmen Auction-Office als Jahres- und Monatsauktionen vorgenommen.

Der Vergleich der Stromgrosshandelspreise zeigt eine parallele Entwicklung zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet Deutschland/Österreich (vgl. Abbildung 9). Allerdings besteht ein ausgeprägter Niveau-Unterschied. Vor allem während der Wintermonate ist der für die Schweiz gehandelte Strom teurer als jener für die Marktgebiete Deutschland/Österreich oder z.B. auch Frankreich. Dann ist die Schweiz aufgrund der geringeren Produktion der Wasserkraftwerke auf Importe angewiesen. Die hohen Importe führen zu einer Verknappung der Grenzkapazitäten und machen vor allem im Winter Auktionen nötig. Die Nutzung der Grenzkuppelstelle von Deutschland in die Schweiz kostete 2007 durchschnittlich etwa 7 EUR/MWh, im Januar 2007 kostete die Grenzkuppelstelle 15 und im Dezember 24 EUR/MWh. Während des Sommers entstehen dagegen kaum Engpässe. In der umgekehrten Richtung (also nach Deutschland) entsteht dagegen kaum ein positiver Preis, da die Transportkapazitäten ausreichend sind. Dabei zeigt sich, dass sich der Auktionspreis für Kapazitäten in die Schweiz parallel zur Strompreisdifferenz in den beiden Marktgebieten entwickelt. Das lässt sich einfach erklären: der Export von Deutschland in die Schweiz lohnt sich für den Händler, solange der Preis im Marktgebiet Schweiz höher ist. Und die Nachfrage nach der Grenzkapazität übersteigt das Angebot, solange der Auktionspreis kleiner ist als die Preisdifferenz. Im Gleichgewicht entspricht der Auktionspreis der Preisdifferenz. Gibt es keine Preisdifferenz, entsteht zwischen den Zonen grundsätzlich auch kein Engpass, weil kein Handelsgewinn möglich ist.

Dass die Schweizer Strom-Grosshandelspreise im Winter deutlich über denjenigen des Marktgebietes Deutschland/Österreich liegen, hat auch damit zu tun, dass die Grenzkapazitäten im Norden nicht nur für Importe, sondern auch für die Transite in den Süden benötigt werden. Nun «konkurriert» der

erhöhte inländische mit dem italienischen Bedarf und trägt so zu einer Steigerung der Nachfrage nach Grenzkapazitäten im Norden bei. Die Netto-Exporte aus Schweizer Gebiet nach Italien betragen im Winter 2005/2006 fast 10 TWh oder etwa 1/6 des schweizerischen Jahresverbrauchs. Der Effekt kann einfach illustriert werden: Die Grenzkapazitäten gegenüber Frankreich und Deutschland von 5500 MW (sogenanntes «Schweizer Dach») liessen theoretisch einen jährlichen Import von mehr als 48 TWh zu (vgl. IFNE 2007, S. 21). Das entspricht etwa 80 Prozent des gesamten schweizerischen Landesverbrauchs. Würden diese Importe nur im Inland verwendet, resultierten an der Nordgrenze weniger Kapazitätsengpässe – und damit geringere Preise für die Grenzkapazitäten. Das aber heisst: ohne die Transite könnte die Schweiz günstiger Strom importieren. Andererseits aber würden ohne Transite Handelsgewinne für Schweizer Verbundunternehmen entfallen.

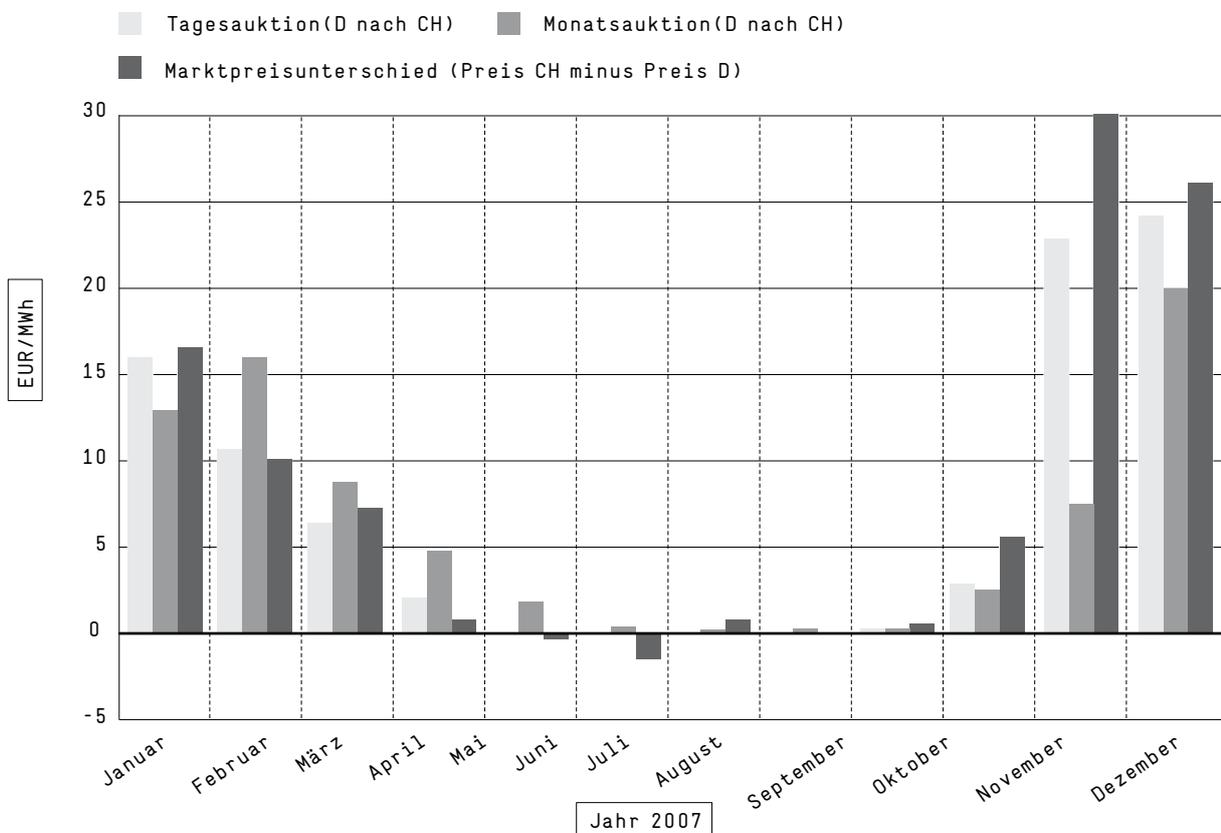
An der Grenze zu Italien werden erst seit Anfang 2008 Auktionen vorgenommen. Aufgrund des (bislang) hohen Exports vom Norden in den italienischen Markt entstehen Engpässe lediglich in Richtung Italien. Im Januar 2008 betragen die Preise für die Nutzung der Grenzkuppelstelle in Richtung Süden im Durchschnitt rund 5 EUR / MWh. Allerdings zeigt sich eine sehr hohe Varianz der Preise. Sie stiegen während Spitzenlastzeiten zeitweise bis auf 70 EUR / MWh an (24.01.2008). Auch sie spiegeln im Wesentlichen die unterschiedlichen Grosshandelspreise zwischen den beiden Ländern Schweiz und Italien. Dabei zeigte sich im Winter 2007/2008, dass sich aufgrund der hohen Preise in den Marktgebieten Deutschland/Österreich sowie der Schweiz der Transit bzw. Export nach Italien ausserhalb der Spitzenlast nicht immer lohnt. Exporte finden vor allem während der Spitzenlast statt, wenn in Italien Kraftwerke mit hohen Grenzkosten wie Öl- sowie Gasturbinenkraftwerke die Preise bestimmen.

Ineffiziente Nutzung von Grenzkapazitäten

In der Praxis spiegeln die Preise für Grenzkapazitäten den Marktpreisunterschied nur ungenau. In Abbildung 9 zeigt sich, dass die Preise für Grenzkapazitäten in den Tagesauktionen deutlich enger mit dem Marktpreisunterschied korrelieren, als die Preise aus den Monatsauktionen. Der Grund liegt darin, dass Strom und Grenzkapazitäten separat gehandelt werden (sogenannte explizite Auktionen für Grenzkapazitäten). Zum Zeitpunkt der monatlichen Auktionen können die Marktteilnehmer den Preisunterschied

zwischen den Marktgebieten nur sehr ungenau prognostizieren. Aufgrund der Unsicherheiten wird für die Kapazitäten im Voraus zuviel oder zuwenig bezahlt. Einen Tag vor der eigentlichen Lieferung kennen die Marktteilnehmer die tatsächliche Marktsituation besser, sie wissen mehr über das Wetter oder verfügbare Kraftwerkskapazitäten. Aufgrund dieser zusätzlichen Informationen lässt sich der Handel besser an den erwarteten Marktpreisunterschieden ausrichten. Mit anderen Worten: das Resultat aus der Tagesauktion spiegelt den Marktpreisunterschied genauer.

Abb.9: Grenzkapazitäten CH-D: Mangel im Winter



Die Grafik zeigt durchschnittliche Auktionspreise für Grenzkapazitäten CH – D im Jahr 2007. Im Winter steigen die Preise für grenzüberschreitende Transportkapazitäten an. Die Korrelation mit den Marktpreisunterschieden ist geringer im Falle der Monatsauktionen.

Quellen: ENBW UND EEX¹²

Box V: Erträge aus dem internationalen Stromtransit¹³

Auktionserträge: Gemäss EU-Vorschriften können die Übertragungsnetzeigner die Erträge aus den Engpassauktionen nicht einfach als «Gewinn» vereinnahmen. Vielmehr sind diese für das Engpassmanagement sowie für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten einzusetzen. Werden die Erträge nicht hierfür verwendet, müssen sie zur Reduktion der Netznutzungsentgelte im Inland verwendet werden (vgl. Verordnung Nr. 1228/2003). Das schweizerische Stromversorgungsgesetz (Art. 17 Abs. 5 StromVG) sieht eine analoge Regelung vor. Allerdings gilt in einer Übergangsfrist von 2 Jahren nach Inkrafttreten des StromVG, dass die Einnahmen auch «zur Entschädigung von weiteren Kosten im Übertragungsnetz, insbesondere von risikoadäquaten Entschädigungen der Eigentümer des Übertragungsnetzes, verwendet werden.» Die Formulierung in Artikel 32 lässt viel Spielraum, so dass in der Praxis die Erträge als Gewinne bzw. sog. «Windfall Gains» von den Netzeignern vereinnahmt werden können.

ITC-Fonds: Gemäss den in Florenz vereinbarten Grundsätzen werden keine expliziten Import-, Export- oder Transitgebühren für die Netznutzung mehr erhoben (vgl. Kapitel 2.2). Allerdings werden Länder mit hohen Transiten aus einem gemeinsamen Fonds für ihre Leistung im europäischen Netz entschädigt. Weil die exakten Stromflüsse im Vornherein nicht geplant werden können (Kirchhoffsches Gesetz), werden in der Praxis die vertraglich festgelegten nicht den tatsächlichen physischen Flüssen entsprechen. Aus diesem Grund wird diese Entschädigung auf Basis der ex post gemessenen Stromflüsse berechnet. Länder mit hohen physischen Importen oder Exporten zahlen dagegen in den Fonds ein. Das ist insofern konsistent, als dass diese Länder für die Transite in den Drittländern verantwortlich sind. So erhält die Schweiz als Transitland jährlich rund 60 Mio. EUR aus dem Fonds – v.a. aufgrund der hohen physischen Transite von Deutschland und Frankreich nach Italien. Der Fonds bzw. dessen Ein- und Auszahlmechanismus ist öfter Gegenstand von Verhandlungen. In jüngster Zeit versucht insbesondere Frankreich die Fondsauszahlungen lediglich von den Exporten abhängig zu machen – statt wie bisher von der Kennzahl Transit.

Aufgrund des ungenauen Preissignals führt der separierte Handel von Strom und Grenzkapazitäten regelmässig zu einer ineffizienten Kapazitätsnutzung. Dabei kann es passieren, dass nicht alle Kapazitäten genutzt werden – möglicherweise verfügt ein Händler zwar über Strom, nicht aber über Grenzkapazitäten und umgekehrt. Zudem droht ein Liquiditätsverlust an den Spotmärkten. Ein Schweizer Stromeinkäufer kann zwar am Spotmarkt Strom aus dem Marktge-

biet Deutschland einkaufen, parallel dazu benötigt er aber auch Grenzkapazitäten. Im kurzfristig orientierten Spothandel ist eine solche Koordination weitaus komplexer als im bilateralen Handel (vgl. auch WAWER 2007). Ein effizientes Engpassmanagement zwischen zwei Märkten kann alternativ durch ein System mit sogenannten «impliziten Auktionen» erfolgen. Dabei werden Strom und Grenzkapazitäten integriert an den Börsen gehandelt (vgl. Kapitel 2.2).

3.5 Integration in die europäische (Preis-) Entwicklung

Steigende Relevanz der Grosshandelspreisniveaus

Bislang kalkulieren die mehrheitlich öffentlichen Schweizer Stromproduzenten ihre Preise gegenüber den Versorgungsunternehmen oder den direkten Endkunden eher an den eigenen Produktionskosten als an den (internationalen) Grosshandelspreisen. Diese spielten nur soweit eine Rolle, als dass inländische Versorger aufgrund knapper verfügbarer Kraftwerksleistung zusätzliche Stromzukäufe im Grosshandel bzw. am Spotmarkt tätigen mussten. Grobe Schätzungen gehen daher davon aus, dass sich die Strompreise in der Schweiz etwa auf dem Niveau von 60 bis 90 Prozent der Grosshandelspreise an der EEX bewegten. Beim Endkunden betrifft dies allerdings nur jene Preiskomponente in der Stromrechnung, die ausschliesslich die Stromgestehungskosten betrifft. Das sind etwa 40 Prozent des Preises. Die übrigen 60 Prozent decken die Kosten der Netze und andere Abgaben. Bei steigenden Strompreisen verändern sich natürlich die Gewichte: der Anteil des Stroms nimmt zu.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz werden sich die Strompreise für Endverbraucher konsequenter am Grosshandel orientieren. Und die Preise im Grosshandel werden in erster Linie durch die Gegebenheiten an den europäischen Märkten bestimmt. Grundsätzlich kann erwartet werden, dass sich die Strompreise sukzessive an das Niveau im Grosshandel anpassen. Haushalt- und Industriepreise könnten in der Schweiz bis 2018 (gegenüber 2007) um rund 25 Prozent ansteigen (vgl. VONTOBEL 2008, S. 12). Von den Preissteigerungen profitieren natürlich vor allem jene Verbundunternehmen, die über Kraft-

werke mit tiefen Grenzkosten (z.B. Laufkraftwerke) verfügen. Weil ihre Kosten unverändert bleiben, steigt mit der Anpassung an das höhere Preisniveau der Gewinn.

Verzögert werden könnte diese Entwicklung jedoch durch eine Bestimmung im Entwurf zur Stromversorgungsverordnung (StromVV). Gemäss Art. 4 StromVV würden sich die Tarife für Endkunden, die nicht am Markt teilnehmen¹⁴, tendenziell eher an den Kosten des Produktions- bzw. Beschaffungsportfolios orientieren. Eine solche Kostenorientierung dürfte sich längerfristig allerdings kaum mit einem liberalisierten Markt vereinen lassen. Entgangene Handelsgewinne würden von den Stromproduzenten als (Opportunitäts-)Kosten interpretiert und als solche bekämpft.

Rentabilität Schweizer Kraftwerke

Aufgrund der europäischen Vernetzung profitieren Schweizer Produzenten mit einem hohen Anteil Wasser- und Kernkraftwerken von steigenden Gas-, Kohle- und CO₂-Preisen. Die anhaltende Preishausse an den Rohstoffmärkten sowie die zunehmend rigide europäische Klimapolitik erhöhen die Kosten der am Markt preisbestimmenden Gas- und Kohlekraftwerke. Von einem höheren Marktpreis profitieren in erster Linie Betreiber von Wasser- und Kernkraftwerken, deren Kosten hierdurch unberührt bleiben. Schweizer Produzenten profitieren daher sehr direkt von den steigenden Rohstoff- und CO₂-Preisen.

Die Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken wird dagegen nicht einfach durch das Niveau der Marktpreise bestimmt. Relevant ist vielmehr die Höhe des Preisunterschieds zwischen Grundlast und Spitzenlast. Während für den Pumpbetrieb günstigere Grundlast während der Nacht («Off-Peak») eingekauft

wird, kann die Spitzenlast am Tag und vor allem über die Mittagsstunden werktags teuer verkauft werden. Ob es in Europa künftig zu einer stärkeren Spreizung der beiden Preisniveaus kommen wird, ist aufgrund der Analyse im Kapitel 2 nicht offensichtlich. Weil Spitzenlastpreise in erster Linie durch die Kosten von Gaskraftwerken bestimmt werden, steigt mit höheren Gaspreisen die Rentabilität der Pumpspeicherkraftwerke (vgl. auch BALMER et. al. 2006, S. 116). Werden jedoch in Zukunft immer häufiger sowohl in der Grund- als auch in der Spitzenlast GuD die preisbestimmenden Kraftwerke, verschwindet zunehmend das Ertragspotenzial von Pumpspeicherkraftwerken. Ebenso wird ihre Wirtschaftlichkeit durch höhere CO₂- sowie Kohlepreise beeinträchtigt – in beiden Fällen steigen die Kosten des Pumpbetriebs.

Veränderung der Transit-Position

Mit der Integration der Schweiz im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt werden auch aus rechtlicher Sicht neue Tatsachen geschaffen. So werden neu die Leitungskapazitäten nach Italien durch Auktionen an den meistbietenden Händler vergeben. Und im Rahmen der bilateralen Verhandlungen wird darüber entschieden, ob Schweizer Verbundunternehmen künftig die Grenzkapazitäten nach Frankreich exklusiv für sich beanspruchen können, oder ob auch diese für Auktionen frei gegeben werden müssen. Bislang bestehen die Schweizer Verbundunternehmen auf diesem Recht, zumal es ihnen den kostengünstigen Import von Strom im Rahmen von langfristigen Verträgen mit Frankreich garantiert. Ein Wegfall der exklusiven Nutzung der Grenzkapazitäten verringert das Potenzial der (Zwischen-)Handelsgeschäfte für die Schweizer Unternehmen. Neu können deutsche oder französische Produzenten auch ohne Zwischenhändler Strom durch die Schweiz nach Italien exportieren. Statt des Zwischenhandels reduziert nun möglicher-

weise die Engpassauktion das Erlöspotenzial für deutsche oder französische Händler. Die Eigner der Schweizer Stromnetze bzw. von Swissgrid profitieren in diesem Falle von Erträgen aus den Engpassauktionen (vgl. Box V).

Die Rolle der Schweiz als europäische Drehscheibe für den Stromhandel kann sich aber auch aus anderen Gründen verändern, insbesondere durch den vermehrten Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Italien und seinen anderen Nachbarländern oder durch den forcierten Zubau eigener Kraftwerkskapazitäten in Italien. Für die Schweiz ergeben sich zwei mögliche Folgerungen. Einerseits könnte die Schweiz ihre Rolle als zentrales Transitland Nord-Süd zunehmend verlieren. Damit sinkt zwar das Ertragspotenzial des Zwischenhandels, allerdings könnten aufgrund reduzierter Engpässe im Norden Importe für den Inlandverbrauch günstiger werden. Andererseits könnte der forcierte Kraftwerksbau in Italien mittelfristig zu deutlich tieferen Spitzenlastpreisen führen (weil ineffiziente Gas- und Ölkraftwerke mit hohen Kosten stillgelegt werden), so dass das Ertragspotenzial von (Pump-)Speicherkraftwerken in der Schweiz reduziert wird.

3.6 Ein Blick in die Zukunft: die Versorgungslücke

Definiert man «Stromversorgungslücke» als «Gap» zwischen der inländischen Produktion und der inländischen Nachfrage, existierte 2007 keine Lücke. Die inländische Jahresproduktion entsprach im Gesamtjahr ungefähr der inländischen Nachfrage (vgl. Kapitel 3.2). Betrachtet man dagegen nur das Winterhalbjahr, besteht dagegen bereits heute

ein inländischer Angebotsmangel, der nur durch Importe gedeckt werden kann. Aus ökonomischer Sicht ist daher der Begriff «Versorgungslücke» nicht adäquat, da er eher eine «nicht befriedigte Nachfrage» implizieren würde. In der Praxis handelt es sich allerdings um einen zeitweisen Importbedarf.

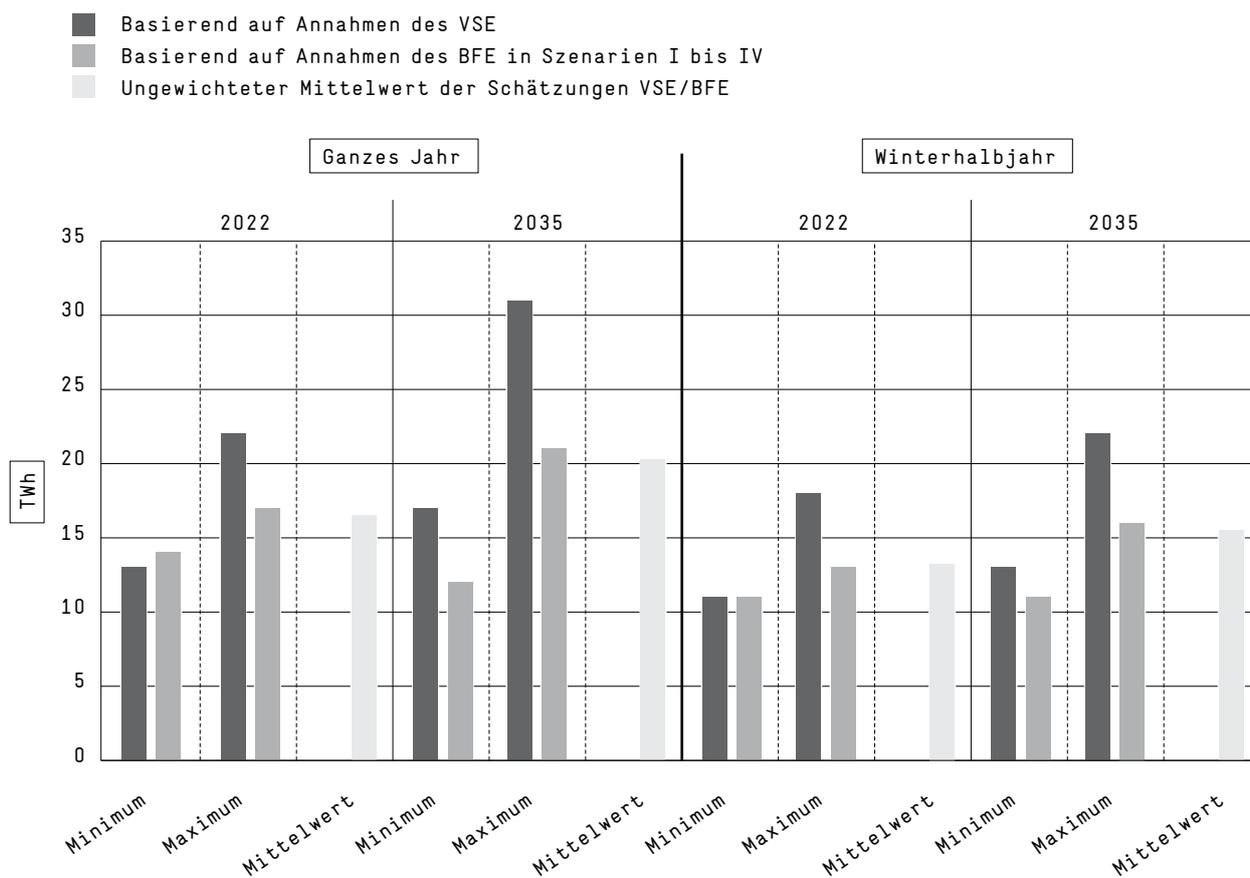
Ob sich der Angebotsmangel in Zukunft noch stärker akzentuieren wird und sich gegebenenfalls auch auf die Sommermonate ausweitete, hängt von zwei Faktoren ab. Einerseits von der Entwicklung des Kraftwerksparks – also des Angebots – und andererseits von der Stromnachfrage. Die Kapazität bei den Kraftwerken wird unter Ausklammerung von Neubauten durch die Stilllegung der Kernkraftwerke bestimmt (vgl. Tabelle 2). Langfristverträge mit französischen Kernkraftwerken werden nicht zum inländischen Angebot addiert, da es sich faktisch um Importe handelt (vgl. auch Kapitel 3.1). Mit der Stilllegung der Kraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg und ohne Kraftwerksneubau beläuft sich die jährliche inländische Stromproduktion ab 2022 noch auf etwa 54 TWh, während des Winterhalbjahres auf 25 TWh.

Während die Entwicklung des Kraftwerksparks relativ klar prognostiziert werden kann, bestehen bei der Nachfrage Unsicherheiten, zumal diese von unterschiedlichen Faktoren wie Bevölkerungsentwicklung, Sozialprodukt oder auch Technologieentwicklung abhängen. Entsprechend gross sind die Bandbreiten der prognostizierten Nachfrageentwicklungen. Die Schätzungen des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) gehen davon aus, dass der Landesverbrauch von heute rund 62 TWh bis 2022 auf ca. 67 bis 76 TWh ansteigt, bis 2035 auf ungefähr 71 bis 85 TWh (vgl. VSE 2006). Unter Berücksichtigung der Stilllegung von Kraftwerken und unter Ausschluss der Langfristverträge würde sich nach 2022 eine ganzjahresbezogene «Lücke»

von etwa 13 bis 22 TWh öffnen – davon gehen rund 9 TWh auf die stillgelegten Kernkraftwerke. Bis 2035 würde die «Lücke» aufgrund einer weiteren Nachfragesteigerung auf 17 bis 31 TWh ansteigen. Diese Zahlen bewegen sich etwas über den Schätzungen der Energieperspektiven des Bundesamtes für Energie (BFE 2007a, S. 61-70). Die darin skizzierten Szenarien I bis III prognostizieren für 2022 eine Stromnachfrage von etwa 68 bis 71 TWh, bis 2035 von rund 66 bis 75 TWh. Für 2022 ergäbe sich dabei eine Versorgungslücke von ca. 14 bis 17 TWh, für 2035 ca. 12 bis 21 TWh. Einzig im optimistischen Szenario IV, dem Szenario «2000-Watt-Gesellschaft», resultiert wegen einer massiven Nachfragereduktion eine signifikant kleinere Lücke von etwa 4 TWh.

Nimmt man einen einfachen, ungewichteten Durchschnitt der Schätzungen von VSE und BFS (unter Ausklammerung des optimistischen 2000-Watt-Szenarios), würde bis 2022 ein jährlicher Importbedarf von rund 17 TWh entstehen, bis 2035 von 20 TWh. Dabei akzentuiert sich der Importbedarf vor allem in den Winterhalbjahren mit ungefähr 13 TWh bzw. 16 TWh. Weil diese «Versorgungslücke» nicht zuletzt auf die Stilllegung von Kernkraftwerken zurückzuführen ist, handelt es sich beim Importbedarf insbesondere um Grundlast (vgl. auch Kapitel 4.1). Um diese Zahlen in eine Grössenordnung zu setzen, kann man sie mit der voraussichtlichen Produktion des im Bau befindlichen Kernkraftwerks «Flamanville 3» in Frankreich vergleichen. Das Kraftwerk wird mit einer Leistung von 1600 MW und einer Verfügbarkeit von 90 Prozent jährlich rund 13 TWh produzieren.

Abb.10: Geschätzte «Versorgungslücken»



Die Stromversorgungslücke kann aufgrund der Annahmen des VSE sowie des BFE über die Entwicklung der Stromnachfrage ungefähr bestimmt werden.

Quelle: eigene Schätzungen basierend auf Angaben VSE und BFE

04 Europäische Szenarien

4.1 Relevanz für die Schweiz

Szenario-Definition und Strategiebeurteilung

Veränderungen an den europäischen Strommärkten haben sehr direkte Konsequenzen für die Schweiz. Nicht nur das Preisniveau in der Schweiz, sondern auch die Versorgungssicherheit ist – in zunehmendem Masse – von den Gegebenheiten in den Nachbarländern abhängig. Um eine optimale Strategie für die schweizerische Stromversorgung zu definieren, muss daher der europäische Kontext im Sinne von Rahmenbedingungen zwingend berücksichtigt werden. Natürlich ist dieser europäische Kontext nicht einfach gegeben oder mit Sicherheit zu bestimmen. Vielmehr ist der Kontext durch marktliche und politische Unsicherheiten geprägt. Die Definition von unterschiedlichen Szenarien ist eine Möglichkeit, mit dieser Unsicherheit umzugehen. Die Szenarien sind daher eine wichtige Grundlage für die Beurteilung von Strategien in Kapitel 5. Abbildung 11 illustriert den Zusammenhang zwischen den Szenarien und den Strategien: Jede Strategie muss unter den spezifischen Gegebenheiten aller Szenarien beurteilt werden. Die Kriterien der Beurteilung werden in Kapitel 5 dargelegt.

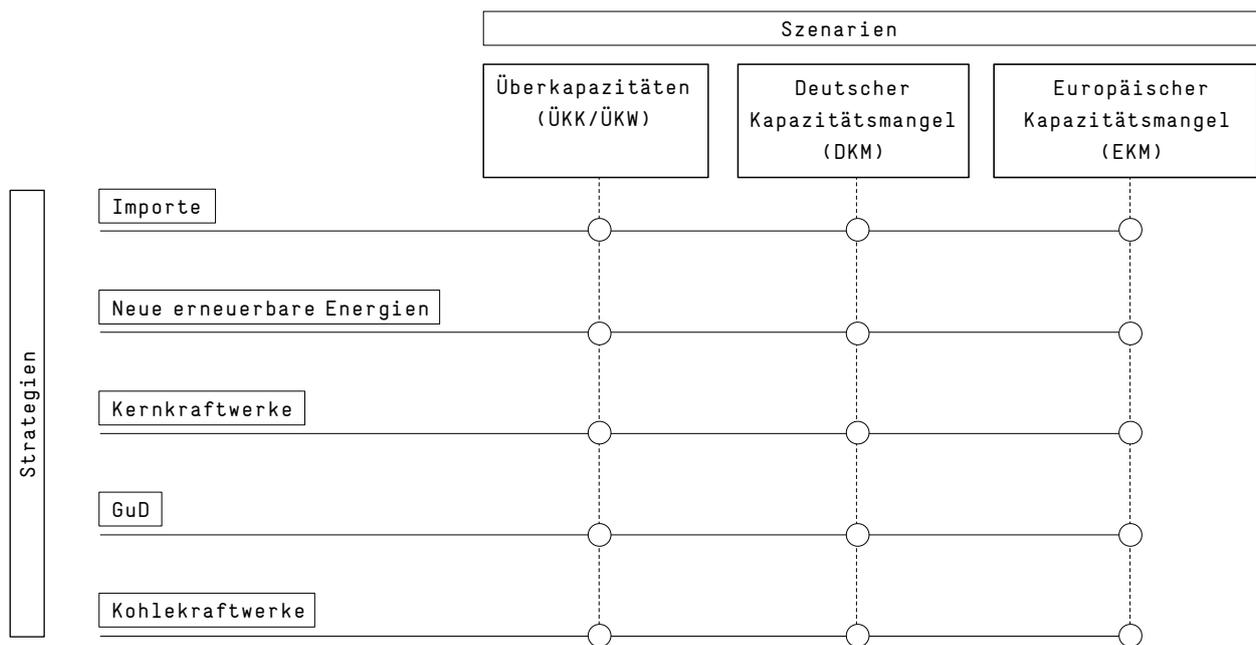
Sowohl Strategien als auch Szenarien beziehen sich auf einen längerfristigen Zeithorizont. Schliesslich erfolgen auch Kraftwerksinvestitionen mit einem Zeithorizont von 20 bis 50 Jahren. Während die Entwicklungen gemäss den Szenarien nur schwer einer konkreten zeitlichen Entwicklung zugeordnet werden können, erfolgt insbesondere bei den Strategien in Kapitel 5 eine Differenzierung für die Jahre 2022 und 2035.

Abhängigkeit von den Nachbarländern

Bei der Szenario-Definition ist es sinnvoll, in erster Linie die Entwicklung in den für die Schweiz wichtigsten Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien zu betrachten. Veränderungen in diesen Märkten schlagen sich am deutlichsten auf die Gegebenheiten in der Schweiz nieder. Einerseits handelt es sich um die drei grössten europäischen Strommärkte neben Grossbritannien. Andererseits müssen Schweizer Importe aus Drittstaaten oder Exporte an Drittstaaten auf jeden Fall durch die direkten Nachbarländer geleitet werden. Beispielsweise würde es sich kaum lohnen, Strom nach Spanien zu exportieren, wenn Strom in Frankreich noch teurer gehandelt würde.

Umgekehrt beeinflusst die Versorgungssituation in diesen Staaten auch die Möglichkeit der Importe. Öffnet sich beispielsweise in Deutschland eine Versorgungslücke, könnte die Schweiz kaum günstigen Strom aus Polen durch Deutschland in die Schweiz leiten. Ausserdem wird Importstrom umso teurer, je mehr Grenzkuppelstellen er passieren muss, zumal die Wahrscheinlichkeit von Engpässen zunimmt (vgl. Kapitel 3.4). In der Praxis gilt daher, dass direkt angrenzende Nachbarländer aus physischen und ökonomischen Gründen eher als Stromlieferanten in Frage kommen. Natürlich schliesst dies nicht aus, dass beispielsweise Stromversorger in Norddeutschland Strom aus Skandinavien beziehen, während Produzenten im Süden Strom in die Schweiz exportieren – aus ökonomischer Sicht kann eine solche Praxis auch als Transit interpretiert werden.

Abb. II: Szenarien und Strategien: eine Übersicht



Die Beurteilung der Strategien erfolgt in einem internationalen Kontext. Risiken bezüglich Preisen und Versorgungssicherheit werden im Rahmen der definierten Umfeldszenarien in Europa untersucht.

Quelle: eigene Darstellung

4.2 Definition relevanter Szenarien

Szenario Überkapazitäten

Im Szenario «Überkapazitäten» wird davon ausgegangen, dass in den Schweizer Nachbarstaaten mittelfristig Kraftwerks-Überschusskapazitäten bestehen. In diesem Szenario werden sowohl Frankreich als auch Deutschland weiterhin als gewichtige Exporteure im europäischen Markt auftreten. Italien dagegen verfügt über ausreichende Kapazitäten, kann diese

aber aufgrund der hohen Grenzkostenstruktur kaum am internationalen Markt veräussern. Frankreich ersetzt in diesem Szenario seine Kernkraftwerke systematisch und baut seinen Kraftwerkspark weiter aus. Dabei hält EDF weiter eine dominierende Rolle im französischen und europäischen Markt. Für Deutschland sind grundsätzlich zwei Sub-Szenarien denkbar. In einem Sub-Szenario «Überkapazitäten Kernkraft / Kohle» (ÜKK) werden die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängert, gleichzeitig werden in erster Linie neue Kohlekraftwerke gebaut. In den Marktgebieten Deutschland/Österreich sowie Frankreich werden die Grosshandelspreise für Grundlast

– ähnlich wie bisher – durch die Kosten der Kohlekraftwerke bestimmt. Der kontinuierliche Ersatz älterer Kraftwerksanlagen führt dazu, dass in der mittleren Frist moderne Steinkohlekraftwerke am Markt für die Grundlast preisbestimmend sind. Für die französische EDF gibt es aufgrund mangelnder Konkurrenz im Kernkraftbereich keinen Grund, ihre Preise an den tieferen Grenzkosten ihrer Kernkraftwerke auszurichten, sie kann Strom an der Börse zu den Preisen der Steinkohlekraftwerke verkaufen. Bei der Spitzenlast dagegen werden weiterhin vor allem Gaskraftwerke eingesetzt. Mittelfristig wird der Ersatz von älteren Gasturbinenkraftwerken dazu führen, dass vor allem moderne GuD mit höherem Wirkungsgrad in der Merit Order preisbestimmend sind.

In einem Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind» (Ükw) erfolgt parallel zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sowie zum Bau neuer Kohlekraftwerke ein signifikanter Ausbau der (Offshore-)Windkraft. Eine solche Windkraftstrategie macht natürlich nur dann Sinn, wenn Deutschland gleichzeitig seinen Nord-Süd-Netzengpass beseitigen kann – beispielsweise durch den breiten Einsatz von Erdkabeln. Der massive Zubau der Windkraft wird durch Einspeisevergütungen subventioniert – das heisst, die Konsumenten bezahlen die entsprechenden Kosten via Netznutzungsentgelt. An den Spotmärkten führt die enorme Zunahme der Windkraft immer öfter zu massiven Preisschwankungen, wobei im Durchschnitt ein etwas tieferes Preisniveau resultiert. Evidenz für solche Preisreduktionen gab es im Januar 2007, als aufgrund stürmischer Wetterverhältnisse die Windstromproduktion massiv anstieg, so dass der Stromgrosshandelspreis zeitweise auf null sank. Tatsächlich gehen viele Studien davon aus, dass der Zubau von Windkraftanlagen einen deutlich Preis senkenden Effekt an den Spotmärkten zeitigen könnte (vgl. SENSEFUSS et al. 2006). Gleichzeitig ist zu erwarten, dass mit dem Zubau von Windkraftanlagen

in Deutschland ein zusätzlicher Bedarf von Backup-Technologien entsteht, welche kurzfristige Produktionsschwankungen ausgleichen. Dabei dürfte es sich in erster Linie um Gaskraftwerke handeln (vgl. BALMER et. al. 2006, S. 190).

Szenario Deutscher Kapazitätsmangel

Im Szenario «Deutscher Kapazitätsmangel» (DKM) wird davon ausgegangen, dass sich Deutschland ca. ab 2015 von seiner Position als Netto-Exporteur im europäischen Markt verabschiedet. In diesem Szenario bleibt Frankreich weiterhin bedeutender Exporteur von Strom. Aufgrund des Kernenergieausstiegs sowie zahlreicher lokaler Widerstände vor allem gegen neue Kohlekraftwerke fehlen in Deutschland in erster Linie Grundlastkapazitäten. Als Folge dessen müssen verstärkt Gaskraftwerke zur Grundlastproduktion eingesetzt werden. Hierzu wird die Anzahl der jährlichen Volllast-Stunden bei den Gaskraftwerken erhöht, so dass Kraftwerke, die bislang vor allem in der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt wurden, vermehrt rund um die Uhr Strom produzieren. Möglicherweise können auch neue GuD erstellt werden, zumal diese im Vergleich zu Kern- oder Kohlekraftwerken in relativ kurzer Zeit ans Netz gehen können. Insgesamt aber gelingt es Deutschland nicht, seinen inländischen Verbrauch mit inländischen Kapazitäten zu decken, so dass vermehrt Strom aus dem Ausland bezogen werden muss. Selbst wenn Deutschland seine Windkraftkapazitäten im Norden offshore deutlich ausbauen kann, wird der süddeutsche Raum aufgrund der mangelnden innerdeutschen Netzkapazitäten mit Produktionsengpässen konfrontiert. Weil nun teure Gaskraftwerke oder ältere Steinkohlekraftwerke die Grosshandelspreise auch im Bereich der Grundlast bestimmen, ist Deutschland ein interessanter Absatzmarkt für französische und osteuropäische Produzenten (z.B. Tschechien). Insbesondere

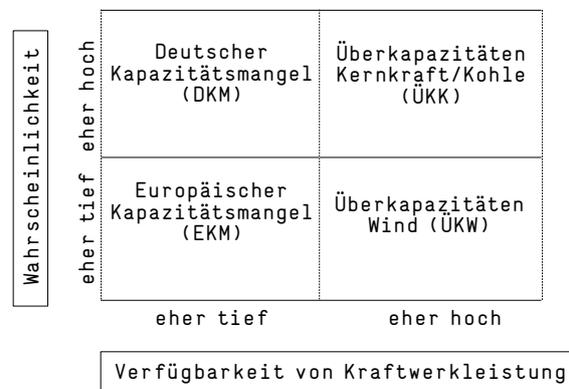
das französische Unternehmen EDF kann vom hohen Preisniveau in Deutschland profitieren. Falls sich ausserdem in Italien Überkapazitäten abzeichnen, wird auch dieses Land zum Exporteur, weil das hohe Preisniveau die bislang teureren Gaskraftwerke konkurrenzfähig macht.

Szenario Europäischer Kapazitätsmangel

Im Szenario «Europäischer Kapazitätsmangel» (EKM) fokussiert Frankreich seine nationale Energiestrategie auf die Sicherstellung der inländischen Versorgung. Das Land reduziert seine Stromexporte massiv. Nicht zuletzt aufgrund einer wachsenden Opposition gegen die Atomkraft werden ältere Kernkraftwerke nur noch partiell ersetzt. Deutschland wird – ähnlich wie in Szenario «Deutscher Kapazitätsmangel» – Netto-Importeur von Strom, vor allem im Süden zeichnen sich Produktionsengpässe ab. Italien baut die Gas- und Kohlekraftwerkskapazitäten nicht mehr weiter aus, neue Kernkraftwerke lassen sich aufgrund lokaler Widerstände nicht bauen. Der Aufbruch in der Energiepolitik unter der Regierung Berlusconi findet damit nicht statt. Der Mangel an Produktions- bzw. Exportkapazitäten erhöht die Preise an den europäischen Grosshandelsmärkten. Nun richtet sich in allen Märkten das Preisniveau an den letzten verfügbaren Produktionskapazitäten aus. Aufgrund des Mangels an Kraftwerken müssen (ältere) Kraftwerke mit hohen Grenzkosten, die bislang vor allem während Bedarfsspitzen eingesetzt wurden, rund um die Uhr zur Produktion von Grundlast eingesetzt werden. Beispielsweise werden nun auch in Deutschland und Frankreich Gaskraftwerke nicht mehr nur in der Mittel- und Spitzenlastproduktion eingesetzt. Als Folge dessen dürfte Knappheit vor allem während den Spitzenlastzeiten auftreten, weil dort zusätzliche Kraftwerke zur Abdeckung ausserordentlicher Bedarfsspitzen fehlen. Mit anderen Worten: in der

Grundlast würde sich die Stromproduktion massiv verteuern, vor allem während Spitzenlastzeiten wäre die Versorgungssicherheit in Gefahr.

Abb. 12: Szenarien: Kraftwerksleistung und Wahrscheinlichkeit

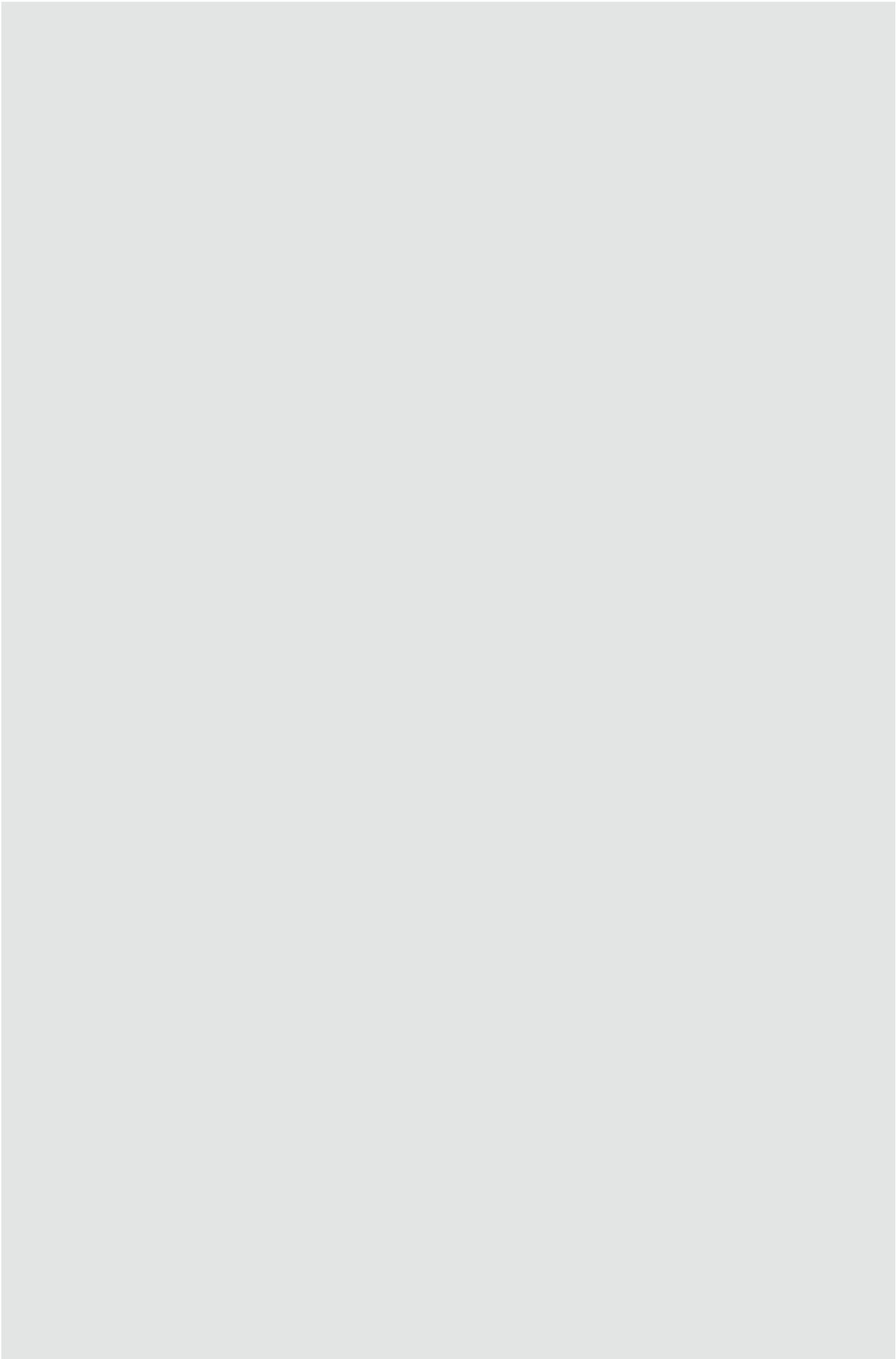


Die Wahrscheinlichkeit der beiden Szenarien «Überkapazitäten Wind» und «Europäischer Kapazitätsmangel» sind eher geringer einzustufen.

Quelle: eigene Darstellung

Von den dargestellten Szenarien dürften «Überkapazitäten Kernkraft und Kohle» sowie «Deutscher Kapazitätsmangel» die wahrscheinlichsten sein. Einerseits ist es durchaus möglich, dass sich in Europa ähnlich wie bereits in den 90er-Jahren Überkapazitäten bilden. Eine gewisse Evidenz hierfür könnte der jüngste Investitionsschub in Italien sein. Andererseits ist es möglich, dass in Deutschland trotz Ausstieg aus der Kernenergie viele Kraftwerksprojekte am regionalen Widerstand scheitern (wie in Szenario «Kapazitätsmangel Deutschland» angenommen). Etwas geringer dürften die Wahrscheinlichkeiten der beiden anderen Szenarien sein. Im Falle des Szenarios «Überkapazitäten Wind» könnten technische Schwierigkeiten (Netzstabilität bzw. Netzkapazitäten) auftreten, im

Falle des Szenarios «Europäischer Kapazitätsmangel» müssten in allen Staaten gleichzeitig Kraftwerksengpässe entstehen. Gerade in einem solchen Szenario wäre es für ein einzelnes Land umso rationaler, seinen Kraftwerkspark auszubauen, um sich als Exporteur mit Marktmacht zu positionieren – ob dies gelingt, hängt in der Praxis allerdings auch vom Umgang mit lokalen Widerständen ab.



05 Definition von Strategien

Die Strategien für die Schweiz, die sich zur Überbrückung einer «Stromversorgungslücke» anbieten, werden im Folgenden in einem europäischen Kontext beurteilt (vgl. Abbildung 12). Dabei wird unterstellt, dass die Schweizer Strategie nicht unmittelbare Auswirkungen auf die Strategien der umliegenden Länder hat. Dies lässt sich in erster Linie mit der relativen Grösse der Märkte begründen. Mit Deutschland, Italien und Frankreich hat die Schweiz drei der vier grössten europäischen Strommärkte in ihrer Nachbarschaft. Aufgrund des vergleichsweise kleinen schweizerischen Marktes kann davon ausgegangen werden, dass umliegende Länder ihre eigenen Versorgungsstrategien nicht grundlegend an jener der Schweiz ausrichten.

Kriterien der Beurteilung

Grundsätzlich können Strategien anhand einer Vielzahl von Kriterien beurteilt werden. Dazu gehören insbesondere die Preise für Strom am Markt, Versorgungssicherheit, Akzeptanz in der Bevölkerung, Umwelt- bzw. Klimaverträglichkeit oder die Wirtschaftlichkeit. Die folgende Analyse konzentriert sich auf Kosten bzw. Preise sowie Versorgungssicherheit. Der Aspekt der Preise unterstellt, dass es sowohl für Produzenten als auch Konsumenten in jedem Fall vorteilhaft ist, wenn sie weniger für das Produkt Strom bezahlen müssen. Produzenten sind wettbewerbsfähiger, und Konsumenten verfügen nach der Begleichung ihrer Stromrechnung über ein höheres verfügbares Einkommen. Der Aspekt der Versorgungssicherheit stellt andererseits einen Indikator für die Verfügbarkeit von Strom dar. Ein mangelndes Angebot – welches sich beispielsweise in häufigeren Stromausfällen niederschlagen kann – beeinträchtigt in jedem Fall die Produktivität des Wirtschaftsstandortes sowie die Lebensqualität von Individuen. Die Umwelt- bzw. Klimaverträglichkeit wird implizit

durch die Berücksichtigung von CO₂-Kosten beim Aspekt der Preise integriert. Die Frage der Wirtschaftlichkeit wird insbesondere für die Technologien Kernkraft, GuD und Kohlekraftwerke zusätzlich diskutiert. Ausgeklammert wird dagegen die Frage der Akzeptanz in der Bevölkerung. Diese ergibt sich letztlich auch aus den betrachteten Aspekten.

Weil sich keine sicheren Aussagen über die Preisentwicklungen sowie die tatsächliche Versorgungssicherheit der Zukunft machen lassen, werden in der folgenden Analyse Einschätzungen bezüglich der Risiken in diesen beiden Dimensionen dargestellt. Je höher das Risiko eines Versorgungsengpasses ist, desto unattraktiver ist eine Strategie. Ebenso gilt: Je höher das Risiko eines signifikant steigenden Preisniveaus (gegenüber den heute relevanten Preisen) ist, desto unattraktiver ist eine Strategie.

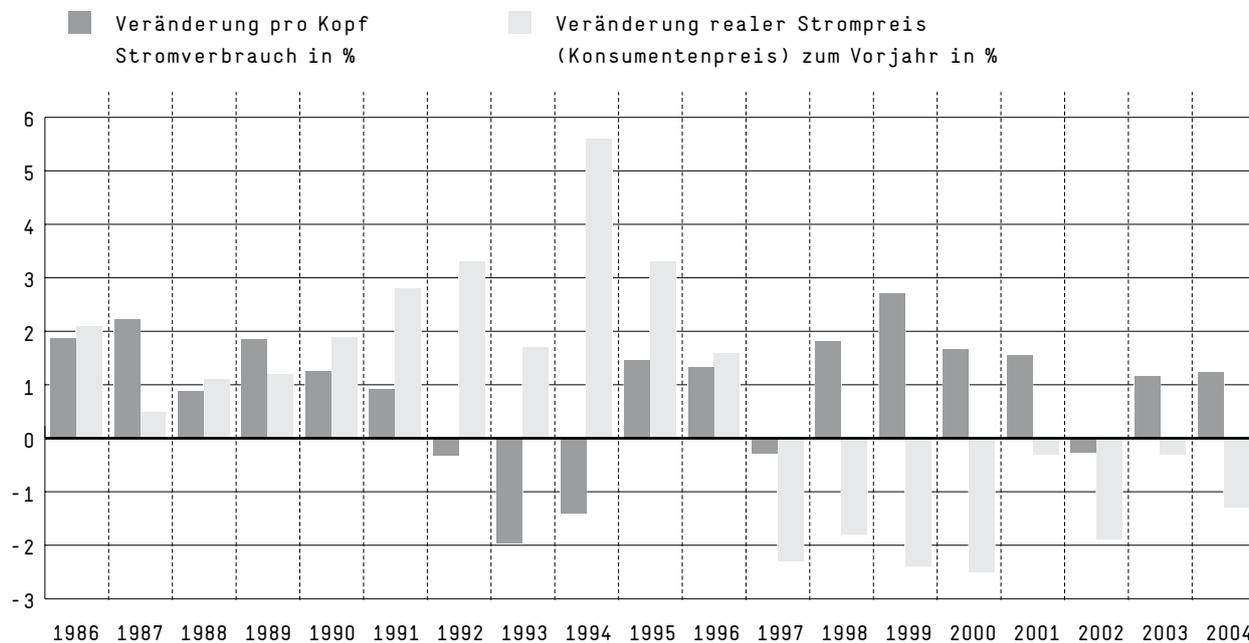
Annahme eines steigenden Stromverbrauchs

Eine mögliche Alternative zur Überbrückung einer drohenden Stromversorgungslücke könnte die Reduktion des inländischen Stromverbrauchs sein. Eine solche Reduktion wäre einerseits durch eine höhere Energieeffizienz von elektrischen Geräten und andererseits durch ein verändertes Konsumentenverhalten realisierbar. Sowohl der Einsatz von sparsameren Geräten als auch das sparsamere Verhalten der Konsumenten könnte durch höhere Strompreise induziert werden. Ein Blick in die Vergangenheit zeigt jedoch, dass die Stromnachfrage bislang nur sehr gering auf Preisänderungen reagiert hat. Abbildung 13 stellt Prozentuale Strompreis- und Nachfrageveränderungen zwischen 1986 und 2004 dar. Basierend auf der Graphik lässt sich kaum ein systematischer Zusammenhang zwischen Preis- und Verbrauchsänderung erkennen. Der geringe Zusammenhang zwischen Preis und Nachfrage lässt

eine tiefe Nachfrageelastizität vermuten. Empirische Studien für die Schweiz zeigen tatsächlich, dass eine Preissteigerung um 1 Prozent mit einem Nachfragerückgang von lediglich etwa 0.25 Prozent einhergeht (vgl. ZWEIFEL et al. 1997). Interessant ist, dass solche Werte auch mittelfristig gelten. Bei vielen Haushalten dürfte dies auch damit zusammenhängen, dass die Mieter nicht vollständig über ihren Verbrauch entscheiden. Über die Anschaffung effizienterer Geräte wie Kühlschränke, Geschirrspüler, Tumbler etc. entscheidet oft der Vermieter, der aber

nicht die Stromrechnung bezahlt. Aufgrund der kurz- und mittelfristig geringen Nachfrageelastizität würden Strompreissteigerungen kaum zu einer Nachfragereduktion führen, vielmehr würden sie das verfügbare Hauhalteinkommen schmälern und als Folge dessen zu verteilungspolitischen Diskussionen führen. Gerade Haushalte mit tieferem Einkommen sind in der Regel stärker von Preiserhöhungen betroffen, weil ein relativ höherer Anteil der Ausgaben für Energie aufgewendet wird (vgl. THE ECONOMIST 14.06.2008, S. 76).

Abb. 13: Preis und Verbrauch: Geringer Zusammenhang



Zwischen 1986 und 1991 stieg der Pro-Kopf-Stromverbrauch trotz steigenden Preisen, nach 1997 stieg der Verbrauch bei sinkenden Preisen

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten des BFE

Einschränkend gilt, dass bisherige Untersuchungen zur Preiselastizität bei einem relativ tiefen Preisniveau durchgeführt wurden. Steigt das Preisniveau an, nimmt auch die Preiselastizität zu, weil nun Preisveränderungen das verfügbare Haushalteinkommen stärker beeinflussen. Dennoch muss angenommen werden, dass mittel- und längerfristig unterschiedliche Faktoren das Stromeinsparpotenzial sogar überkompensieren werden, so dass netto – trotz steigender Strompreise – ein anhaltend wachsender Stromverbrauch resultiert. Zu diesen Faktoren gehören insbesondere das Wirtschaftswachstum, mit dem die Stromnachfrage bisher eng korreliert, das Bevölkerungswachstum, der steigende Einsatz von elektrischen Geräten wie z.B. Klimaanlage sowie der Mehrverbrauch aufgrund von technischer Substitution. Diese Substitution ist insbesondere auf Energiesparmassnahmen in anderen Bereichen zurückzuführen. So reduzieren beispielsweise Wärmepumpen zur Gebäudeheizung den Gesamtenergieverbrauch im Vergleich zu Ölheizungen, jedoch setzt dies den zusätzlichen Einsatz von Strom voraus. Eine vereinfachte Rechnung kann dies illustrieren. Im Jahr 2006 wurden in der Schweiz rund 210'570 Terajoule Heizöl verbraucht. Würden die entsprechenden Ölheizungen durch Wärmepumpen ersetzt, könnte diese Menge Öl eingespart werden. Unterstellt man, dass sich der Energiebedarf einer Wärmepumpe aus 70 Prozent Umgebungswärme und 30 Prozent Strom zusammensetzt, würde der Stromverbrauch in der Schweiz um etwa 17,5 TWh oder um rund ca. 30 Prozent des heutigen Stromverbrauchs zunehmen. Ein steigender Stromverbrauch resultiert auch durch eine Verschiebung vom Individualverkehr zum öffentlichen Bahnverkehr. Noch stärker wäre der Effekt, wenn in zunehmendem Ausmass Elektrofahrzeuge mit Batterietechnologie genutzt würden.

In Anlehnung an solche Argumente wird in den vom Bundesamt für Energie dargestellten Energie-

perspektiven das Energiesparpotenzial vor allem bei den fossilen Energieträgern geortet, während Einsparmöglichkeiten beim Stromverbrauch als gering eingestuft werden. In drei von vier Szenarien wird ein anhaltend steigender Stromverbrauch bis ins Jahr 2035 ausgewiesen. Der Verbrauchsanstieg in diesen Szenarien beläuft sich auf 29, 23 und 13 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2000. Lediglich im Szenario «2000-Watt-Gesellschaft» wird ein moderat sinkender Stromverbrauch um zwei Prozent unterstellt. Neben dem umfassenden Einsatz von hocheffizienten Geräten würde der Strompreis gemäss Szenario um 37 Prozent angehoben, beispielsweise durch Lenkungsabgaben.

Insgesamt muss davon ausgegangen werden, dass eine Strategie, die ausschliesslich auf die Reduktion der Nachfrage setzen, mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit in eine reine Importstrategie mündet. Trotz Preissteigerungen und der Förderung effizienterer elektrischer Geräte würde die Stromnachfrage weiter anhalten. Stromanbieter würden die Deckung dieser Nachfrage durch den Import von Strom sicherstellen. Die Wirkungen einer solchen Strategie werden in Kapitel 5.1 untersucht.

5.1 Importe

Die bedeutendste Abhängigkeit von den ausländischen Marktentwicklungen weist die Strategie «Importe» auf. In dieser Strategie verzichtet die Schweiz auf einen Neubau bzw. den Ersatz von Grosskraftwerken sowie die Förderung von neuen erneuerbaren Energien. Als Folge dessen müsste die Schweiz ab 2022 vermehrt Strom importieren. Unter Berücksichtigung der mittleren zu erwarteten Versorgungslücken gemäss Kapitel 3.6 müsste die

Schweiz dann etwa 16 TWh importieren. Ab 2035 könnte sich der jährliche Import auf 20 TWh belaufen. Ausgehend von einer Importkapazität von 5500 MW im «Schweizer Dach» liessen sich alleine über die Nordgrenze theoretisch 48 TWh jährlich importieren (vgl. Kapitel 3.3). Die verbleibenden Kapazitätsreserven wären vor allem für einen erhöhten Bedarf während den Wintermonaten notwendig. Ob sich die Strategie Importe aus volkswirtschaftlicher Sicht tatsächlich lohnt, hängt sehr direkt von der Situation in den Nachbarländern ab. Einerseits müssen hierzu ausreichende Produktionskapazitäten vorhanden sein, und andererseits müssen diese zu einem attraktiven Preis am Markt angeboten werden.

Beurteilung im Rahmen der Szenarien

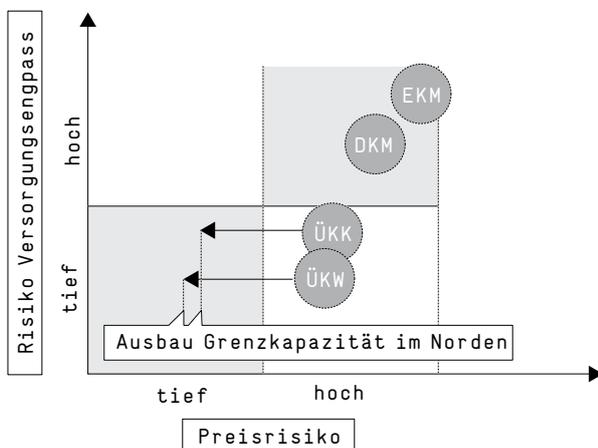
Im Szenario «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle» kann davon ausgegangen werden, dass in Frankreich und Deutschland ausreichende Produktionskapazitäten für den Import in die Schweiz zur Verfügung stehen. Die Preise für Grundlast an den Grosshandelsmärkten in Deutschland bzw. Frankreich werden sich in diesem Szenario – ähnlich wie bereits heute – an den Grenzkosten von Kohlekraftwerken ausrichten. Um den Grosshandelspreis im Marktgebiet Schweiz zu bestimmen, muss jedoch zum Einkaufspreis an den Börsen in Deutschland bzw. Frankreich noch eine allfällige Netzengpassgebühr hinzugerechnet werden. Geht man nun davon aus, dass die gesamten Netzkapazitäten von 5500 MW im «Schweizer Dach» ausschliesslich für Importe verwendet werden, reichen diese zur Deckung des inländischen Bedarfs. Weil dann kein Engpass besteht, resultiert keine Netzengpassgebühr; der Grosshandelspreis in der Schweiz konvergiert auf das deutsche bzw. französische Niveau. In der Praxis werden die Netzkapazitäten im Norden nicht ausschliesslich für den Import, sondern auch für Transite ins hochpreisige Italien genutzt. Die Schweiz konkur-

riert daher mit Italien um die günstigere Grundlast aus dem Norden. Der resultierende Effekt kann einfach illustriert werden. Solange der Grosshandelspreis im Marktgebiet Schweiz unter jenem in Italien liegt, lohnen sich Exporte bzw. Transite nach Italien. Selbst bei kleinen Preisdifferenzen wären Lieferungen nach Italien attraktiv, so dass die gesamten Grenzkapazitäten im Umfang von 3850 MW im Süden genutzt würden. Die Importkapazitäten im Norden würden daher grösstenteils für Transitzwecke genutzt. Eine einfache Rechnung zeigt, dass als Folge dessen die inländische «Versorgungslücke» von 17 (im Jahr 2022) bzw. 20 TWh (2035) nicht gedeckt werden könnte. Nur eine Reduktion der Transite garantiert die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Und diese werden erst dann reduziert, wenn der Schweizer Grosshandelspreis ansteigt. Im Marktgleichgewicht sind die Preise in der Schweiz und in Italien identisch. Das aber heisst, dass trotz relativ günstigen Preisen in Deutschland und Frankreich in der Schweiz Strom zu hohen Preisen gehandelt wird. Die Preise orientieren sich dabei am italienischen Markt, wo teure Gaskraftwerke den Preis der Grundlast bestimmen. Ähnliches gilt für das Szenario «Überkapazitäten Wind». Zwar wird der massive Zubau von Windkraftwerken vermehrt zu einem Preiszerfall an der deutschen Börse führen, so dass Strom im Durchschnitt günstiger gehandelt wird. Wegen den Engpässen bei den Grenzkapazitäten kann die Schweiz jedoch kaum davon profitieren.

In beiden Sub-Szenarien des Szenarios «Überkapazitäten» gilt daher, dass die Versorgungssicherheit durch Importe durchaus gewährt werden kann, allerdings ist bei gegebenen Grenzkapazitäten ein deutlich steigendes Preisniveau die Folge. Eine Importstrategie muss daher mit einem parallelen Ausbau der Netzkapazitäten im «Schweizer Dach» einhergehen. Dabei muss ein signifikanter Ausbau der Grenzkapazitäten in Richtung Deutschland/Frankreich erfolgen, während die Grenzkapazitäten im Süden stabil bleiben

oder weit geringer zunehmen. Ausserdem müssen auf deutscher bzw. französischer Seite der Grenze entsprechende Netzanschlüsse sichergestellt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass sich die Schweizer Preise an jenen der Marktgebiete Deutschland und Frankreich orientieren. Insbesondere in Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind» kann dann die Schweiz als «Trittbrettfahrerin» von der deutschen Förderung der Windenergie durch Einspeisevergütung profitieren. Schweizer Stromimporteure profitieren von sinkenden Grosshandelspreisen, die Windkraft würde dagegen durch die deutschen Stromverbraucher über ihre Einspeisevergütung subventioniert.

Abb. 14: Preis- und Versorgungsrisiko: Grenzkapazitäten als wichtige Determinante



Im Szenario «Überkapazitäten» (ÜKK und ÜKW) würden Erweiterungen der Grenzkapazitäten im Norden tiefere Grosshandelspreise in der Schweiz implizieren.

Quelle: eigene Darstellung

Im Szenario «Deutscher Kapazitätsmangel» gibt Deutschland seine gewichtige Position als Netto-Exporteur auf, im Süden wird das Land zum Importeur. In diesem Kontext verliert die Schweiz ihre Position

als wichtiges Nord-Süd-Transitland – viel eher wird Strom aus Italien durch die Schweiz nach Deutschland transportiert als umgekehrt. Der geringe Transit hat aber auch Vorteile für die Schweiz. An der Schweizer (Nord-)Grenze gibt es kaum Kapazitätsengpässe, welche den Import teurer machen. Allerdings ist nun der ausländische Strom teuer. Sowohl in Deutschland als auch in Italien wird der Preis in erster Linie durch Gaskraftwerke bestimmt. Und für den Exporteur EDF gibt es keinen Grund, tiefere Preise für Kernkraftstrom zu verlangen. Mit anderen Worten: die Schweiz kann tendenziell zum Preis in der Höhe der Gestehungskosten von Gaskraftwerken Strom importieren.

Weil nun auch Deutschland im Süden zum Importeur wird, ist ausserdem die Versorgungssicherheit in Frage gestellt. Nicht in jedem Fall verfügen Frankreich und Italien über ausreichende Produktionskapazitäten, die sie für den Export bereitstellen können. Diese Situation akzentuiert sich in Szenario «Europäischer Kapazitätsmangel». Der Mangel an Produktionskapazitäten in den Nachbarländern erschwert einen Import erheblich. Strom ist nicht verfügbar oder nur zu prohibitiv hohen Preisen – beispielsweise, wenn ältere Öl- und Gaskraftwerke nicht wie vorgesehen vom Netz genommen und trotz hoher Kosten im Grundlastbereich eingesetzt werden.

5.2 Neue erneuerbare Energien

Zu den neuen erneuerbaren Energien gehören neben Photovoltaik und Windenergie auch Kleinwasserkraftwerke, Geothermie sowie die Verstromung von Biomasse. Die Schweizer Energiepolitik hat sich zum Ziel gesetzt, mit diesen Technologien bis ins Jahr 2030 10 Prozent des heutigen Stromverbrauchs (also rund 5.4 TWh) zusätzlich bereitzustellen. Weil die entste-

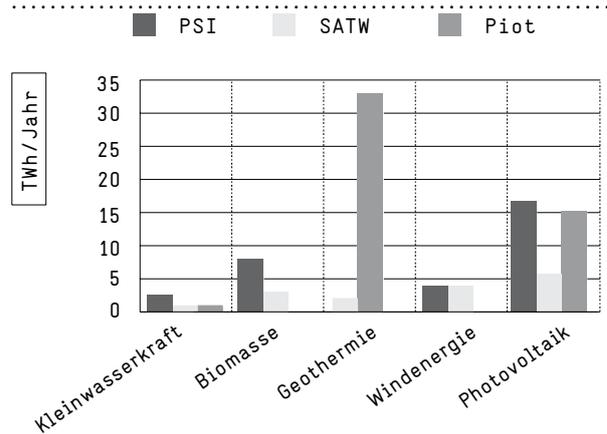
hende «Versorgungslücke» bis 2035 allerdings deutlich grösser wäre (rund 20 TWh; vgl. Abbildung 10), würde ein Festhalten an dieser Zielsetzung bei unveränderten Grosskraftwerkskapazitäten zwangsläufig in eine Importstrategie münden.

Eine ausschliesslich auf neuen erneuerbaren Energien basierende Strategie bedingt daher einen weit grösseren Ausbau. Aus einer rein technischen Sicht ist dies durchaus möglich. Folgt man unterschiedlichen Schätzungen zum technischen Potenzial neuer erneuerbarer Energien in der Schweiz, so liessen sich in der längeren Frist rund 65 TWh / Jahr produzieren (vgl. Abbildung 15). Dabei allerdings werden die noch sehr unsicheren Möglichkeiten der Nutzung von Geothermie zur Stromproduktion mitberechnet. Klammert man diese aus, so würde sich das Ausbaupotenzial auf maximal 32 TWh pro Jahr reduzieren – was noch immer ausreichend wäre, um die dargestellte ganzjährige «Versorgungslücke» zu decken. Photovoltaik, Nutzung von Biomasse sowie die erweiterte Nutzung von Kleinwasserkraftwerken oder Windenergie sind dabei die wichtigsten Energiequellen. Wegen der geringeren Anzahl Sonnenstunden in den Wintermonaten muss allerdings die ausreichende Versorgung während den Wintermonaten mit einer Deckungslücke von ca. 16 TWh in Frage gestellt werden.

Bei den Kleinwasserkraftwerken bestehen allerdings hohe Unsicherheiten (vgl. PIOT 2007, S. 91). Nicht zuletzt die Schwierigkeiten bezüglich Restwassermengen könnten in der Praxis die Umsetzung zahlreicher Projekte in Frage stellen. Ebenso unsicher dürfte künftig auch die Nutzung von Biomasse sein. Der zunehmende Einsatz von Biomasse zur Produktion von Treibstoffen und die damit verbundenen Diskussionen um steigende Lebensmittelpreise auf den internationalen Agrarmärkten hat die Akzeptanz allerdings deutlich schwinden lassen. Selbst wenn die Akzeptanz künftig wieder steigen würde (z.B.

aufgrund Agrartreibstoffen der zweiten Generation), würden diese möglicherweise weniger zur Stromproduktion als vielmehr zur Treibstoffproduktion verwendet. Aus heutiger Optik bietet vor allem die Photovoltaik mit hoher Wahrscheinlichkeit ein hohes Ausbaupotenzial in der Schweiz. Die Schätzungen in Abbildung 15 unterstellen dabei insbesondere dach- und gebäudeintegrierte Anlagen, so dass auch deren Akzeptanz tendenziell hoch wäre.

Abb. 15: Ausbaupotenzial neue erneuerbare Energien: Geothermie und Sonne



Die grössten technischen Potenziale beim Ausbau der neuen erneuerbaren Energien bestehen bei Geothermie sowie Photovoltaik.

Quelle: PSI 2005, SATW 2006 und PIOT 2007

Kostspielige Förderung

Aufgrund der heute im Durchschnitt höheren Gesteungskosten erfolgt eine Förderung neuer erneuerbarer Energien auf Basis einer Subventionierung. Wie in vielen anderen Ländern Europas erfolgt diese in der Schweiz ab 2009 auf Basis einer Einspeisevergütung. Das heisst, die Einspeisung von Strom wird dem Eigner der Anlage durch eine kostendeckende Entschädigung

.....

Tab. 4: Kosten: Teure Photovoltaik

.....

Technologie	Kosten heute (CHF / MWh)			Kosten längerfristig (CHF / MWh)			Durchschnitt
	PSI	SATW	Durchschnitt	PSI	SATW	Durchschnitt	
Photovoltaik	500-900	786	743	220-420	134	227	485
Wind	120-250	272	229	120-150	125	130	179
Kleinwasserkraft	50-250	116	133	40-200	116	118	126

Bei der Kleinwasserkraft sind kaum technische Neuerungen mit Kostensenkungspotenzial möglich; die grössten Effizienzsteigerungen werden bei der Photovoltaik erwartet.

.....

Quellen: PSI 2005, S. 2 und SATW 2006, S. 12-13

durch den Netzbetreiber vergütet. Die Vergütung richtet sich nach Kosten in einem Entstehungsjahr und bleibt während einer Periode von 20 bis 25 Jahren konstant (vgl. BFE 2008, S. 2). Die Kosten der Förderung sind damit quasi «pfadabhängig». Auch im Jahr 2035 werden die Kosten der Stromproduktion noch durch «Altanlagen» aus dem Jahr 2022 mitbestimmt.

Um die möglichen Kosten einer Strategie «neue erneuerbare Energien» in der Schweiz abzuschätzen, kann man ausgehend von den technischen Potenzialen (gem. Abbildung 15) unterstellen, dass die künftige «Versorgungslücke» zu zwei Dritteln durch die Anwendung von Photovoltaik geschlossen wird, der Rest je hälftig über Kleinwasserkraftwerke und Windenergie. Tabelle 4 stellt Kostenschätzungen für die unterschiedlichen Technologien dar.

Wegen der angesprochenen «Pfadabhängigkeit» unterstellen wir in einem ersten Schritt bei den Berechnungen einen einfachen Durchschnitt der unterschiedlichen Kostenschätzungen für heute und der längeren Zukunft. In diesem Fall betragen die Kosten der Überbrückung einer «17-TWh-Stromlücke» im Jahr 2022 rund 6.4 Mrd. CHF pro Jahr,

die Überbrückung von 20 TWh im Jahr 2035 rund 7.5 Mrd. CHF. Die Kosten pro MWh belaufen sich damit auf etwa 374 CHF. Unterstellt man ausschliesslich die durchschnittlichen langfristigen Schätzungen – die aufgrund angenommener technischer Fortschritte tiefer sind – reduzieren sich die Kosten auf etwa 193 CHF/MWh. Zum Vergleich: Im Jahr 2007 wurde Bandenergie pro MWh an den Grosshandelsmärkten in Deutschland und Frankreich zu einem Preis von 38 bzw. 41 EUR gehandelt. Die effektiven Kosten der Förderung neuer erneuerbarer Energien entsprechen dem Unterschied zwischen den Marktpreisen und den Kosten gemäss der Einspeisevergütung. Nimmt man in Zukunft (deutlich) steigende Strompreise – beispielsweise aufgrund steigender Kohle- und Gaspreise an, – verringert sich auch die Differenz und damit die Subventionierung.

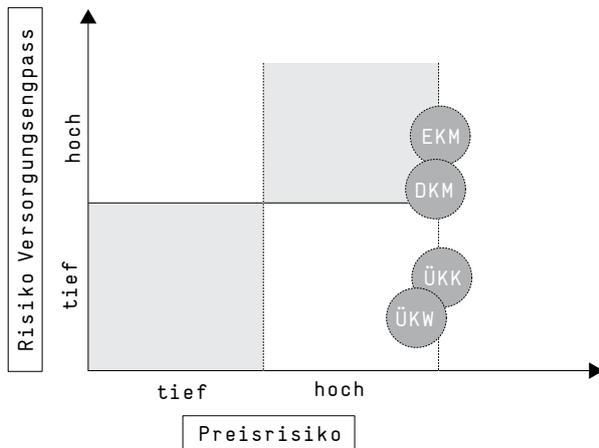
Beurteilung im Rahmen der Szenarien

Der produzierte Strom aus neuen erneuerbaren Energien wird allerdings – im Gegensatz zum Strom aus Grosskraftwerken – nicht über die Börse gehandelt. Durch die Einspeisevergütung wird eine sichere und

zu einem fixierten Preis definierte Abnahme garantiert. Als Folge dessen reduziert sich an der Börse die Restnachfrage, so dass der Marktpreis sinkt. Technisch gesehen verschiebt sich die Nachfrage in der Merit Order nach links, teure Kraftwerke werden nun möglicherweise nicht mehr gebraucht (vgl. SENSFUSS et. al. 2006, S. 1). Von einer Schweizer Förderung neuer erneuerbarer Energien profitiert Italien. Weil es beim Bezug von Strom aus Deutschland und Frankreich nicht mit der Schweiz konkurriert, könnten Importe tendenziell günstiger werden.

Mass an Versorgungssicherheit erreicht, zumal die Abhängigkeit von Importen sinken würde. Wegen des unsicheren Anfalls der Energie sowie fehlender Produktion in der Nacht wäre die Schweiz trotz ihres hohen Anteils an flexibler Wasserkraft dennoch auf Importe angewiesen. Photovoltaik mit ihrem ausgeprägten Spitzenlastprofil ersetzt überwiegend Spitzenlast (vgl. INGENIEURBÜRO FÜR NEUE ENERGIEN 2007, S. 36). Insbesondere in der Nacht wären zusätzliche Importe nötig. Aufgrund mangelnder Importmöglichkeiten gilt daher vor allem für die Szenarien «Deutscher und Europäischer Kapazitätsmangel» eine geringere Versorgungssicherheit.

Abb. 16: Preis- und Versorgungsrisiko: Kostspielig



Unabhängig vom europäischen Kontext würden die Kosten der Stromversorgung in der Schweiz ansteigen. Wegen des unsicheren Anfalls der Photovoltaik wäre die Versorgungssicherheit in den Szenarien «Deutscher und Europäischer Kapazitätsmangel» möglicherweise gefährdet.

Quelle: eigene Darstellung

Grundsätzlich gilt dies für alle Szenarien. Weil die Finanzierung der neuen erneuerbaren Energie durch die Einspeisevergütung erfolgt, werden die Marktmechanismen der Grosshandelsmärkte umgangen. In allen Szenarien wird ein gewisses

5.3 Kernkraftwerke

Heute betreibt die Schweiz fünf Kernkraftwerke. Eine offensichtliche Option zur Deckung einer «Stromversorgungslücke» wäre der Ersatz dieser Kraftwerke durch neue Kernanlagen. In Frage kämen in erster Linie Kernkraftwerke der Generation III (EPR-3), wie sie derzeit in Frankreich und Finnland gebaut werden. Gemeinhin gelten die geringere Unfallwahrscheinlichkeit, ein einfacheres Störfallmanagement sowie eine bessere Nutzung der Brennstoffe als wesentliche Vorteile gegenüber den älteren Kraftwerksgenerationen (vgl. auch BFE 2007, S. Z-7). Zudem würden die EPR-3 eine deutlich höhere Produktionskapazität gegenüber den in der Schweiz bestehenden Anlagen aufweisen: Leibstadt als bislang grösstes Kraftwerk verfügt über eine Leistung von 1165 MW; die Leistung eines EPR-3 beträgt 1600 MW. Ein neues Kraftwerk könnte etwa Beznau I und II sowie Gösgen gleichzeitig ersetzen. Unter der Annahme einer 90- Prozentigen Verfügbarkeit würde ein EPR-3 jährlich rund 12.6 TWh Strom produzieren. Mit einem neuen Kraftwerk könnte die im Jahr

2022 entstehende «Lücke» von 17 TWh nicht gänzlich gedeckt werden, und für das Jahr 2035 wären zwei bis drei neue Kernkraftwerke nötig, um die ganzjährige «Versorgungslücke» von 20 TWh bzw. die Winterhalbjahr-Lücke von rund 16 TWh zu schliessen.

16 bis 18 Jahre für Bau und Bewilligung

Die reine Bauzeit eines neuen Kernkraftwerks beträgt rund 6 Jahre. So wurde beispielsweise mit dem Bau des neuen EPR-3 im französischen Flamanville Ende 2007 begonnen, 2013 soll er voraussichtlich ans Netz gehen. Der EPR-3, der im finnischen Olkiluoto gebaut wird, wird voraussichtlich Mitte 2011 in Betrieb gehen, Baubeginn war August 2005. Neben dem eigentlichen Bau benötigt in der Schweiz insbesondere das komplexe Bewilligungsverfahren Zeit. Die Rahmenbewilligung für einen Kraftwerksneubau untersteht einem fakultativen Referendum. Zwei-

felsohne kann davon ausgegangen werden, dass es zu einer Volksabstimmung kommt, so dass die Entscheidung über den Bau eines neuen Kraftwerks nicht ausschliesslich betriebswirtschaftlicher, sondern vor allem politischer Natur ist. Und der politische Prozess dauert lange: insgesamt ist damit zu rechnen, dass Genehmigungsverfahren und Bau der Anlage 16 bis 18 Jahre in Anspruch nehmen. Würde Ende 2008 ein Gesuch eingereicht, wäre ein Kraftwerk frühestens 2024 am Netz. Derzeit prüft der Bundesrat, wie das Genehmigungsverfahren – durch Parallelisierung verschiedener Prozesse – gekürzt werden kann (vgl. BFE 2007c, S. 3). Damit die 2022 entstehende «Lücke» überbrückt werden kann, müsste der Bundesrat das Genehmigungsverfahren um 2 bis 4 Jahre kürzen. Alternativ können in einer Übergangsfrist andere Technologien gefördert werden, Stromimporte sicherstellt oder für die älteren Kernkraftwerke eine Betriebsverlängerung z.B. gemäss Szenario 2 in Tabelle 3 in Betracht gezogen werden.

Box VI: Haftpflichtversicherung, Entsorgungs- und Stilllegungskosten

Der «Worst Case» beim Betrieb eines Kernkraftwerks ist die Kernschmelze des Reaktors. Die Folgen wären neben der Zerstörung des Kraftwerksgeländes eine grossflächige Verstrahlung und Vergiftung mit langfristigen Folgen für Mensch und Umwelt (vgl. SWISS RE 2003, S. 3). Das hohe Schadenspotenzial steht jedoch einer geringen Eintretenswahrscheinlichkeit gegenüber. Durch die mehrfachen seriellen technischen Sicherungen sind grössere Unfälle unwahrscheinlich. Fehlende Erfahrungswerte machen allerdings genaue Berechnungen von potenziellen Schäden schwierig. Schätzungen der Schadenskosten aus Kernschmelzunfällen in Deutschland variieren zwischen 500 Mrd. EUR und 5000 Mrd. EUR, die Eintretenswahrscheinlichkeiten eines solchen «Worst Case» werden zwischen 1:33'000 und 1:10'000'000 geschätzt (vgl. BFE 2007b, S. 119).

Werden die potenziellen Schadenskosten nicht vollständig durch den Betreiber eines Kernkraftwerks gedeckt, z.B. in Form einer Versicherungsfinanzierung, spricht man von externen Kosten. Das heisst, die Allgemeinheit trägt die potenziellen Kosten. Der Kraftwerksbetreiber wird entlastet bzw. subventioniert, so dass die Kernenergie gegenüber anderen Energieformen bevorzugt wird. Der Zwang des Abschlusses

einer Haftpflichtversicherung reduziert das Problem der externen Kosten. Schweizer Betreiber von Kernkraftwerken müssen gemäss dem Kernenergiehaftpflichtgesetz aus dem Jahr 1983 über eine Haftpflichtversicherung mit einer Deckungssumme bis zu 1 Mrd. CHF (plus 100 Mio. CHF Zinsen und Verfahrenskosten) verfügen. Soweit diese Summe die Möglichkeiten des privaten Versicherers übersteigt und soweit dieser vertraglich Schäden von der Versicherungsdeckung ausschliesst (z.B. im Falle von Krieg oder ausserordentlichen Naturkatastrophen), tritt der Bund mit bis zu 1 Mrd. CHF als Versicherer auf. Der Gesetzgeber plant nun eine Erhöhung der gesamten Versicherungssumme auf 1.8 Mrd. CHF (plus 100 Mio. Zinsen und Verfahrenskosten), davon allerdings dürften lediglich 1 Mrd. CHF von Privatversicherungen gedeckt werden, den Rest versichert der Bund, ebenfalls gegen Entgelt (vgl. SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT 2007). Breite Kreise haben im Vorfeld der Gesetzesrevision eine deutlichere Erhöhung der Deckungssumme gefordert; dies mit der Begründung, dass die tief angelegte Summe heute zu einer Subventionierung der Kernenergie beiträgt.

Aus ökonomischer Sicht spielen die Höhe der Deckungssumme und damit der Versicherungskosten bei der Produktionsentscheidung eines bereits bestehenden Kernkraftwerks eine geringere Rolle, zumal es sich um produktionsunabhängige Kosten handelt. Das heisst, die am Markt entscheidenden Grenzkosten werden nicht beeinflusst; das Kraftwerk wird unabhängig von seiner Versicherung mit maximaler Kapazität betrieben. Die Versicherungskosten beeinträchtigen jedoch die Rentabilität und damit insbesondere die Investitionsentscheidung. Wird der Betrag prohibitiv hoch angesetzt, lohnt sich der Bau eines neuen Kraftwerks nicht mehr. Die hohe Unsicherheit über das mögliche Schadenpotenzial und die schwer zu beziffernden Eintretenswahrscheinlichkeiten machen die Diskussion um die Versicherungsdeckung letztlich zu einer politischen Debatte um die Akzeptanz der Kernenergie. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht muss der Nutzen einer Versicherungserhöhung insgesamt relativiert werden. Einerseits entstehen durch eine einfache Erhöhung der Deckungssumme keine Anreize für einen (marginal) sichereren Betrieb. Andererseits müsste berücksichtigt werden, dass auch andere Energieformen externe Kosten erzeugen, die heute nicht abgegolten werden¹⁵ (vgl. auch BORNER 2002, S. 3-5). Gemäss Bundesamt für Energie beträgt die Belastung des in Kernkraftwerken erzeugten Stroms mit Haftpflichtversicherungsprämien durchschnittlich 0.058 Rp./kWh.¹⁶ Daneben tragen die Kernkraftwerke heute auch (künftige) Kosten der Entsorgung (rund 1 Rp./kWh) sowie Stilllegungs- und Rückbaukosten (0.2 Rp./kWh).¹⁷

Gemäss der Modellrechnung in Kapitel 2.1 hätte ein modernes Kernkraftwerk im Jahr 2007 Durchschnittskosten von rund 38 EUR/MWh bzw. rund 5.7 Rp./kWh ausgewiesen. Darin enthalten sind Entsorgungskosten, jedoch keine Versicherungs- und Stilllegungskosten. Unterstellt wurde dabei eine relativ hohe Kapitalrendite von 9%. Inklusiv Versicherungs- und Stilllegungskosten ergeben sich demnach Durchschnittskosten von rund 6 Rp./kWh. Diese Kosten stehen einem Preis im Marktgebiet Schweiz von 46 EUR/MWh bzw. rund 6.9 Rp./kWh gegenüber. Eine Erhöhung der Versicherungsdeckung wäre demnach beim Preisniveau 2007 möglich. In einem Marktumfeld mit steigenden Strompreisen – beispielsweise im Zuge höherer Gas- und Kohlepreise – sowie unter der Annahme eines geringeren Zins- bzw. Renditeniveaus würde die Erhöhung der Versicherungsprämien ausserdem begünstigt.

Vor allem Fixkosten

Kernkraftwerke verursachen vor allem fixe Kosten, die durch den Bau der Anlage entstehen. Pro MW Leistung betragen die Baukosten schätzungsweise 1.75 Mio. EUR (vgl. CS EQUITY RESEARCH 2006, S. 45). Etwas höher sind dagegen die Kostenschätzungen von Atel, welche im Juni 2008 beim Bund ein Gesuch um eine Rahmenbewilligung für ein neues Kernkraftwerk eingereicht hat. Das Unternehmen rechnet mit Investitionskosten von 6 bis 7 Mrd. CHF. Im Falle eines 1600-MW-Reaktors wären dies Investitionskosten von mindestens 2.3 Mio. EUR pro MW Leistung.

Auf Basis des Kostenmodells, welches der Abbildung 2 zugrunde liegt, betragen die durchschnittlichen Produktionskosten (exklusive Stilllegungskosten) im Jahr 2007 rund 38 EUR/MWh. Die bei der Marktpreisbildung relevanten Grenzkosten sind dabei vergleichsweise tief. Nach dieser Modellberechnung würden sie sich auf rund 13 EUR/MWh belaufen, davon entfallen etwa 9 EUR/MWh auf Brennstoffkosten und knapp 4 EUR/MWh auf variable Betriebskosten. Beim angenommenen Zinssatz auf Fremd- und Eigenkapital von 9 Prozent entfallen etwas mehr als die Hälfte der gesamten Kosten auf Kapitalkosten, also Zinsen und Amortisation. Nur gerade 24 Prozent entfallen auf die Brennstoffkosten. Diese Modellberechnungen decken sich ungefähr mit Schätzungen der OECD/IEA. Danach betragen die durchschnittlichen Produktionskosten 30 bis 57 Dollar/MWh. Die Brennstoffkosten werden mit rund 4 bis 5 Dollar/MWh angegeben. Darin enthalten sind neben den reinen Uranbrennstoffkosten (Anteil 25 Prozent) auch Entsorgungskosten (25 Prozent) sowie die Kosten für Anreicherung und Herstellung (50 Prozent) (vgl. OECD/IEA 2007, S. 4). Etwas tiefer sind die Kostenschätzungen des BFE/ Prognos. Dabei werden die durchschnittlichen Kosten eines Kernkraftwerks des Typs EPR-3 mit 48 CHF/MWh angegeben. Davon entfallen 14.5 CHF/MWh auf die

Brennstoffkosten, welche ebenfalls die Kosten für Uran, Anreicherung, Herstellung und Entsorgung beinhalten. Das etwas tiefere Kostenniveau ist auf einen tieferen Zinssatz von 2.5 Prozent zurückzuführen (vgl. PROGNOSE 2008, S. 17-18).

Der geringe Anteil variabler Kosten ist mit Vorteilen verbunden. So variieren die durchschnittlichen Produktionskosten nur sehr gering mit Preisschwankungen des Brennstoffs. Natürlich käme es zu einem deutlicheren Anstieg der Grenzkosten, jedoch auf einem sehr tiefen Niveau. Weil dessen Lagerung ohnehin wenig Raum benötigt, kann dieser auf Jahre hinaus eingekauft und gelagert werden, so dass sich ein Kraftwerksbetreiber relativ einfach gegen Uranpreisveränderungen absichern kann. Das Risiko grösserer Preisveränderungen ist jedoch aufgrund der gegenwärtigen Situation auf dem Markt für Uranbrennstoffe relativ gering. Die wichtigsten Uran-Förderländer sind heute Kanada und Australien mit einem Marktanteil von 29 und 21 Prozent. Daneben gelten auch Russland, Kasachstan und Niger mit je 9 Prozent und Namibia mit 6 Prozent Marktanteilen als wichtige Förderländer (vgl. PSI 2005, S. 387 und 399). Die Abhängigkeit von einem Lieferanten oder einem Kartell mit sehr wenigen Mitgliedern, die ausserdem heterogene politische Interessen aufweisen, ist damit eher gering.

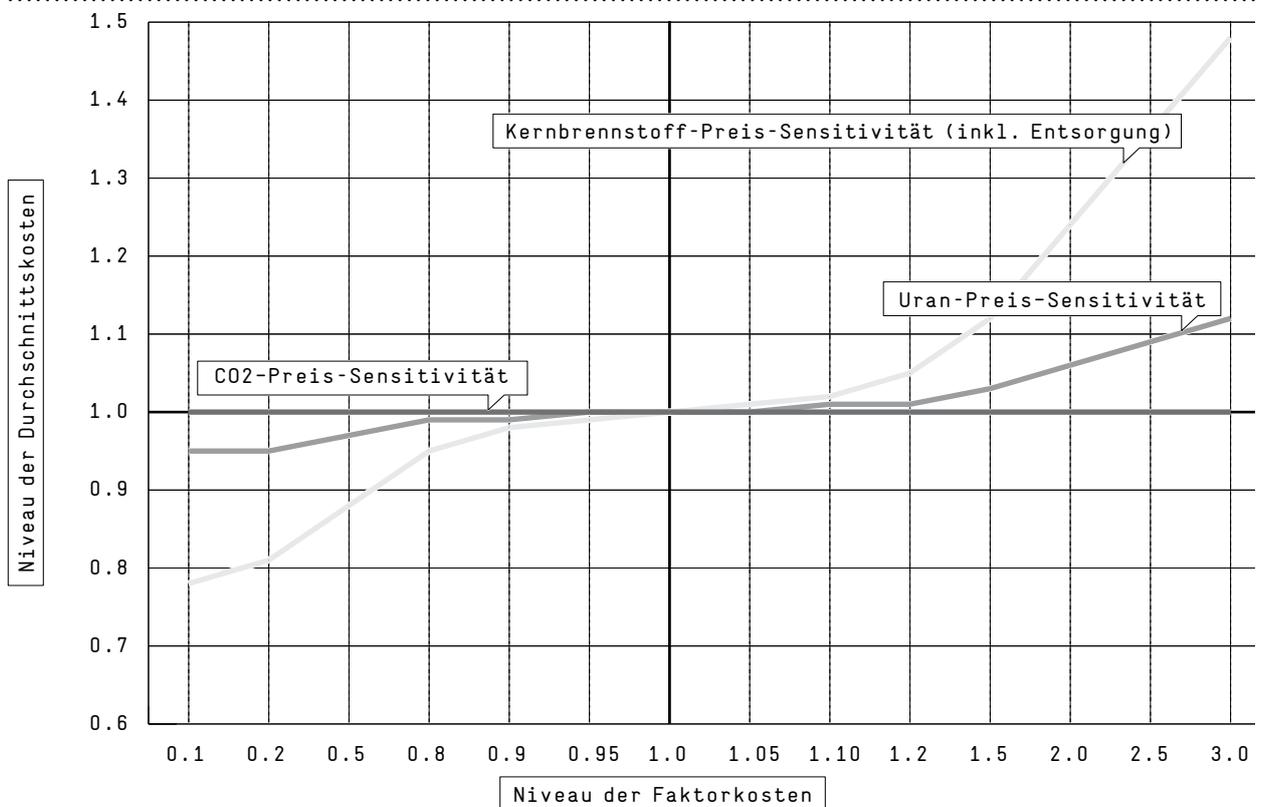
Darüber hinaus besteht aufgrund der weltweiten Uranbrennstoffreserven längerfristig eine relativ hohe Liefersicherheit. Die heute geschätzten Uranvorkommen belaufen sich auf rund 14.8 Mio. Tonnen. Bei einem aktuellen jährlichen Verbrauch von rund 68'000 Tonnen würden diese Reserven für weitere 218 Jahre ausreichen (vgl. auch OECD/IEA 2006, S. 376-377). Dabei wird allerdings unterstellt, dass für die Gewinnung eines Kilos Uran nicht mehr als 130 Dollar aufgewendet wird – der Marktpreis für Uran lag im März 2008 bei rund 80 Dollar pro Pfund bzw. 176 Dollar pro Kilo.¹⁸ Gerade beim Uran gilt, dass mit

steigenden Preisen auch Vorkommen mit geringem Urangehalt für den Abbau interessant werden. Uran könnte auch aus Phosphaten oder sogar aus Meerwasser gewonnen werden. Schätzungen gehen davon aus, dass bei Meerwasser Kosten von 200 bis 300 Dollar/kg anfallen würden (vgl. PSI 2005, S. 365 und 389).

Der Anteil des Uranbrennstoffs (exklusive Entsorgung, Anreicherung, Herstellung) an den heute relevanten Produktionskosten beläuft sich auf lediglich 4 bis 6 Prozent (vgl. auch BFE 2007e, S. 4). Aufgrund des geringen Kostenanteils bei der Stromproduktion entstehen mit den steigenden Kosten der Urangewin-

nung nur gering höhere Produktionskosten. Damit sind Kernkraftwerke weit stärker gegen höhere Brennstoffkosten abgesichert als beispielsweise Gas- und Kohlekraftwerke. Abbildung 17 veranschaulicht die potenziellen Veränderungen der Produktionskosten bei einer Veränderung der Brennstoff- und der CO₂-Kosten. Bei den Brennstoffkosten wird unterschieden zwischen einer gesamten Kernbrennstoff-Preis-Sensitivität und einer reinen Uranpreissensitivität, zumal die Kosten des Urans derzeit lediglich etwa einen Viertel des Kernbrennstoffpreises ausmachen. Weil Kernkraftwerke im Betrieb CO₂-frei sind, ergeben sich auch keine Veränderungen der Kosten durch steigende

Abb. 17: Produktionskosten und Faktorpreise: Geringe Uran-Preis-Sensitivität



Eine Verdoppelung des Uranpreises erhöht die Durchschnittskosten um etwa 6%. CO₂-Preise haben keinen Einfluss.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis eines repräsentativen Kraftwerksmodells von CS Equity Research 2006, S. 45

Box VII: Entsorgung radioaktiver Abfälle

Radioaktive Abfälle entstehen in der Schweiz in erster Linie durch den Betrieb der fünf Kernkraftwerke. Daneben entstehen kleinere Abfallmengen auch aus den Bereichen Medizin, Industrie und Forschung. Die Gesamtmenge der radioaktiven Abfälle aus dem Kernkraftwerksbetrieb beläuft sich nach Angaben des Bundesamtes für Energie (BFE) unter der Annahme einer 50-jährigen Lebensdauer der fünf Anlagen in der Schweiz auf etwa 87100 m³, davon rund 77000 m³ schwach- und mittelaktive Abfälle, 2600 m³ alphanoxische Abfälle (radioaktive Abfälle mit einem hohen Gehalt an Alphastrahlern) sowie 7500 m³ hochaktive Abfälle und Brennelemente.¹⁹ Artikel 30 Absatz 2 des Schweizer Kernenergiegesetzes verlangt, dass radioaktive Abfälle «grundsätzlich» im Inland entsorgt werden müssen. Bereits der Bundesbeschluss vom 6. Oktober 1978 verlangte aus diesem Grund einen Entsorgungsnachweis, der die Möglichkeiten einer Entsorgung der anfallenden radioaktiven Abfälle verlangt. Bereits 1988 erachtete der Bundesrat den von der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA) vorgelegte Entsorgungsnachweis für schwach- und mittelaktive Abfälle als erbracht. Und im Juni 2006 beurteilte er auch den Entsorgungsnachweis für abgebrannte Brennelemente, verglaste hochaktive Abfälle und langlebige mittelaktive Abfälle als erbracht (vgl. DER SCHWEIZERISCHE BUNDESRAT 2006). Demnach wäre der Bau eines Lagers in einer Tiefe von rund 600 Meter im so genannten Opalinuston machbar. Solche Gesteinsschichten finden sich beispielsweise im Zürcher Weinland. Ungeachtet dessen fehlt bislang ein konkreter und finaler Standort für die Tiefenlagerung des mittel- und hochaktiven Abfalls in der Schweiz.

Gemäss Artikel 13d ist der Entsorgungsnachweis eine Voraussetzung für die Erteilung der Rahmenbewilligung zum Bau und Betrieb eines Kernkraftwerks. Die Existenz eines konkreten Standorts ist dagegen keine zwingende Voraussetzung, doch könnte diese gerade im Hinblick auf eine mögliche Volksabstimmung eine Rolle spielen. Allerdings ist die Frage der Entsorgung bzw. des konkreten Standorts eines Tiefenlagers unabhängig vom Bau neuer Kernkraftwerke. Die bisher angefallenen Abfälle müssen ohnehin entsorgt werden, so dass ein Standort gefunden werden muss. Der Bau neuer Kraftwerke spielt einzig bei der Dimensionierung des Tiefenlagers eine Rolle.

Aus ökonomischer Sicht dürfte ausserdem auch die Option einer ausländischen Entsorgung nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Verfügen andere Länder über bessere und sicherere Entsorgungsmöglichkeiten, könnte ein «Export» durchaus sinnvoll sein – sofern ein anderes Land Importe erlaubt. Einschränkend gilt es anzumerken, dass weltweit noch kein geologisches Tiefenlager für hochaktive Abfälle in Betrieb ist.²⁰ Dennoch herrscht Konsens über die Tatsache, dass es aus technischer Sicht auf jeden Fall sichere Möglichkeiten der Endlagerung gibt. So hält auch das britische Department of Trade and Industry im Bericht über die Zukunft der Kernenergie fest: «We have technical solutions for waste disposal that scientific consensus and experience from abroad suggest could accommodate all types of wastes from existing and new nuclear power stations» (vgl. DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY 2007, S. 9).

Zertifikatspreise. Aufgrund des höheren Anteils Kapitalkosten reagieren die Produktionskosten dagegen viel stärker auf Veränderungen des Zinsniveaus. Allerdings stellen Kapitalkosten keine Grenzkosten dar, so dass diese keinen direkten Einfluss auf potenzielle Marktpreise für Strom hätten – vielmehr würde die Rentabilität eines Kraftwerks beeinflusst.

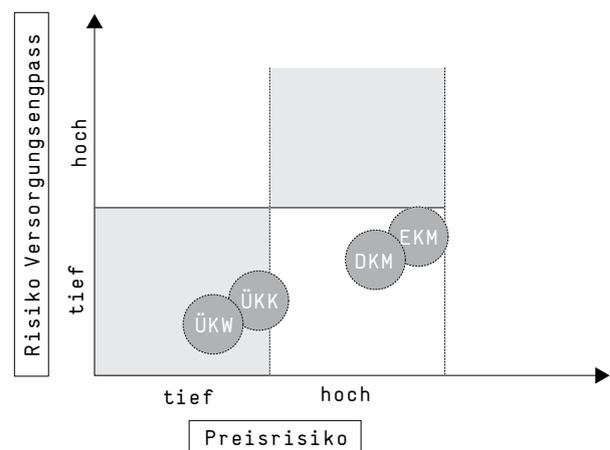
Beurteilung im Rahmen der Szenarien

Durch den Bau dreier neuer Kernkraftwerke des Typs EPR-3 nimmt die Auslandabhängigkeit der Schweizer Stromversorgung deutlich ab. In der Periode 2022 bis 2035 ist die Schweiz aufgrund ihrer Überkapazitäten Stromexporteur. Im Sub-Szenario «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle» stehen die Schweizer Kernkraftwerke in direkter Konkurrenz mit den Überschusskapazitäten aus Frankreich und Deutschland. Aufgrund des relativ geringen Volumens der Schweizer Exportkapazitäten kann davon ausgegangen werden, dass sie in der Merit Order Deutschlands und Frankreichs keine wesentlichen Veränderungen implizieren, so dass die Preise für Grundlast im Grosshandel weiterhin durch Kohlekraftwerke bestimmt werden. Weil die Schweizer Kernkraftwerke ihren Strom zu tieferen Grenzkosten als Kohlekraftwerke produzieren, lohnt sich ein Export auch in den Deutschen Markt. Die enge Vernetzung mit Frankreich und Deutschland impliziert dann eine Konvergenz des schweizerischen Preisniveaus an jenes von Frankreich und Deutschland. Unterstellt man einen funktionierenden Markt, wird der Deckungsbeitrag für Schweizer Kernkraftwerke durch die Differenz der eigenen Grenzkosten zu den Grenzkosten der Kohlekraftwerke bestimmt. Natürlich ist sowohl für Schweizer als auch für französische oder deutsche Kraftwerke ein Export ins hochpreisige Italien attraktiv – wo Gaskraftwerke die Grosshandelspreise bestimmen. Weil an der Grenze zu Italien die Transportkapazitäten geringer sind als

im «Schweizer Dach», kommt es im Süden zu Kapazitätsengpässen. Unterstellt man wiederum einen funktionierenden Markt, entspricht die Engpassgebühr der Kostendifferenz zwischen Gas- und Kohlekraftwerken. Der Grosshandelspreis in Italien liegt damit weiter über jenem von Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Ähnliches gilt für das Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind». Nun allerdings führen die Windkraftwerke häufiger zu einem Zerfall der Preise an den Spotmärkten, was sich negativ auf die Rentabilität von Kernkraftwerken auswirken kann.

Im Szenario «Deutscher Kapazitätsmangel» wird vor allem Deutschlands Süden zum Importeur von Strom. Die Preise für Grundlast in den Marktgebieten Deutschland und Frankreich werden durch Gas- oder ältere Kohlekraftwerke bestimmt. Die

Abb. 18: Preis- und Versorgungsrisiko:
Hohe Sicherheit, internationale Preise



In allen Szenarien ist die Versorgungssicherheit als eber hoch einzustufen. Die Grosshandelspreise in der Schweiz orientieren sich im offenen Markt an jenen in Deutschland und Frankreich.

Quelle: eigene Darstellung

hohe Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten kombiniert mit der Möglichkeit von Exporten in das hochpreisige Deutschland (oder Italien) haben für die Schweiz einen Preisschub zur Folge. Schliesslich sind Schweizer Unternehmen in einem liberalisierten Markt grundsätzlich frei, in welchem Markt sie ihren Strom verkaufen möchten. In der Praxis wird der Strom weiterhin in der Schweiz verkauft, allerdings zu europäischen Preisen. Aufgrund des offenen Marktes profitieren Schweizer Konsumenten kaum von der günstigeren Produktionsstruktur von Kern- und Wasserkraft im Inland. Dagegen profitieren Schweizer Produzenten vom höheren internationalen Preisniveau – mit steigendem Preisniveau steigen die Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Ähnliches gilt für das Szenario «Europäischer Kapazitätsmangel», nun allerdings steigen die Preise noch stärker an.

Die Existenz ausreichender inländischer Kernkraftwerke wirkt sich in allen Szenarien positiv auf die inländische Versorgungssicherheit aus. Gerade die langfristige Lagerfähigkeit des Kernbrennstoffs reduziert die Risiken hinsichtlich Versorgungsengpässen. Im Gegensatz zu Gas oder Kohle haben kurzfristige Lieferengpässe keine direkten Konsequenzen für die Stabilität der Versorgungssicherheit.

Kernkraftwerke können sich lohnen

Aus unternehmerischer Sicht lohnt sich die Investition in ein Kernkraftwerk dann, wenn der Marktpreis des Stroms über die durchschnittlichen Kosten der Produktion zu stehen kommt. Vergleicht man die modellbasierten Produktionskosten inklusive Versicherung, Entsorgung und Stilllegung (vgl. Box VI) mit den durchschnittlichen Grundlastpreisen für das Marktgebiet Schweiz im Jahr 2007, resultiert ein positiver Gewinnbeitrag. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass im Modell Kapitalkosten (für Fremd- und Eigen-

kapital) von komfortablen 9 Prozent angenommen wurde. Mit anderen Worten: Ein neuer EPR-3 wäre wohl rentabel zu betreiben. Dennoch bleiben für die Zukunft unternehmerische Risiken. Der vermehrte Ersatz älterer Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke dürfte längerfristig aufgrund der höheren Effizienz sinkende Preise implizieren (unter der Annahme konstanter Öl- und Gaspreise), ebenso ein massiver Zubau von Windkraftwerken. Andererseits sprechen anhaltend steigende Preise für Kohle und Gas sowie für CO₂-Zertifikate für höhere Strompreise auf den europäischen Märkten. Zu einem ähnlichen Schluss kommt auch der US-Wissenschaftler PAUL L. JOSKOW, der sich mit der Rentabilität von Kernkraftwerken in den USA auseinandergesetzt hat. Er rechnet damit, dass Kernkraftwerke mittelfristig aufgrund tieferer und einfacher planbarer Baukosten sowie eines allfälligen Zertifikathandels in den USA auch ohne staatliche Zuschüsse betrieben werden können (vgl. Joskow 2006).

.....

5.4 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD)

.....

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), auch Gas-Kombikraftwerk genannt, kombiniert Gasturbinen mit Dampfturbinen bei der Stromerzeugung. Im Unterschied zu einem herkömmlichen Dampfturbinenkraftwerk wird beim GuD dem Dampfturbinenprozess eine Gasturbine vorgeschaltet. Die Kombination der beiden Technologien führt zu einem verbesserten Wirkungsgrad. Bei der Stromproduktion entfallen rund 2/3 der elektrischen Leistung auf die Gas- und 1/3 auf die Dampfturbine. Durch diese Kombination erreicht das GuD einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 55 Prozent, während konventionelle Gasturbinenkraftwerke lediglich Wirkungsgrade von etwa 40 Prozent erreichen. Dank

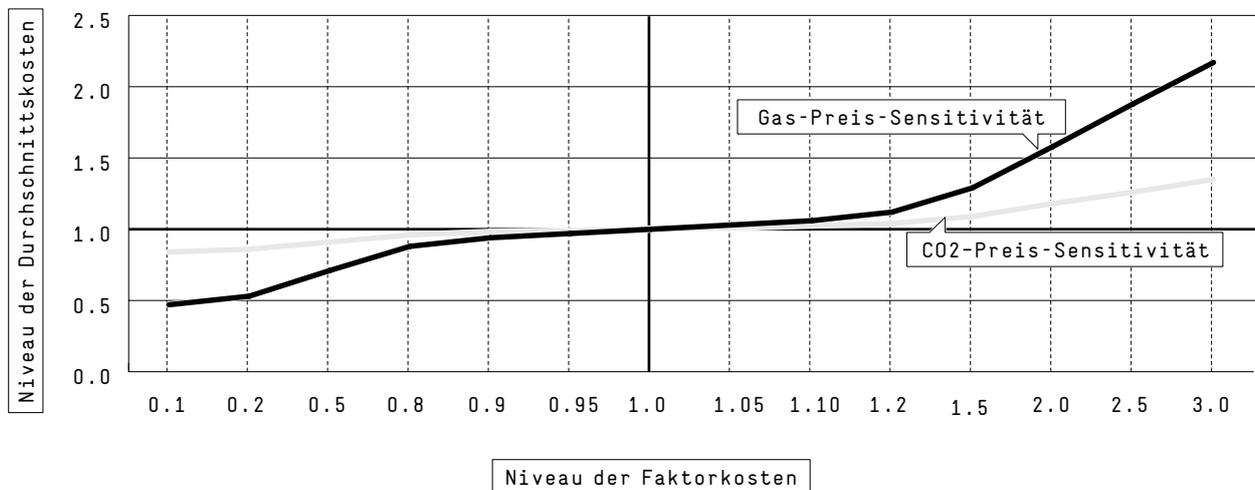
kurzen Startzeiten und schneller Lastgradienten können moderne GuD aus technischer Sicht sowohl zur Produktion von Grund- als auch Spitzenlast eingesetzt werden.²¹ Um einen erhöhten Brennstoff- und Materialverschleiss durch Kraftwerkneustarts zu verhindern, können GuD ausserhalb von Spitzenlastzeiten auf tieferem Niveau betrieben werden, zu Spitzenzeiten produzieren die Kraftwerke dagegen auf voller Leistung – GuD weisen ein Laständerungspotenzial von plus-minus 6 Prozent ihrer Nennleistung pro Minute auf, reine Gasturbinenkraftwerke rund 10 Prozent (vgl. HEINZOW 2008, S. 16).

Kurze Bauzeiten, tiefe Investitionen

GuD werden mit einer Blockleistung von etwa 80 bis 800 MW gebaut. Weil der Schweiz aufgrund der Stilllegung von Kernkraftwerken in erster Linie Grundlastkapazitäten fehlen werden, müssten die GuD rund um die Uhr als Grundlastkraftwerke betrieben

werden. Geht man von einer durchschnittlichen Kraftwerksgrösse von 400 MW (wie sie z.B. für die Kraftwerke in Utzensdorf oder Chavalon geplant sind) sowie einer 90- Prozentigen Verfügbarkeit aus, könnten jährlich rund 3.15 TWh produziert werden. Die Schweiz würde daher im Winterhalbjahr 2022 etwa 8 und im Winterhalbjahr 2035 etwa 10 GuD zur Überbrückung ihrer «Stromlücke» benötigen. Zweifelsohne liegt ein Vorteil der GuD in ihrer raschen Realisierungszeit: inklusive Planung und Bewilligung wird der notwendige Zeitrahmen bis zur Inbetriebnahme eines GuD in der Schweiz auf rund 3 Jahre geschätzt, 2 davon wären reine Bauzeit. Die Investitionskosten eines GuD sind mässig und belaufen sich auf etwa 0.5 Mio. EUR pro MW Leistung (vgl. CS EQUITY RESEARCH 2006, S. 45), so dass die Baukosten eines 400-MW-Kraftwerks bei etwa 200 Mio. EUR sind – das liegt ungefähr im Rahmen der geplanten Investitionen von 380 Mio. CHF im Falle des GuD in Chavalon (vgl. auch DER BUND, 04.07.2007).

Abb. 19: Produktionskosten und Faktorpreise: Hohe Gaspreis-Sensitivität



Eine Verdoppelung des Gaspreises erhöht die Produktionskosten um den Faktor 1.65.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis eines repräsentativen Kraftwerksmodells von CS Equity Research 2006, S. 45

Viel stärker als die Baukosten fallen die Brennstoffkosten ins Gewicht. Unter der Verwendung des durchschnittlichen Handelspreises 2007 für Gas am Spotmarkt in Zeebrugge von umgerechnet etwa 15 EUR/MWh belaufen sich die reinen Brennstoffkosten auf 72 Prozent der gesamten Produktionskosten (exklusive CO₂). Inklusiv Brennstoff und variabler Betriebskosten belaufen sich die Grenzkosten auf rund 29 EUR/MWh, die Durchschnittskosten auf 38 EUR/MWh. Aufgrund des hohen Anteils der Brennstoffkosten resultiert eine hohe Exposition gegenüber dem Gaspreis. Steigt dieser an, steigen auch die Grenz- und Durchschnittskosten der Stromproduk-

tion deutlich an. Die Relevanz der Gas-Input-Preise äussert sich kurzfristig vor allem bei der hohen Varianz der Produktionskosten, die ihrerseits zu einer hohen Varianz der Strompreise führt. Mit anderen Worten: Je unsicherer die Gaspreise sind, desto unsicherer sind die Preise für Strom. Längerfristig könnten die Gaspreise im internationalen Markt durch mangelnden Wettbewerb sowie sinkende Verfügbarkeit geprägt sein (vgl. Box VIII). Ein Markt wie Italien, wo der Anteil Gaskraftwerke sehr hoch ist, und wo die Preise in erster Linie durch diesen Kraftwerkstyp bestimmt werden, ist den Launen der Rohstoffmärkte überdurchschnittlich ausgesetzt.

Box VIII: Erdgasimporte und Versorgungssicherheit

Zwei Drittel des schweizerischen Gasbedarfs werden heute bei Lieferanten aus Deutschland beschafft und 80% aller Importe gelangen über Deutschland in die Schweiz (vgl. DEFILLA et al. 2008, S. 12-13). Die Schweiz ist damit sehr direkt von den Verhältnissen an den europäischen Gasmärkten abhängig. Und Europa seinerseits ist von den globalen Entwicklungen abhängig: rund 55% des Gasverbrauchs wird durch innereuropäische Gasproduktion gedeckt, 29% stammen aus Russland und 13% aus Algerien (vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH, 2007, S. 13). Die Importabhängigkeit wird in den kommenden Jahren aufgrund sinkender Fördermengen in der Nordsee und anhaltend steigendem Bedarf weiter ansteigen. Die Internationale Energieagentur (IEA) rechnet damit, dass Europa bis 2030 zwei Drittel seines Gasbedarfs importieren muss. Als Lieferanten kommen dann aber vermehrt Länder des Mittleren Ostens sowie Nordafrikas in Frage, die ebenfalls über grössere Erdgasreserven verfügen. Obschon sich bis 2030 die in absoluten Zahlen gemessenen Gaslieferungen aus Russland verdoppeln werden, wird der Anteil Russlands an den Gasimporten Europas von rund 70% auf 50% abnehmen. Die relativ sinkende Relevanz Russlands wird mit steigendem Eigenbedarf sowie mangelnden Investitionen in Förderanlagen begründet.

Die sich abzeichnenden Veränderungen bei den europäischen Gasimporten haben auch Konsequenzen bezüglich der Erdgastransportsysteme. Während Nordamerika in zunehmendem Ausmass auf den Import von teurem, verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) angewiesen ist, wird Europa weiterhin grosse Mengen über Leitungssysteme importieren, allerdings dürften hierfür neue Pipelines nötig werden. Bereits heute existieren verschiedene Leitungsprojekte, welche durch unterschiedliche Interessen getrieben werden. So versucht Russland mit den beiden Projekten North Stream und South Stream die Vormachtstellung von Gazprom als wichtigstem Gaslieferanten Europas zu zementieren. Die North-Stream-Pipeline, welche russisches Gas direkt nach Norddeutschland transportieren wird, ist bereits im

Bau. Sie vereinfacht Lieferungen nach Europa, zumal Transitländer wie die Ukraine und Weissrussland umgangen werden können. Die South-Stream-Pipeline, welche Gas via Bulgarien und Serbien nach Südosteuropa leiten soll, ist in der Projektierungsphase. Sie soll ab 2013 russisches Gas über einen nördlichen Strang nach Zentraleuropa und über einen zusätzlichen südlichen Strang nach Italien befördern. Das Projekt ist ein Joint Venture von Gazprom und dem italienischen Energieversorger Eni.

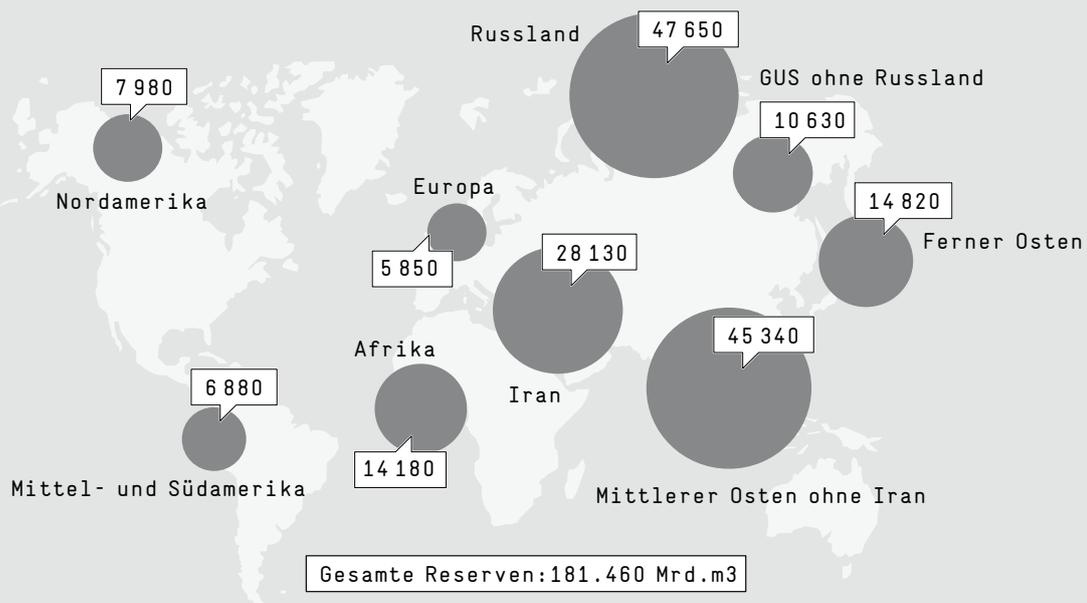
Daneben verfolgt auch die Europäische Union ein eigenständiges Gas-Pipeline-Projekt. Mit der Nabucco-Pipeline soll eine höhere Unabhängigkeit vom russischen Monopolisten Gazprom entstehen. Am Projekt sind mehrere internationale Konzerne beteiligt, geleitet wird es von der österreichischen OMV, beteiligt ist auch die deutsche RWE. Mit der 3'300 km langen Pipeline soll nicht-russisches Gas direkt aus dem kaspischen Raum (Aserbeidschan, Turkmenistan und möglicherweise Kasachstan sowie Iran) über die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn bis nach Österreich transportiert werden. Österreich wäre dann eine neue Gas-Drehscheibe im europäischen Markt. Frühestens 2013 wird die Gasleitung in Betrieb genommen werden. Der Bau der russisch-italienischen South-Stream-Pipeline stellt allerdings die Rentabilität des 7.9 Mrd. Euro teuren Nabucco-Projekts in Frage. Einerseits entsteht durch die zusätzliche Pipeline Konkurrenz, andererseits fehlen dem Nabucco-Projekt bislang ausreichende Gaslieferanten, welche die Transportkapazitäten künftig nutzen könnten. Möglicherweise muss gar russisches Gas transportiert werden, damit die Pipeline wirtschaftlich betrieben werden kann. Im schlechtesten Fall wird das Nabucco-Projekt gar nie umgesetzt (vgl. auch FUSTER 2008).

Allerdings entsteht dem Nabucco-Projekt nicht einzig durch die South-Stream-Pipeline, sondern auch durch die Trans Adriatic Pipeline (TAP) Konkurrenz. Dabei handelt es sich um ein gemeinsames Projekt zwischen der Schweizer Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL) sowie der norwegischen StatoilHydro. Die TAP führt von Griechenland über Albanien nach Italien. Die Pipeline soll 2011 in Betrieb genommen werden und Gaslieferungen aus Iran und Aserbeidschan über Südeuropa ermöglichen. Die 520 Kilometer lange TAP wäre dabei ein wichtiges Bindeglied in einer direkten Gas-Pipeline vom Kaspischen Meer nach Westeuropa. Die Axpo-Tochtergesellschaft EGL hat denn auch bereits einen – international stark kritisierten – Gasliefervertrag mit der National Iranian Gas Export Company geschlossen. EGL plant, die künftigen Gaslieferungen in erster Linie für den Betrieb der eigenen Gaskraftwerke in Italien zu nutzen. Ob es tatsächlich jemals zu Gaslieferungen kommen wird, ist aber noch nicht sicher. Iran ist heute nicht fähig, seinen eigenen Gasbedarf zu decken. Um die Produktion zu steigern, müssen neue Erdgasfelder vor der Küste zuerst erschlossen werden. Und um Gas nach Europa zu transportieren, müssten weitere Pipelines gebaut werden. Das Land verfügt hierzu aber nicht über die nötigen Mittel und das Know-how, und Unterstützung durch westliche Unternehmen ist aufgrund von Sanktionsdrohungen seitens der USA ungewiss (vgl. NZZ 20.3.2008, S. 16).

Unabhängig von den Pipeline-Projekten oder der Verfügbarkeit von künftigen LNG-Terminals stellt sich die Frage, wie lange Erdgas überhaupt zur Verfügung steht. Die IEA rechnet damit, dass der welt-

weite Gasbedarf bis 2030 jährlich um 2% zunimmt. Unter diesen Umständen würden die bekannten Erdgasreserven noch für 40 Jahre ausreichen, unter der Voraussetzung eines konstanten Verbrauchs dagegen für 60 Jahre (vgl. OECD/IEA 2006, S. 114). Die steigende weltweite Nachfrage kann vor allem durch drei Länder gedeckt werden: Russland, Iran und Katar verfügen gemeinsam über rund 56% der Reserven – OECD-Staaten verfügen über weniger als 10%. Die geringe Anzahl grosser Förderländer könnte die Kartellbildung analog der Öl-Opec erleichtern. Die Anreize einer Kartellbildung insbesondere zwischen Russland und Iran würden mit der Inbetriebnahme von «Nabucco» und TAP ohnehin zunehmen, zumal diese Russlands heutige Marktmacht unterminieren würde. Die potenzielle Konkurrenz durch – allerdings teurere – LNG-Lieferanten wie Katar, Algerien oder Indonesien, die Existenz von kostengünstigen Transportpipelines sowie die längerfristig relevante Drohung des Ersatzes von Gaskraftwerken durch alternative Technologien wie zum Beispiel Kernkraftwerke könnte diese Marktmacht mindestens teilweise einschränken – auch Russland und Iran sind auf zahlungskräftige Abnehmer angewiesen (vgl. auch DEUTSCHE BANK RESEARCH 2007, S. 13).

Nachgewiesene Gasreserven (Mrd. m³)



Quelle: BP 2007²²

CO₂-Kompensation in der Schweiz

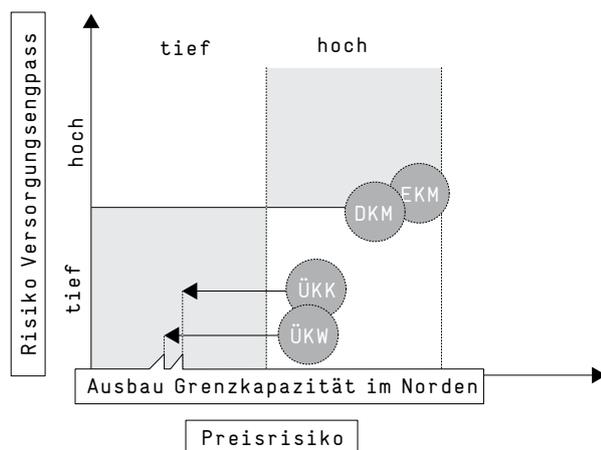
Aufgrund des relativ geringen CO₂-Ausstosses im Vergleich zu Kohlekraftwerken ist dagegen die Kostenvariabilität mit den CO₂-Preisen eher gering. Dennoch sind die Kosten für CO₂-Emissionen vor allem aus schweizerischer Sicht von erhöhtem Interesse, zumal aufgrund des entsprechenden Bundesbeschlusses vom 23. März 2007 Gaskraftwerke ihre Emissionen vollständig kompensieren müssen, davon maximal 30 Prozent im Ausland, zum Beispiel durch Zukauf von Emissionszertifikaten. Das aber heisst, dass 70 Prozent durch geeignete Massnahmen im Inland kompensiert werden müssen. Dabei ist davon auszugehen, dass die entsprechenden Kosten um ein Vielfaches höher wären. So budgetiert beispielsweise die Stiftung Klimarappen für inländische CO₂-Kompensationen 152 CHF oder etwa 93 EUR/Tonne (vgl. ROTH 2007, S. 24). Im Vergleich dazu ist die Kompensation über den Zukauf von CO₂-Zertifikaten günstig. An der EEX wurden diese im ersten Quartal 2008 zu rund 21 EUR/Tonne gehandelt. Unterstellt man daher, dass die CO₂-Kompensation in der Schweiz etwa 4 Mal so viel kostet wie der Zertifikatzukauf, so würden die aktuellen Grenzkosten eines schweizerischen GuD in Abbildung 3 inklusive CO₂ auf rund 71 EUR/MWh ansteigen. Aufgrund der höheren Kosten wären schweizerische GuD nur schwer rentabel im Bereich der Grundlast einzusetzen. Allerdings ist bei der Kompensationspflicht noch nicht das letzte Wort gesprochen. Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat im jüngsten Gesetzesentwurf zur Regelung der Kompensationspflicht für CO₂-Emissionen vorgeschlagen, dass künftig bis zu 50 Prozent der Kompensationsleistung durch den Zukauf ausländischer Emissionszertifikate erbracht werden kann.²³

Beurteilung im Rahmen der Szenarien

Im Sub-Szenario «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle» ist es für Schweizer Händler bzw. Konsumenten

vorteilhaft, den Grundlaststrom bei ausländischen Produzenten einzukaufen. Während in Frankreich und Deutschland Grundlaststrom zu Grenzkosten der Kohlekraftwerke gehandelt wird, produzieren Schweizer Produzenten ihren Strom zu den höheren Grenzkosten des GuD. Im offenen Markt kommt dies faktisch einer Importstrategie gleich. Nun aber lassen die Importkapazitäten im Norden bei gleichzeitigem Stromtransit in den Süden keine vollständige Deckung der Grundlastnachfrage durch günstige Importe zu. Im «Schweizer Dach» kommt es analog zur Importstrategie zu Engpässen bei den Grenzkapazitäten. Dadurch verteuern sich die Grundlastpreise in der Schweiz, und zwar solange, bis sich Transite nach Italien nicht mehr lohnen. Mit anderen Worten: die Grosshandelspreise für das Marktgebiet Schweiz werden analog zum italienischen Markt durch die Gaskraftwerke bestimmt. Vom günstigeren Kohle- bzw. Kernkraftstrom aus Deutschland und Frankreich profitieren Schweizer Konsumenten nicht. Schweizer Produzenten, die auch Wasserkraftwerke in ihrem Produktionsportfolio haben, profitieren hingegen von höheren Deckungsbeiträgen. Analoges gilt für Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind». Aufgrund der Netzengpässe an der Grenze Schweiz-Deutschland hat ein etwas tieferes Preisniveau in Deutschland kaum positive Effekte für Schweizer Konsumenten – in erster Linie steigt die Netzengpassgebühr an. Und auch im Szenario «Deutscher Kapazitätsmangel» bleibt das Bild unverändert. Der Mangel an Produktionskapazitäten in (Süd-)Deutschland lässt die Preise in den Marktgebieten Frankreich und Deutschland gegen das Kostenniveau von Gaskraftwerken konvergieren. Im Szenario «Europäischer Kapazitätsmangel» wird die europäische Knappheit an Produktionskapazitäten weitere Preissteigerungen implizieren, die sich auf den Schweizer Markt übertragen. Positiver ist die Bilanz hingegen bezüglich Versorgungssicherheit: Die Existenz ausreichender inländischer Produktionskapazitäten stabilisiert die inländische Versorgungssicherheit in allen Szenarien.

Abb. 20: Preis- und Versorgungsrisiko:
Gaspreise bestimmen Strompreise



Die Existenz inländischer GuD wirkt sich positiv auf die Versorgungssicherheit aus. Die Grosshandelspreise orientieren sich tendenziell am hohen Preisniveau Italiens.

Quelle: eigene Darstellung

Gas und Versorgungssicherheit

Im Gegensatz zum Uranbrennstoff kann Gas aufgrund seines Platzbedarfs nur in sehr begrenztem Ausmass gelagert werden. Entfallen Lieferungen aus dem Ausland, muss der Betrieb inländischer GuD innert kurzer Frist eingestellt werden. In begrenztem Ausmass gilt dies auch für europäische Gaskraftwerke, welche heute knapp die Hälfte ihrer Gaslieferungen aus Drittländern beziehen (vgl. Box VIII). Im Falle ausbleibender Gaslieferungen resultieren je nach Szenario unterschiedliche Konsequenzen für die Schweiz.

Im Falle des Szenarios «Überkapazitäten» konvergiert die Strategie GuD in eine Importstrategie: die Schweiz muss Strom aus Deutschland und Frankreich importieren. Weil in diesen beiden Ländern (Grundlast-)Strom vor allem mit Kohle- und Kernkraftwerken produziert wird, können sie trotz Gasmangel möglicherweise

weiter als Exporteure am Markt auftreten.²⁴ Doch die Schweiz ist nicht das einzige Land, welches nun vermehrt auf Importe angewiesen ist. Noch stärker trifft es Italien, wo ein Grossteil des Kraftwerksparks aufgrund des fehlenden Gases nicht mehr betrieben werden kann. Zur Stromproduktion in Italien werden dann möglicherweise ältere, bereits ausser Betrieb genommene und sehr teure Ölkraftwerke reaktiviert. Daneben kann das Land die Versorgungssicherheit nur durch Importe sicherstellen. Damit «konkurriert» die Schweiz mit Italien um Strom aus Frankreich und Deutschland. Das hat Konsequenzen für die Schweiz. Im Norden kommt es wegen der Transite nach Italien zu Netzengpässen, die eine Angleichung an das italienische Preisniveau implizieren. Der Mangel an Transportkapazitäten stellt zudem die Versorgungssicherheit in der Schweiz und Italien in Frage.

Am deutlichsten sind die Konsequenzen in den Szenarien mit Kapazitätsmangel, wo in Deutschland bzw. in ganz Europa ein Mangel an Produktionskapazitäten herrscht. In diesen beiden Szenarien wurde in Kapitel 4.2 unterstellt, dass durch eine stärkere Auslastung von bestehenden Gaskraftwerken oder kurzfristig neu erstellten GuD die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten werden kann – allerdings zu sehr hohen Preisen. Im Falle eines Gasmangels können aber auch diese Kraftwerke nicht mehr betrieben werden. Als Folge dessen kann die Versorgungssicherheit in Europa und der Schweiz nicht mehr gewährleistet werden.

Zweifelhafte Rentabilität der GuD im Grundlastbereich

Basierend auf den aktuellen Gas- und CO₂-Kosten ist der rentable Betrieb eines GuD im Bereich der Grundlast in Frage zu stellen. Mit dem Kostenmodell, welches der Abbildung 3 unterliegt, lässt sich dies illustrieren. Unterstellt man einen Gaspreis von 24 EUR/MWh und einen CO₂-Zertifikatspreis von 21 EUR/MWh (1. Quartal 2008),

betragen die geschätzten Grenzkosten eines modernen GuD inklusive Brennstoff, variable Betriebskosten sowie CO₂-Zertifikate rund 54 EUR/MWh. Moderne Steinkohlekraftwerke weisen bei einem Steinkohlepreis von 94 EUR/Tonne Grenzkosten von etwa 46 EUR/MWh auf. Mit anderen Worten: in einem Marktumfeld mit modernen Steinkohlekraftwerken sind GuD im Bereich der Grundlast kaum konkurrenzfähig. Das aber heisst, der Betreiber eines GuD würde sein Kraftwerk auf Grund der hohen Grenzkosten weniger als Grundlast-, sondern eher als Spitzen- bzw. Mittellastkraftwerk betreiben. Diese Situation akzentuiert sich, wenn die Schweiz an der Aufteilung einer CO₂-Kompensation von maximal 30 Prozent (oder ggf. 50 Prozent) im Ausland festhält.²⁴

Rentabilität und Einsatzbereich der GuD hängen in der Praxis allerdings auch vom europäischen Kontext ab. Im Szenario «Überkapazitäten» sind GuD nur dann als Grundlastkraftwerke zu betreiben, wenn Netzengpässe im «Schweizer Dach» eine Konvergenz an das tiefere Grundlastpreisniveau Deutschlands und Frankreichs verhindert. Dann bestimmen in der Schweiz die GuD den Preis für Grundlast (ähnlich wie in Italien), obschon in Deutschland und Frankreich die Preise im Grosshandel tiefer sind. In diesem Fall ist es im Interesse der inländischen Produzenten, dass im Norden weiterhin Kapazitätsengpässe existieren, ansonsten es zu einer Konvergenz an das tiefere Preisniveau kommt. Aus Sicht der Konsumenten ist dagegen eine Beseitigung der Engpässe wünschbar. In den Szenarien mit Kapazitätsmangel lässt der Mangel an europäischen Produktionskapazitäten die Grundlastpreise ansteigen, so dass GuD unabhängig von der internationalen Vernetzung der Schweiz tendenziell rentabel im Grundlastbereich zu betreiben sind.

GuD exportieren Spitzenlast

Im Falle einer Beseitigung der Engpässe bei den Grenzkapazitäten im Norden können GuD im

Szenario «Überkapazitäten» nur im Bereich der Spitzenlast rentabel eingesetzt werden. Und aufgrund der bereits hohen inländischen Spitzenlastkapazitäten (vgl. Kapitel 3.1) würden Schweizer GuD in erster Linie für den Export verwendet. Grundlast kann dagegen günstiger aus dem Marktgebiet Deutschland-Frankreich importiert werden. Im Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind» tritt aufgrund des grossen Anteils Windkraft vermehrt Deutschland als Importeur von flexibel produziertem Strom auf. Daneben bleibt Italien – in allen Szenarien – ein attraktiver Markt, auch wenn vermehrt moderne Gaskraftwerke mit höheren Wirkungsgraden preisbestimmend sein werden. Aufgrund der geographischen Lage sind in der Schweiz die Transportaufschläge für Gas etwas tiefer als beim südlichen Nachbarn, so dass schweizerische GuD mit etwas tieferen Kosten operieren als italienische. Die Folge ist, dass aufgrund der neuen Schweizer GuD der künftige Neubau von GuD in Italien etwas geringer ausfällt (vgl. auch BALMER et. al. 2006, S. 129). Mit neuen Gaspipelines nach Italien dürfte dieser Kostenvorteil jedoch erodieren.

5.5 Kohlekraftwerke

In Europa werden bis ins Jahr 2013 rund 50 neue Kohlekraftwerke ans Netz gehen (vgl. ROSENTHAL 2008). Dem offensichtlichen Boom dieser Kraftwerkstechnologie liegen zweifelsohne rationale Argumente zugrunde. Dies macht es grundsätzlich sinnvoll, sich auch für die Schweiz Gedanken zu machen, ob Kohlekraftwerke die «Stromversorgungslücke» schliessen könnten. Dabei ist es irrelevant, ob die Schweiz über eigene Kohlevorräte verfügt. Einerseits verfügt die Schweiz nicht über eigene Gas- und Uranvorkommen und andererseits decken auch in Deutschland die Steinkohlekraftwerke ihren Ressourcenbedarf

über Importe. Steinkohle ist an den internationalen Märkten günstiger als im heimischen Abbau, so dass sie in der Regel über grössere Schiffshäfen eingeführt wird. Kohlekraftwerke werden daher aus logistischen Gründen häufig in Hafennähe gebaut. Angepasst auf schweizerische Verhältnisse hiesse dies, dass neue Kohlekraftwerke am ehesten in der Region Basel gebaut würden, wo Kohle über den Rhein angeliefert werden kann – freie Kapazitäten vorausgesetzt.

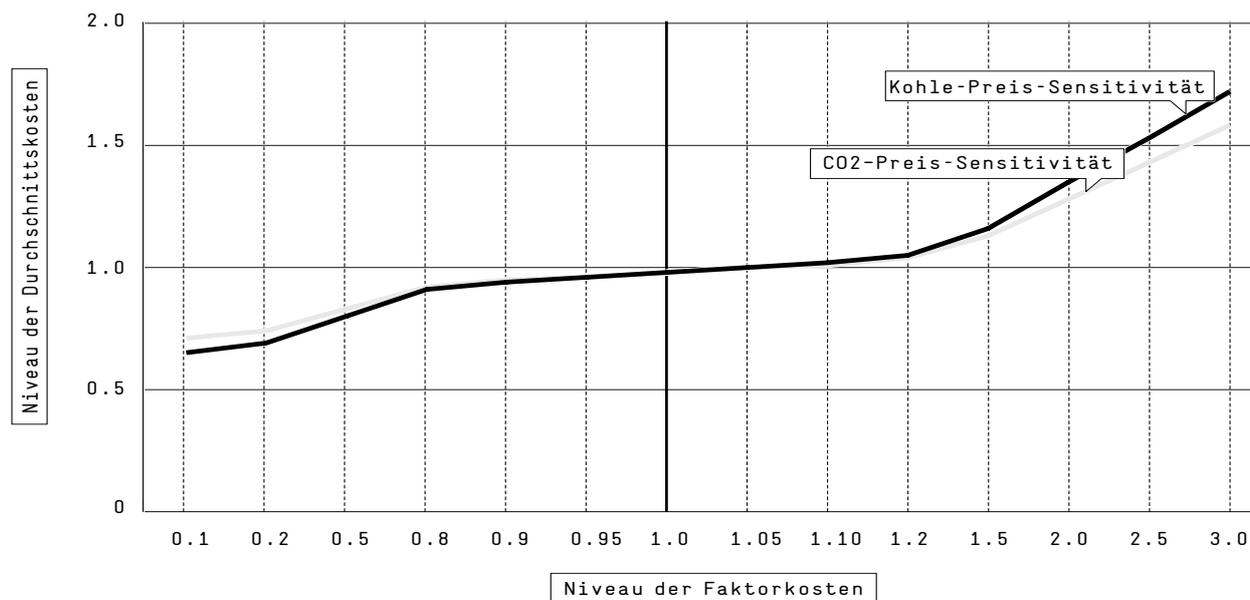
Steinkohlekraftwerke werden heute mit einer Leistung von etwa 600 bis 1100 MW konzipiert.²⁶ So plant beispielsweise der deutsche Energiekonzern E.ON im Hafen von Antwerpen ein Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung von 1100 MW. Die Leistung dieses Kraftwerks entspricht damit ungefähr jener des grössten Schweizer Kernkraftwerks Leibstadt. Geht man von einer mittleren Kraftwerksgrösse von 800 MW aus, produziert eine Anlage mit 90 Prozentiger Verfügbarkeit jährlich etwa 6,3 TWh Strom. Ausgehend von einer «Versorgungslücke» von 13 TWh im Winterhalbjahr 2022 und 16 TWh im Winterhalbjahr 2035, würde die Schweiz mittelfristig etwa 4 und längerfristig 5 Kohlekraftwerke in dieser Grössenordnung benötigen. Die Investitionskosten werden bei Steinkohlekraftwerken auf rund 1 Mio. EUR/MW geschätzt (vgl. CS EQUITY RESEARCH 2006, S. 45). Nach dieser modellhaften Schätzung würden die Baukosten des Grosskraftwerks in Antwerpen rund 1,1 Mrd. EUR betragen. Die Angaben von E.ON liegen mit 1,5 Mrd. EUR etwas höher, was auch mit den zwischenzeitlich gestiegenen Preisen für Kraftwerkstechnologie zusammenhängt. Die Bauzeit des Kraftwerks wird mit rund 7 Jahren angegeben. Für kleinere Anlagen mit etwa 800 MW Leistung dürfte eine Bauzeit von etwa 5 Jahren möglich sein. Eine Abschätzung der Bewilligungsdauer im schweizerischen Kontext ist aufgrund fehlender Erfahrung nur sehr schwer möglich, allerdings könnte man sich aufgrund der ähnlichen Technologie (konventionell thermisches

Kraftwerk) vorstellen, dass der Bewilligungsprozess nicht grundsätzlich anders wäre als im Falle der GuD. Demnach müsste für die Bewilligungen ein weiteres Jahr einberechnet werden.

Steinkohlekraftwerke weisen damit höhere Baukosten als GuD auf. Dieser Nachteil wird durch die tieferen Brennstoffkosten kompensiert. Ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von etwa 45 Prozent wies im Jahr 2007 Grenzkosten (exklusive CO₂) von ungefähr 22 EUR/MWh und Durchschnittskosten von etwa 38 EUR/MWh auf (vgl. Abbildung 2). Auf die Brennstoffkosten entfallen rund 53 Prozent (beim GuD etwa 72 Prozent) der Gesamtkosten. Damit sind Kohlekraftwerke etwas geringer den Launen des Brennstoffmarktes ausgesetzt als ein GuD. Hingegen variieren die Produktionskosten etwas stärker mit den CO₂-Preisen, zumal Kohlekraftwerke aufgrund der geringeren Wirkungsgrade mehr CO₂ ausstossen. Abbildung 21 illustriert den Zusammenhang zwischen den Inputpreisen und dem Kostenniveau bei Steinkohlekraftwerken.

Verfügbarkeit von Kohle

Rund ein Viertel des weltweiten Energiebedarfs wird durch Kohle gedeckt. Kohle gilt zudem weltweit als wichtigster Rohstoff bei der Erzeugung von Strom. Und mit dem starken Wirtschaftswachstum in den Ländern Asiens nimmt die Rolle der Kohle bei der Stromproduktion sogar weiter zu. Der Energiehunger der asiatischen Länder wird die weltweite Nachfrage nach Kohle in den nächsten Jahren steigen lassen. Bis 2030 dürfte die Nachfrage nach Kohle jährlich um etwa 1,8 Prozent zunehmen. Die bestehenden Kohlevorräte wurden von der OECD im Jahr 2005 auf 909 Mrd. Tonnen geschätzt. Bei heutigem Verbrauch würden die Vorräte für weitere 155 Jahre ausreichen (vgl. OECD/IEA: 2006, S. 127). Die drei grössten Kohle-

Abb. 21: Produktionskosten und Faktorpreise: Hohe CO₂-Kosten-Sensitivität

Eine Verdoppelung des Kohlepreises erhöht die Produktionskosten um den Faktor 1.37; die Verdoppelung der CO₂-Kosten führen zu einer Produktionskostenerhöhung um den Faktor 1.3.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis eines repräsentativen Kraftwerksmodells von CS Equity Research 2006, S. 45

Box IX: CO₂-freie Stromproduktion mit Kohlekraftwerken

Die Stromproduktion aus Kohlekraft gilt als sehr CO₂-intensiv. Aufgrund ihrer tieferen Wirkungsgrade stossen Kohlekraftwerke bei der Produktion deutlich mehr CO₂ aus als moderne GuD. Dennoch gelten Kohlekraftwerke als zentraler Pfeiler in der europäischen Stromproduktion. Mit der Einführung des CO₂-Zertifikatshandels haben daher die Anreize zugenommen, ältere Kraftwerkstypen durch neuere Anlagen mit höheren Wirkungsgraden und tieferem CO₂-Ausstoss zu ersetzen. Damit dürfte sich die CO₂-Bilanz pro produzierter MWh mittelfristig deutlich verbessern, allerdings wird das Emissionsniveau aufgrund der zusätzlich nötigen Stromproduktion auf hohem Niveau verharren. Hoffnungen setzt die europäische Kommission auf neue Technologien der CO₂-Abscheidung und -Lagerung im Erdinneren (Carbon Capture and Sequestration, CCS). Ein funktionierendes CCS-System soll künftig den Zukauf von Emissionszertifikaten obsolet machen. Die EU-Kommission plant bis 2015 bis zu 12 neue Demonstrationsanlagen in Betrieb zu nehmen (vgl. ENERGIEFORUM SCHWEIZ 2008, S. 17). Heute

existieren auf der Welt drei grosse Speicherprojekte mit einem Speichervolumen von mehr als 1 Mio. Tonnen CO₂ jährlich (Norwegen: Sleipner; Algerien: In-Salah; Kanada: Weyburn). Dabei handelt es sich allerdings nicht um Kraftwerke, sondern um Anlagen, bei denen CO₂ in sehr reiner Form auftritt und einfach abgeschieden werden kann. In Weyburn beispielsweise wird CO₂ aus einer Kohlevergasungsanlage in North Dakota in eine Öllagerstätte in Saskatchewan verpresst.

Weit komplexer ist CCS bei Kraftwerken. Dabei kommen grundsätzlich drei verschiedene Verfahren in Frage: Kohlevergasung, Verbrennung in Sauerstoffatmosphäre oder CO₂-Wäsche aus dem Rauchgas. Welche dieser Technologien sich dereinst am Markt durchsetzen kann, ist noch offen. Keine der Technologien ist heute ausgereift und einsetzbar; ob sie jemals in Grossanlagen funktionieren werden, ist ungewiss. Unsicherheiten bestehen nicht nur bei der Abscheidungstechnologie im Kraftwerk. Zudem müssen Transport des CO₂ sowie dessen langfristige Lagerung sichergestellt werden. Grössere Kraftwerke benötigen Pipelines, um das CO₂ zu den Endlagerstätten zu befördern – ein solches Leitungsnetz ist in der Praxis allerdings nur schwer zu installieren und sehr kostspielig. Gespeichert würde das CO₂ schliesslich in geologischen Formationen wie Erdöl- oder Erdgas- oder Kohlelagerstätten oder Saline Aquifere. Ob sich diese für eine langfristige CO₂-Lagerung eignen, muss sich noch weisen. Möglicherweise entweicht das CO₂ nach einigen Jahren doch an die Oberfläche und damit in die Atmosphäre.

Schliesslich stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit einer solchen Technologie. Einerseits würden die für CCS nötigen Anlagen grössere Fixkosten verursachen, andererseits würde der Eigenenergiebedarf den Wirkungsgrad der Kraftwerke reduzieren, so dass die Grenzkosten der Stromproduktion zusätzlich erhöht würden. Derzeit wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technologie zu einem erhöhten Energieeigenbedarf um 12-30% führen würde, so dass sich der Nettowirkungsgrad von Kohlekraftwerken um ca. 8-15 Prozentpunkte verringern würde (vgl. BMWI, BMU und BMBF 2007, S. 6). Die Wirkung kann im Kostenmodell, welches der Abbildung 3 zugrunde liegt, einfach simuliert werden. Nimmt man einen CO₂-Zertifikatspreis von 21 EUR an und unterstellt im Falle der CCS-Anwendung einen um 10 Prozentpunkte verringerten Wirkungsgrad eines modernen Steinkohlekraftwerks, fallen die Grenzkosten eines «CO₂-freien» Kraftwerks von 46 auf 37 EUR/MWh. Das heisst, der geringere Wirkungsgrad würde durch die Einsparung des CO₂-Zertifikats überkompensiert. Ob sich die Technologie – falls sie künftig funktioniert – tatsächlich lohnen würde, hängt letztlich aber auch von den ungewissen fixen Anlagekosten ab.

verbraucher China, USA und Indien verfügen auch über mehr als 50 Prozent dieser bekannten Vorräte, Russland, Australien und Südafrika über weitere 31 Prozent. Dennoch sind die Kohlevorräte über eine grosse Anzahl Länder verstreut. Insgesamt verfügen

20 Länder über Reserven von mehr als 1 Mrd. Tonnen. Diese relativ breite Streuung der Kohlevorräte verhindert eine einseitige Abhängigkeit von einem oder wenigen Lieferanten. Gleichzeitig verhindert sie die Bildung eines Kohle-Kartells auf Seiten der Liefe-

ranten. Und aufgrund der vergleichsweise langfristige gesicherten Reserven ist – im Gegensatz zu Gas – nicht mit einem raschen, engpassbedingten nachhaltigen Preisanstieg zu rechnen.

Beurteilung im Rahmen der Szenarien

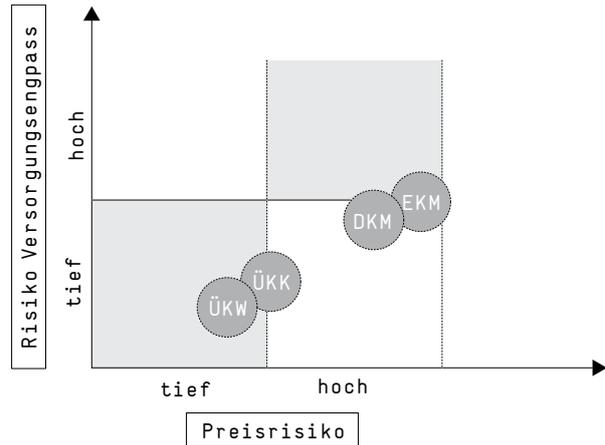
Mit dem Bau von Kohlekraftwerken nähert sich im Sub-Szenario «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle» die schweizerische Produktionsstruktur an jene in Deutschland an. Gleichzeitig kommt es zu einer Angleichung der Grosshandelspreisniveaus, insbesondere im Grundlastbereich. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich und der Schweiz wird der Preis für Grundlast durch Steinkohlekraftwerke bestimmt. Weil in Italien das Preisniveau auch in Zukunft durch Gaskraftwerke mit höheren Grenzkosten determiniert wird, bleiben Exporte aus der Schweiz, Frankreich und Deutschland nach Italien interessant. Als Folge dessen kommt es an der Grenze Schweiz-Italien zu Engpässen im Netz – ähnlich wie bei der Strategie Kernkraftwerke. Im Sub-Szenario «Überkapazitäten Wind» profitieren Schweizer Konsumenten von durchschnittlich etwas tieferen Preisen im Grosshandel. Allerdings reduziert sich für Schweizer Produzenten die Rentabilität der Kohlekraftwerke.

Im Szenario «Deutscher Kapazitätsengpass» implizieren die grossen Transportkapazitäten im Norden (und im Süden) umgekehrt ein Anpassen an höhere Preise in Deutschland. Dort muss Strom vermehrt importiert oder durch Gaskraftwerke und ältere Kohlekraftwerke produziert werden. Französische und schweizerische Exporteure von Atom- und Kohlestrom profitieren von den höheren Preisen in Deutschland. Schweizer Konsumenten profitieren kaum von der relativ günstigeren Produktionsstruktur im Inland, vielmehr sind sie den europäischen Preisen ausgesetzt. Gleiches gilt für das Szenario «Europäischer Kapazitätsengpass», wobei sich die Preissteigerungen noch stärker akzentuieren.

In allen Szenarien implizieren die inländischen Kohlekraftwerke eine relativ hohe Versorgungssicherheit für die Schweiz. Die Versorgungssicherheit wird überdies durch die relativ hohe Verfügbarkeit von Steinkohle gestützt. Die Zuliefersicherheit der Kohle

ist insbesondere aufgrund der höheren Anzahl potenzieller Lieferanten sowie längerfristig gesicherten Kohlereserven höher einzuschätzen als jene beim Gas. Allerdings ist auch im Falle der Kohle auf eine begrenzte Lagerfähigkeit hinzuweisen.

Abb. 22: Preis- und Versorgungsrisiko: attraktive Kohle



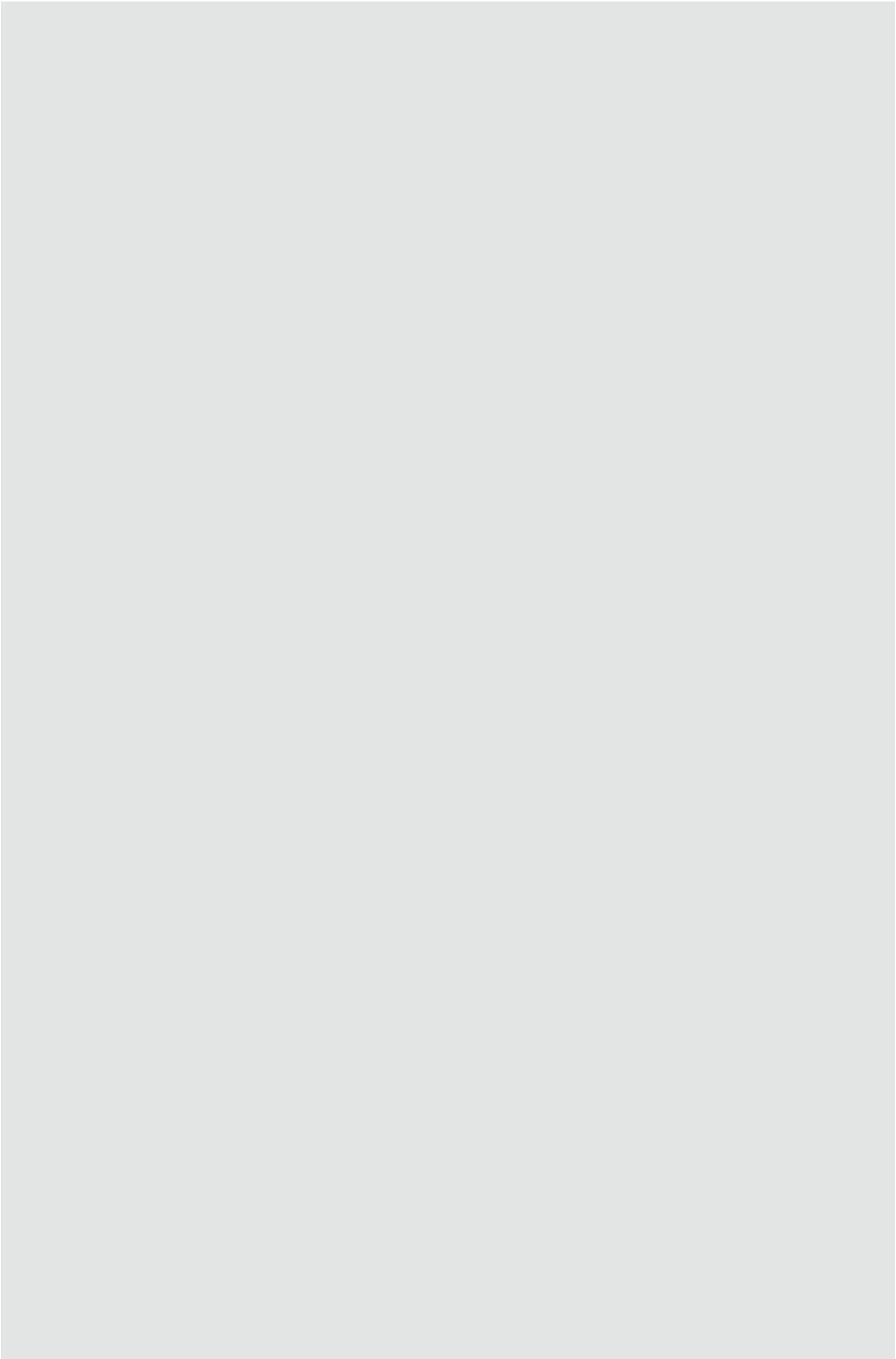
Trotz relativ günstiger inländischer Produktion resultiert in den Szenarien «Deutscher und Europäischer Kapazitätsengpass» aufgrund der internationalen Vernetzung ein hohes Preisniveau.

Quelle: eigene Darstellung

Rentabilität und CO2-Abgabe

Moderne Kohlekraftwerke lassen sich in allen dargestellten Szenarien im Bereich der Grundlast tendenziell wirtschaftlich betreiben. Dies allerdings setzt voraus, dass Schweizer Kohlekraftwerke bezüglich CO2-Kompensation ihren europäischen Konkurrenten gleichgestellt werden. Hält die Schweiz auch für Kohlekraftwerke an der Regel der 70-prozentigen Kompensation im Inland fest, steigen die Kosten der inländischen Kohlekraftwerke einseitig an. Unter der Annahme, dass die inländischen CO2-Kompensationskosten etwa 4 Mal höher sind als die aktuellen CO2-Zertifikatspreise, produziert ein modernes Kohlekraftwerk zu Inputpreisen des 1. Quartals 2008 in der Schweiz mit Grenzkosten von etwa 81 EUR/MWh. Moderne Kohlekraftwerke im europäischen Raum wiesen dagegen Grenzkosten von rund 46 EUR/MWh, GuD von etwa 54 EUR/MWh auf (vgl. Abbildung 3).

Damit stellt sich die Frage, ob Kohlekraftwerke in der Schweiz rentabel betrieben werden können, wenn diese einen signifikanten Anteil der CO₂-Emissionen im Inland kompensieren müssen. Geht man von unbegrenzten Grenzkapazitäten im «Schweizer Dach» aus, gleichen sich die Grundlastpreise an das Niveau von Deutschland und Frankreich an. Inländische Kohlekraftwerke sind daher im Szenario «Überkapazitäten» nicht konkurrenzfähig. Schweizer Konsumenten importieren günstigere Grundlast aus Frankreich und Deutschland. Allerdings ist unter diesen Umständen damit zu rechnen, dass der grosse Preisunterschied Engpässe bei den Grenzkapazitäten im «Schweizer Dach» impliziert. Als Folge dessen findet die Preiskonvergenz an das tiefere deutsch-französische Niveau gar nicht statt. Trotz ausreichenden günstigen Produktionskapazitäten in Deutschland und Frankreich resultiert in der Schweiz ein deutlich höheres Preisniveau. Ob dann Kohlekraftwerke in der Schweiz rentabel zu betreiben sind, hängt auch von den konkurrierenden Importmöglichkeiten aus Italien ab. Eine höhere Wahrscheinlichkeit für einen rentablen Betrieb – trotz inländischer CO₂-Kompensation – resultiert in den Szenarien «Deutscher Kapazitätsmangel» und «Europäischer Kapazitätsmangel», wo der Mangel an Kraftwerkskapazitäten zu einem höheren Marktpreis führt.



06 Gesamtbeurteilung der Strategien

6.1 Relative Vorteile der Kernkraft

Fasst man obige Resultate zusammen, lässt sich eine einfache Rangfolge der Strategien in Bezug auf Preis- und Versorgungsrisiko vornehmen. Aufgrund der in Kapitel 5 gemachten Überlegungen weist die Strategie Kernkraftwerke in beiden Dimensionen die geringsten Risiken auf. Kernkraftwerke sind punkto Versorgungssicherheit in allen Szenarien am vorteilhaftesten. Weniger eindeutig ist der Vor-

teil bezüglich des Preisniveaus. Wegen der internationalen Verflechtung des Schweizer Strommarktes haben knappe Produktionskapazitäten in Europa in den Szenarien «Deutscher Kapazitätsmangel» und «Europäischer Kapazitätsmangel» in allen Strategien Konsequenzen für die Schweiz. Etwas schlechter wird die Strategie Kohlekraftwerke beurteilt, die allerdings besser abschneidet als GuD. Die höchsten Preis- und Versorgungsrisiken weisen die Strategien Importe und Neue Erneuerbare Energien auf (vgl. Tabelle 5).

Tab. 5: Beurteilung: Vorteile für die Kernkraftwerke

	Szenario Überkapazitäten (ÜKK / ÜKW)	Szenario Deutscher Kapazitätsmangel (DKM)	Szenario Europäischer Kapazitätsmangel (EKM)
Geringes Preisrisiko	Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke › Importe, GuD › Neue Erneuerbare Energien	Importe, Kernkraftwerke, GuD, Kohlekraftwerke › Neue Erneuerbare Energien	Importe, Kernkraftwerke, GuD, Kohlekraftwerke › Neue Erneuerbare Energien
Geringes Versorgungsrisiko	Neue Erneuerbare Energien, Kernkraftwerke, GuD, Kohlekraftwerke › Importe	Kernkraftwerke › Kohlekraftwerke › GuD › Neue Erneuerbare Energien › Importe	Kernkraftwerke › Kohlekraftwerke › GuD › Neue Erneuerbare Energien › Importe
Gesamtbetrachtung	Kernkraftwerke › Kohlekraftwerke › GuD › Importe, Neue Erneuerbare Energien		
* besser als: ›			

Die Strategie Kernkraftwerk weist gegenüber allen anderen Strategien in Bezug auf Versorgungssicherheit und Preisrisiko Vorteile auf. Die Tabelle zeigt aber auch, dass Kohlekraftwerke eine bessere Alternative als GuD darstellen.

Quelle: eigene Darstellung

Es sind vor allem die Grosskraftwerk-Strategien, die hinsichtlich der Versorgungssicherheit relativ besser abschneiden. Sie bieten insbesondere in den Szenarien, in welchen Deutschland und Europa Produktionsengpässe drohen, Sicherheit. Verfügen alle Grosskraftwerke über ausreichend Brennstoff, ist das Versorgungsrisiko in den Strategien GuD, Kohlekraftwerke und Kern-

kraft ausgeglichen. Ein Blick auf die mittel- und längerfristigen Verhältnisse an den Rohstoffmärkten lässt allerdings vermuten, dass Knappheitserscheinungen bei Uran und Kohle später relevant sind als bei Gas, ausserdem ist die Gefahr der Abhängigkeit von einem Rohstoffkartell im Falle von Gas am höchsten. Unterschiede bestehen daher auch bei den Preisrisiken. Ein

Blick auf die Produktionskosten im Jahre 2007 in Abbildung 2 zeigt, dass die Durchschnittskosten von Kernkraftwerken, GuD und Kohlekraftwerken etwa ähnlich sind. Deutliche Unterschiede bestehen dagegen bei den Grenzkosten. Und diese sind im Rahmen unserer Beurteilung relevant. Einerseits bestimmen die Grenzkosten der teuersten Kraftwerke die Preise. Andererseits spielen die Fixkosten bei steigenden Brennstoffpreisen eine zunehmend geringere Rolle. Ungeachtet dessen sind aus Sicht des Konsumenten natürlich nicht die Produktionskosten, sondern die Strompreise relevant. Und diese werden nicht nur durch die Grenzkosten der inländischen Kraftwerke, sondern ebenso durch die Verhältnisse im europäischen Stromhandel beeinflusst. Bei allen Grosskraftwerk-Strategien besteht daher die Gefahr, dass trotz tiefer Grenzkosten bei der inländischen Produktion eine Konvergenz an ein höheres internationales Preisniveau stattfindet. Einzig die Knappheit von Grenzkapazitäten verhindert eine vollständige Angleichung der internationalen Preisniveaus. Das kann, je nachdem, vor- oder nachteilig sein.

Im Falle der relativ günstigen Kernkraftwerke hat der offene Markt für Schweizer Konsumenten einen leichten Nachteil, zumal sich das Preisniveau trotz tieferer Grenzkosten an das höhere deutsch-französische Niveau anpassen würde, wo Kohlekraftwerke den Preis für Grundlast im Grosshandel bestimmen. Ähnlich ist die Situation, wenn die Schweiz Kohle statt Kernkraftwerke baut. Wiederum wird der inländische Grundlastpreis durch die Kosten der Kohlekraftwerke bestimmt. In beiden Fällen sind die Grosshandelspreise in Frankreich, Deutschland und der Schweiz tiefer als in Italien, wo Gaskraftwerke preisbestimmend sind. Exporte bzw. Transporte nach Italien sind daher aus wirtschaftlicher Sicht weiter interessant. Der Preisunterschied zum italienischen Markt impliziert einen Engpass bei den Grenzkapazitäten im Süden der Schweiz in Richtung Italien.

Im Rahmen der Strategie GuD verschiebt sich dieser Engpass an die schweizerische Nordgrenze. Weil GuD relativ teuren Grundlaststrom produzieren, sind nun auch für inländische Versorger bzw. Konsumenten Importe aus Deutschland und Frankreich attraktiv. Das gilt insbesondere im Szenario «Überkapazitäten», wo im Ausland ausreichend Produktionskapazitäten vorhanden sind. Unverändert sind auch die italienischen Konsumenten an günstigerem Strom aus dem Norden interessiert. Damit «konkurriert» die Schweiz mit Italien an ihrer Nordgrenze um Stromimporte. Die Folge sind Netzengpässe im «Schweizer Dach», so dass Engpassgebühren die Importe verteuern. Im Marktgleichgewicht passt sich das Preisniveau in der Schweiz jenem in Italien an. Grundlaststrom wird in der Schweiz zu Kosten der teuren Gaskraftwerke gehandelt, obschon in Frankreich und Deutschland ausreichend günstigere Kernkraft- und Kohlekraftwerke zur Verfügung stehen. Mit anderen Worten: die Strategie GuD ist für Schweizer Konsumenten die teuerste Alternative unter den Grosskraftwerken.

Die Auslandabhängigkeit im Rahmen der Strategie Importe ist grundsätzlich weder in Bezug auf den Preis noch auf das Versorgungsrisiko vorteilhaft. Auch wenn im Rahmen des Szenarios «Überkapazitäten» in Deutschland und Frankreich ausreichend günstigere Produktionskapazitäten vorhanden sind, gleicht sich das schweizerische Preisniveau an jenes in Italien an. Importe konkurrieren mit den Transitströmen nach Italien, so dass es im Norden zu Engpässen bei den Grenzkapazitäten kommt – ein Phänomen, welches bereits heute in gewissem Ausmass besteht und für den Bau neuer inländischer Kraftwerkskapazitäten oder aber einen massiven Ausbau der Grenzkapazitäten im Norden spricht. In den Szenarien mit Kapazitätsmangel (DKM und EKM) dagegen bestehen grosse Risiken hinsichtlich der Versorgungssicherheit. Etwas höher kann die Versorgungssicherheit in der Strategie Neue Erneuerbare Energien» beurteilt

werden. Aufgrund der hohen zu erwartenden Kosten ist die Strategie aus heutiger Perspektive jedoch wenig attraktiv.

6.2 Wie robust sind die Resultate?

Die Ergebnisse der obigen Analyse sind nur so robust wie ihre zugrunde liegenden Annahmen. Dabei handelt es sich um Annahmen bezüglich technologischer Fähigkeiten, also insbesondere Wirkungsgrade, Inputpreisen für Gas, Kohle und Uran sowie der Ausgestaltung der (europäischen) Klimapolitik. Kommt es zu grösseren Veränderungen in diesen Annahmen, kann sich die relative Vorteilhaftigkeit der obigen Annahmen möglicherweise grundlegend verändern. Und Veränderungen bei den Annahmen sind in einem Planungshorizont bis ins Jahr 2035 durchaus möglich. Eine einfache Sensitivitätsanalyse soll im Folgenden zeigen, in welche Richtung sich die obigen Resultate verschieben können.²⁷

Technologische Entwicklungen betreffen alle Kraftwerke

Technologische Fortschritte könnten beispielsweise Effizienzsteigerungen bei der Photovoltaik induzieren. Optimistische Schätzungen gehen davon aus, dass unter guten Bedingungen – dazu gehören steigende Rohstoffpreise, anhaltende staatliche Technologieförderung sowie eine Entspannung auf dem Siliziummarkt – Solarstrom ab 2013 in sonnenreichen Regionen und 2020 in gemässigten Breiten wettbewerbsfähig wird (vgl. SARASIN 2007). Unter solchen Voraussetzungen würde die Strategie «neue erneuerbare Energien» auch in der Schweiz attraktiver. Dennoch: Die in Kapitel 5.3 beschriebene «Pfadab-

hängigkeit» der Kosten würde während einer längeren Periode über das Jahr 2020 hinaus hohe Strompreise implizieren, schliesslich gelten für die zuvor installierten Photovoltaikanlagen während 20 bis 25 Jahren fixierte Einspeisetarife. Daneben müssten weitere Probleme der Versorgungssicherheit gelöst werden, um den unregelmässigen Anfall der Stromproduktion zu verwalten (z.B. intelligente Geräte, welche ihren Strombedarf an die Stromverfügbarkeit anpassen oder Stromspeichermöglichkeiten etc.). Insofern scheint eine Strategie, die heute in erster Linie auf Photovoltaik setzt, mit grossen Risiken verbunden zu sein. Gewisse Hoffnungen beruhen daneben auf der Geothermie, deren Anwendung in der Schweiz nach den Erdbeben in Basel stark in Frage gestellt wird. Immerhin wird das technische Potenzial auf bis zu 33 TWh jährlich geschätzt, ausserdem würden sie sich aus technischer Sicht ausgeprägt für die Produktion von Grundlast einsetzen lassen (vgl. PIOT, 2006, S. 93). Längerfristig könnten die Produktionskosten bei etwa 70 bis 150 CHF/MWh liegen (vgl. PSI, 2005, S. 2). Kann Geothermie tatsächlich in grösserem Umfang genutzt werden, wäre sie schon bei kleineren Preissteigerungen bei Gas und Kohle rentabel, allerdings noch immer etwas teurer als Kernkraftwerke.

Technischer Fortschritt ist allerdings nicht einzig bei den neuen erneuerbaren Energien möglich. Auch bei den thermischen Kraftwerken ist mit weiteren Steigerungen bei den Wirkungsgraden zu rechnen. So plant beispielsweise die deutsche Unternehmung E.ON den Bau eines 700°C-Kohlekraftwerkes mit einem Wirkungsgrad von über 50 Prozent. Und Siemens plant zusammen mit E.ON in Irsching das weltweit erste GuD mit einem Wirkungsgrad von über 60 Prozent (vgl. BMWI, BMU und BMBF 2007, S. 5). Die technologischen Fortschritte bei den Gas- und Kohlekraftwerken wird deren Attraktivität auch in Relation zu den neuen erneuerbaren Energien erhöhen – sofern diese technischen Verbesserungen

nicht durch höhere Rohstoffpreise überkompensiert werden. Ähnliches gilt für die Kernkraft. Zwar dürfte in der mittleren Frist die EPR-3 Technologie bei Neubauten dominieren, doch bereits ab 2030 könnten Reaktoren der Generation 4 gebaut werden, welche neben höheren Sicherheitsstandards einen deutlich geringeren Uranbrennstoffverbrauch haben würden (vgl. PSI, 2005, S. 365). Weil der Brennstoffverbrauch jedoch nur einen geringen Teil der Kosten ausmacht, würde der tiefere Verbrauch keine grösseren Kostenreduktionen implizieren. Hingegen würde die Verfügbarkeit des Rohstoffs Uran verlängert.

Steigende Gaspreise

Insgesamt kann in den vergangenen Perioden bei allen in der Energieproduktion relevanten Rohstoffen wie Kohle, Gas und aber auch Uran eine Preissteigerung festgestellt werden. Gerade bei Kohle und Gas spielen oftmals kurzfristige Entwicklungen wie Konjunktur sowie Nachfrage nach Stahl oder auch Wetterverhältnisse (welche die Transportmöglichkeiten einschränken oder die Nachfrage nach Heizenergie erhöhen) eine wichtige Rolle. In der längeren Frist allerdings, sind Fundamentaldaten über die Verfügbarkeit des Rohstoffs von höherer Relevanz. Wann genau die Ressourcen aufgebraucht sein werden, ist aufgrund neuer Funde unsicher. Dennoch kann man davon ausgehen, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit Gas noch vor Kohle und Uran zur Neige gehen wird. Entsprechend werden sich Knappheitserscheinungen relativ früher bei den Gaspreisen bemerkbar machen, was längerfristig die relative Attraktivität der GuD reduziert. Weil die Schweiz vor allem bei den Strategien Importe und GuD von den Produktionskosten der GuD abhängig ist, haben Gaspreisveränderungen in all diesen Strategien direkte Auswirkungen auf den Schweizer Markt. In den beiden ersten Fällen, weil die Importabhängigkeit zu einem Angleich an das italienische Preisniveau

führt, im letzten Fall, weil GuD für inländische Grundlastproduktion preisbestimmend sind. Zudem haben höhere Gaspreise in den Szenarien «Deutscher und Europäischer Kapazitätsmangel» einen Einfluss auf die Schweizer Marktpreise, zumal die Kraftwerksknappheit in Europa vermehrt den Einsatz teurerer Gaskraftwerke im Grundlastbereich impliziert. Das höhere europäische Preisniveau überträgt sich bei allen Strategien – mit Ausnahme der neuen erneuerbaren Energien – direkt auf die Schweizer Preise.

Steigende Kohlepreise

Allerdings zeigen die Preisentwicklungen der ersten 5 Monate im Jahr 2008, dass die Preise für Kohle an den internationalen Rohstoffmärkten noch stärker anstiegen als jene für Gas. Diese jüngste Preishausse ist allerdings weniger auf die langfristig steigende Kohlenachfrage als vielmehr auf kurzfristige Effekte zurückzuführen. Dazu gehören insbesondere Energie- und Wetterkapriolen in den wichtigen Förderländern Südafrika, Australien und China, wo Mängel in der Stromversorgung, starke Regelfälle und Schneestürme die Kohleexporte zumindest kurzfristig behinderten.²⁸ Mit den Erdbeben in China im Mai 2008 setzten sich die Bedenken um die Liefersicherheiten weiter fort. Allerdings ist es grundsätzlich nicht ausgeschlossen, dass die Kohlepreise auch in der längeren Frist stärker steigen als die Gaspreise. Gefördert werden könnte eine solche Entwicklung vom steigenden Bedarf nach Kohle in der Stahlindustrie, dem Wirtschaftswachstum in den asiatischen Ökonomien oder auch der zunehmenden Attraktivität der Umwandlung von Kohle in flüssigen Treibstoff. Dies macht die Strategien Kernkraftwerke und Kohlenkraftwerke relativ unattraktiver. In beiden Fällen würden am Schweizer Markt im Szenario «Überkapazitäten» Kohlekraftwerke den Preis der Grundlast bestimmen. Sehr deutliche

Kohlepreisaufschläge führen schliesslich dazu, dass Kohlekraftwerke relativ teurer werden als GuD, so dass sich die Merit Order verändert. Ungeachtet dessen bleiben mit hoher Sicherheit Kohlekraftwerke in Deutschland preisbestimmend, weil die relativ geringe Anzahl GuD kaum die gesamte Grundlastnachfrage decken könnte. Die relativ hohen Preise in Deutschland machen Lieferungen aus günstigeren italienischen Gaskraftwerken attraktiv. Die Schweiz ist wiederum ein Transitland, nun aber von Süden nach Norden.

Nun stellt sich die Frage, ob die Strategie GuD in dieser Situation tiefere Marktpreise für die Schweiz zur Folge hätte, als die beiden Strategien Kohle- und Kernkraftwerke. Dabei muss geklärt werden, ob das Schweizer Preisniveau im Falle der Strategie GuD an das tiefere Preisniveau in Italien oder jenes von Deutschland konvergiert. Dies wiederum hängt vom Ausmass der Produktionskapazitäten in Italien und der Schweiz ab: in beiden Ländern müssen deutliche Überschusskapazitäten für Exporte in den Norden zur Verfügung stehen, so dass es im «Schweizer Dach» in Richtung Deutschland/Frankreich zu einem Netzengpass kommt, der eine Konvergenz an das deutsch-französische Preisniveau verhindert. Fehlt es dagegen an diesen Exportkapazitäten, resultiert eher eine Konvergenz an das höhere deutsche Preisniveau. Die Strategie GuD bringt in diesem Fall keinen Preisvorteil für Schweizer Konsumenten, wiederum wird der Grosshandelspreis durch Kohlekraftwerke bestimmt.

Marktmacht der Gaslieferanten

Dass einseitig steigende Kohlepreise mittel- bis längerfristig die Merit Order nachhaltig verändern werden, ist allerdings sehr in Frage zu stellen – nicht einzig wegen der grösseren Kohlereserven. Auf dem

Gasmarkt besteht eine gewisse Marktmacht auf Seiten der Produzenten (vgl. auch Box VIII). Müssen die Gasproduzenten davon ausgehen, dass ungeachtet der steigenden Kohlepreise die Kohlekraftwerke auf den Strommärkten den Preis bestimmen, müssten sie ihrerseits die Preise anheben. Die vom höheren Kohlepreis getriebenen Strompreisaufschläge würden den GuD-Betreibern höhere Gewinne beschern. Durch eine Anhebung der Gaspreise können die Gasproduzenten an dieser Entwicklung teilhaben.

Rohstoffpreise und neue erneuerbare Energien

Die Veränderung der Preise von Kohle und Gas müssen zudem im technologischen Kontext betrachtet werden. So könnten durch die höheren Rohstoffpreise vor allem die neuen erneuerbaren Energien interessant werden. Das allerdings bedingt einen massiven Preisaufschlag bei den fossilen Rohstoffen. Unter aktuellen Bedingungen müsste sich der Kohlepreis mehr als verzehnfachen, damit die Strategie Neue Erneuerbare Energien bei den heutigen Kosten (vgl. Tabelle 4) vorteilhafter als die Strategie Kohlekraftwerke wird. Wahrscheinlicher ist ein geringerer Anstieg der Rohstoffpreise. Und ein solcher hat in erster Linie eine raschere Erneuerung des Kraftwerksparks zur Folge. Ältere Kraftwerke mit höherem Brennstoffverbrauch werden früher vom Netz genommen, weil sie im Betrieb zu teuer werden.

Einfluss der Klimapolitik auf die Strategiewahl

Die relative Attraktivität von Gas und vor allem Kohle wird auch durch die europäische Klimapolitik bestimmt. Je drastischer die CO₂-Reduktionsziele sind, desto weniger CO₂-Zertifikate gelangen in den Umlauf, was deren Kosten im freien Handel in die Höhe treibt. Die Effekte wären grundsätzlich die-

selben wie im Falle eines Preisanstiegs von Gas und Kohle, mit dem Unterschied, dass Kohlekraftwerke stärker auf die CO₂-Preisveränderung reagieren. Steigen die CO₂-Preise nur moderat an, verändert sich an der relativen Vorteilhaftigkeit aller Strategien nichts (vgl. auch Abbildung 3). Erst bei einem signifikanten Anstieg der CO₂-Preise dürfte sich die Merit Order verändern – konstante Gas- und Kohlepreise vorausgesetzt. Gemäss den Berechnungen in Kapitel 2.1 hätte der CO₂-Zertifikatspreis im 1. Quartal 2008 auf über 40 EUR ansteigen müssen, damit die Grenzkosten eines GuD unter jene eines modernen Steinkohlekraftwerks fallen. Die Folgen wären genau gleich wie im oben dargestellten Szenario mit einseitig steigenden Kohlepreisen. Daneben wird natürlich auch die CO₂-Abscheidung und Lagerung (CCS, vgl. Box IX) interessanter. Deren erfolgreicher Einsatz ist aus heutiger Sicht allerdings noch äusserst unsicher.

Höhere CO₂-Preise können tendenziell andere Produktionstechnologien interessanter machen. Wiederum profitieren neue erneuerbare Energien. Allerdings gilt auch hier, dass die CO₂-Preise prohibitiv hoch sein müssen, damit beispielsweise Photovoltaik günstiger ist als Strom aus thermischen Kraftwerken. Die Betreiber von Kernkraftwerken würden auf jeden Fall von höheren CO₂-Preisen profitieren. Die höheren Grundlastpreise erhöhen den Deckungsbeitrag und steigern die Rentabilität. Bleibt die Frage, ob auch die Schweizer Konsumenten profitieren. Das allerdings ist zu bezweifeln. Wiederum gilt, dass die starke Vernetzung mit dem Deutschen Markt tendenziell zu einem Angleich an das höhere Preisniveau führen würde. Höhere CO₂-Preise in Europa machen sich auch am Schweizer Markt bemerkbar – Kernkraftwerke hin oder her.

07 Strategie für die Schweiz

7.1 Kernkraft als Grundpfeiler der Versorgung

Kernkraftwerke erweisen sich sowohl bezüglich Versorgungssicherheit als auch Marktpreisen als vorteilhafte Strategie für die Schweiz. Die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse lassen vermuten, dass sich diese relative Vorteilhaftigkeit auch im Falle geänderter Annahmen nicht grundsätzlich verändert. Die hohe und längerfristig gesicherte Verfügbarkeit des Brennstoffs in Kombination mit den tiefen Grenzkosten machen Kernkraftwerke auch in der längeren Frist zu einer sicheren Alternative. Schweizer Konsumenten können – mindestens partiell – von den tiefen Produktionskosten profitieren. Das Preisniveau im Schweizer Grosshandel würde in allen Szenarien gegen jenes von Deutschland bzw. Frankreich konvergieren. In den Szenarien «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle» bzw. «Überkapazitäten Wind» würde dieses mittelfristig durch relativ günstige, moderne Steinkohlekraftwerke determiniert. Der Preisaufschlag gegenüber den Grenzkosten der Kernkraftwerke wäre tendenziell ausreichend, um die Durchschnittskosten der Kernkraftwerke zu decken, so dass sich diese auch aus unternehmerischer Sicht auszahlen.

Die Schweiz würde im Jahr 2022 bzw. 2035 zwei bis maximal drei EPR-3 benötigen. Würden diese frühzeitig gebaut, ergeben sich ab 2022 Möglichkeiten des Exports von Grundlaststrom. Weil in dieser frühen Phase die Grundlast-Strompreise vor allem im italienischen Markt weiter relativ hoch sein werden (da Gaskraftwerke preisbestimmend sind), sind Exporte für die Betreiber der Kernkraftwerke mit hoher Wahrscheinlichkeit attraktiv. Jedoch stellt sich die Frage, ob die Schweiz überhaupt fähig ist, bis im Jahr 2022 Kernkraftwerke zu bauen. Geht man von einer Bau- und Bewilligungszeit von mindestens 16

Jahren aus und unterstellt, dass die Rahmengesuche für den Bau Ende 2008 eingereicht werden, so gingen die Kernkraftwerke frühestens 2024 ans Netz. Damit aber entstünde während einer Frist von mindestens 2 Jahren eine «Versorgungslücke». Die Schweiz hat drei unterschiedliche Optionen, mit dieser Lücke umzugehen: I) Es werden kurzfristig alternative Produktionskapazitäten gebaut; II) man verlässt sich in dieser Übergangsphase auf die Option Importe; III) der Bundesrat optimiert und kürzt das Bewilligungsverfahren deutlich. Die letzte Variante wäre aus gesamtwirtschaftlicher Optik wohl die beste. Immerhin hat der Bundesrat angekündigt, dass sie geprüft wird.

GuD als Übergangslösung nicht unbedingt sinnvoll

Die Strategie «GuD als Übergangslösung» wurde auch vom Bundesrat formuliert. Ausgehend vom europäischen Kontext ist eine solche Strategie allerdings in den Szenarien mit europäischen Überkapazitäten wenig gewinnbringend. Die Schweiz könnte Strom aus Frankreich und Deutschland (und möglicherweise Italien) importieren. Allerdings bewegen sich dann aufgrund von Engpässen in den Grenzkapazitäten des «Schweizer Dachs» die Preise auf italienischem Niveau, welches bei der Grundlast ebenfalls durch GuD bestimmt ist. Mit anderen Worten: eine inländische Strategie «GuD als Übergangslösung» kann im Szenario «Überkapazitäten» kaum höhere Versorgungssicherheit und tiefere Preise garantieren als die Strategie Importe. Anders wäre es in den Szenarien «Kapazitätsmangel Deutschland und Europa». Nun könnten aufgrund fehlender Kraftwerkskapazitäten in Europa Versorgungsengpässe auftreten, ausserdem würden die Preise wohl auch in Deutschland durch Gaskraftwerke bestimmt. Ob diese Szenarien realistisch sind, zeichnet sich spätestens 2012 ab, wenn Deutschland den frühen Ausstieg aus der Kernenergie tatsächlich umsetzen sollte. Wird der

Ausstieg dagegen um 20 Jahre verzögert – wie es die Kraftwerksbetreiber derzeit fordern – könnten während der Periode bis 2024 bedingt durch den massiven Kohlekraftwerkszubau sogar Überschusskapazitäten bestehen. Das entspricht dem Szenario «Überkapazitäten Kernkraft/Kohle». Ähnliches gilt für Italien. Der anhaltend hohe Kraftwerksbau könnte mittelfristig zu Überkapazitäten führen. Die Schweiz könnte dann – wie z.T. bereits heute – Grundlast aus italienischen Kraftwerken importieren. Im Falle von italienischen Überkapazitäten würden sich die Preise für den Import den Grenzkosten der GuD angleichen.

Unter diesen Voraussetzungen wäre es aus volkswirtschaftlicher Sicht für die Schweiz vorteilhafter, in erster Linie in neue Grenzkapazitäten im «Schweizer Dach» zu investieren. Dadurch wären sowohl die Versorgungssicherheit als auch tiefere Preise möglich als in der Strategie GuD. Weil Bau und Bewilligung von GuD in der Schweiz kaum länger als 3 Jahre in Anspruch nehmen, könnte die Schweiz auch relativ kurzfristig auf die Veränderungen in Europa reagieren. Zeichnen sich Überschusskapazitäten ab, sind GuD nicht nötig. Strom könnte günstiger aus Deutschland und Frankreich oder zum selben Preis aus Italien importiert werden.

GuD drohen zur Langfristlösung zu werden

Ausserdem stellt sich die Frage, ob GuD nach ihrem Bau rasch zur präferierten Langfriststrategie werden. Aus unternehmerischer Sicht können GuD durchaus attraktiv sein. Unterbleibt ein Ausbau der Grenzkapazitäten im Norden, sind sie auch in der längeren Frist am Schweizer Markt preisbestimmend. Von den höheren Preisen profitiert auch der Rest des Kraftwerksparks, beispielsweise Flusslaufkraftwerke. Allerdings setzt dies voraus, dass die CO₂-Kompensation vollständig im Ausland (durch Zukauf von

CO₂-Zertifikaten) erfolgen kann. Ansonsten entsteht den inländischen GuD Konkurrenz durch günstigere GuD in Italien. In diesem Falle werden Schweizer Kraftwerke wegen ihres Kostennachteils vor allem für die Produktion von Spitzenenergie eingesetzt. Weil in der Schweiz bereits hohe Spitzenenergiekapazitäten existieren, würde dieser Strom vor allem exportiert (vgl. MEISTER und ZÜRCHER, 2007). GuD wären damit sicher kein sinnvoller Ersatz für entfallende Grundlastkapazitäten in der Schweiz.

Aus Sicht der Stromversorger haben GuD auch andere Vorteile. In einem liberalisierten Marktumfeld sind Anlagen mit kurzen Bau- und Bewilligungszeiten attraktiver. Die einfachere Planung, die tieferen Kapitalkosten und die kürzeren Amortisationsdauern machen GuD zur vorteilhaften Lösung aus unternehmerischer Sicht (vgl. OECD/IEA 2005, S. 100). Und schliesslich ist der Bau von Kernkraftwerken aus der Sicht eines Managers wenig attraktiv. Aufgrund der langen Bauzeit wird er sich während seiner Amtszeit vor allem mit den politischen und bautechnischen Problemen der grossen Anlage auseinandersetzen müssen. Die Früchte der Investition wird frühestens sein Nachfolger ernten können. Die volkswirtschaftliche optimale Lösung und das unternehmerische Interesse drohen hier auseinanderzufallen. GuD haben nicht nur höhere Marktpreise sondern auch eine geringere Versorgungssicherheit zur Folge. Der breite Einsatz von GuD bei der Grundlastproduktion macht die Schweiz zwar von Stromimporten unabhängiger, jedoch umso abhängiger von den unsicheren Gasimporten aus Russland und anderen Ländern des Mittleren Ostens (vgl. Box VIII).

Sollte der Bau von GuD durch die Möglichkeit der 100-Prozentigen CO₂-Kompensation im Ausland allerdings attraktiv werden, dann müsste man sich aus volkswirtschaftlicher Sicht konsequenterweise auch mit der Option der Kohlekraftwerke in der

Schweiz auseinandersetzen. Sie weisen hinsichtlich Versorgungssicherheit und preislicher Wirkungen tendenziell Vorteile gegenüber den GuD auf. Die Option Kohlekraftwerke ist insbesondere dann relevant, wenn sich die Schweiz explizit gegen den Bau von Kernkraftwerken ausspricht.

7.2 Realismus bei den neuen erneuerbaren Energien

Eine Strategie, die ausschliesslich auf neue erneuerbare Energien setzt, führt mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit zu deutlichen Preissteigerungen für die Endkonsumenten. Zudem wäre die Versorgungssicherheit keineswegs garantiert. Natürlich liesse sich argumentieren, dass der hohe Preis letztlich eine Förderung inländischer Produzenten von Photovoltaikanlagen (oder anderer erneuerbarer Energien) darstellt und damit zur Stärkung des Technologiestandortes Schweiz beiträgt. Allerdings muss aus ordnungspolitischen Gründen eine solche Industriepolitik in Frage gestellt werden. Unabhängig von grundsätzlichen Vorbehalten wäre die Effektivität einer solchen Förderpolitik nicht gewährleistet. Die Einspeisevergütungen würden insbesondere ausländische Produzenten von Photovoltaikanlagen subventionieren. So stammen heute rund 65 Prozent aller Solarzellen aus Asien. Weil dort kaum staatliche Förderungen existieren, werden die Anlagen vorzugsweise in Europa installiert (vgl. auch WALDERMANN 2008).

Neben dem Ausmass der Förderung neuer erneuerbarer Energien muss insbesondere auch die Form der Förderung überdacht werden. Einspeisevergütungen sind aus zwei Gründen uninteressant. Erstens führen sie zu pfadabhängigen Kosten. Das heisst, auch 2030, wenn Solarzellen vielleicht viel günstiger produziert

werden, muss der Konsument noch für die kostspielig installierten Anlagen aus dem Jahr 2020 bezahlen. Und zweitens birgt die kostendeckende Einspeisevergütung die Gefahr, dass gerade die teuersten und ineffizientesten Technologien gefördert werden – ohne zu wissen, ob sich just diese Technologie dereinst durchsetzen wird. Vorteilhaft wären dagegen marktlich basierte Förderungsinstrumente, wie sie z.B. mit den Grünen Zertifikaten in Italien angewendet werden (vgl. Box III).

7.3 Optimierung des Stromhandels: Netzausbau und Market Coupling

Stromhandel zur Versorgungssicherheit und für den Wettbewerb

Die Strategie «Kernkraftwerke» ist keineswegs eine Strategie «Stromautarkie». Mit der höheren inländischen Versorgungssicherheit wird die Schweiz keine Strominsel in Europa. Im Gegenteil: die Existenz grosser Kernkraftwerke bedingt eine enge Vernetzung der Schweiz mit ihren Nachbarländern. Fällt ein Kernkraftwerk aus, muss die Option von Importen jederzeit möglich sein. Für kürzere Wartungsarbeiten könnte womöglich ausreichend Spitzenlaststrom aus Speicherkraftwerken zur Verfügung gestellt werden. Für längere Ausfälle jedoch, müssen grössere Strommengen auch an den europäischen Börsen eingekauft und importiert werden können. Aus diesem Grund gilt: Je grösser die Kraftwerke sind, desto grösser ist sinnvollerweise das Marktgebiet, in dem sie sich befinden.

Die enge Vernetzung mit dem Ausland ist auch aus unternehmerischer Sicht relevant. Insbesondere der Handel mit Spitzenlaststrom aus Pumpspeicherkraft-

werken setzt ausreichende Grenzkapazitäten voraus. Nimmt in Europa der Anteil unregelmässiger Windkraft zu, ergeben sich für Schweizer Produzenten attraktive Exportmöglichkeiten. Und schliesslich gibt es auch aus wettbewerbspolitischer Sicht Gründe für die enge Vernetzung. Importkapazitäten ermöglichen grenzüberschreitenden Wettbewerb und erhöhen damit die Effizienz des Marktes. Wie aber kann die Vernetzung bzw. Integration in den europäischen Markt noch verbessert werden? Mittel- bis längerfristig lassen sich die Grenzkapazitäten ausbauen, so dass der internationale Handel erleichtert wird. Kurzfristig kann der grenzüberschreitende Handel durch organisatorische Massnahmen effizienter gestaltet werden.

Netzausbau gegenüber Ländern mit tiefen Preisen

Engpässe im Netz stellen heute faktische Handelsbarrieren dar, sie wirken ähnlich wie Importkontingente. Damit stellen sie aber auch einen Schutz der inländischen Produzenten vor günstigerer ausländischer Konkurrenz dar. Vertikal integrierte Unternehmen, die sowohl in der Produktion als auch im Transportnetz tätig sind, haben damit Anreize, das grenzüberschreitende Netz vor allem gegenüber jenen Ländern auszubauen, in denen die Grosshandelspreise über dem inländischen Niveau sind. Grenzkapazitäten gegenüber Ländern mit tiefen Preisniveaus werden dagegen vernachlässigt (vgl. auch Kapitel 2.2). Damit erschliessen sich die vertikal integrierten Unternehmen potenzielle Exportländer und schützen sich gegen günstigere Konkurrenz. Im Falle der Schweiz müsste man vermuten, dass Verbundunternehmen in erster Linie an Grenzkapazitäten gegenüber dem italienischen Markt interessiert sind. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist ein solcher einseitiger Netzausbau allerdings nicht zweckmässig, zumal er einen Angleich an das höhere italienische Preisniveau impliziert. Insbesondere im Szenario «Überkapazitäten»,

wo ausreichende günstige Produktionskapazitäten in Deutschland und Frankreich vorhanden sind, ist ein Netzausbau im «Schweizer Dach» sinnvoll, damit sich das schweizerische Preisniveau eher am Norden statt am Süden orientiert. Um die Entwicklung der Grenzkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll zu gestalten, muss entweder ein Regulator Netzausbauprojekte aus ökonomischer Sicht steuern, oder der Übertragungsnetzeigner bzw. Betreiber (im Falle der Schweiz SWISSGRID) muss vollständig unabhängig werden, damit seine Netzausbauinvestitionen unabhängig von Produktionsinteressen sind (vgl. auch MEISTER 2007). Sollten ausserdem mittelfristig die Engpasslöse an der Schweizer Grenze tatsächlich für Kapazitätserweiterungen verwendet werden (statt für «Windfall Gains», vgl. Box IV), wäre immerhin die Finanzierung von solchen Projekten erleichtert.

Allerdings gilt es zu berücksichtigen, dass ein signifikanter Ausbau von Grenzkapazitäten auch längerfristig nur schwer möglich ist – Evidenz hierfür ist die anhaltende Existenz zahlreicher Netzengpässe im europäischen Netz. Der Ausbau von Grenzkapazitäten alleine kann nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr machen höhere Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromaustausch auch Anpassungen der inländischen Netzstrukturen nötig – beidseits der Grenze. Bereits heute besteht im Schweizer Übertragungsnetz ein hoher Investitionsbedarf. So beläuft sich das Investitionsvolumen für die Ausbauten im strategischen Übertragungsnetz bis 2015 auf 1.2 bis 1.4 Mrd. CHF.²⁹ Die hohen Kosten, die Eingriffe in die Natur sowie die damit verbundenen langfristigen Bewilligungsprozesse machen daher auch ein Abwägen zwischen einem Netzausbau und dem Bau inländischer Kraftwerke nötig, welche ihrerseits einen Netzengpass beseitigen können. Netzengpässe stellen aus wirtschaftlicher Sicht Anreize für Kraftwerksinvestitionen in jenen Regionen dar, in welchen Produktionsengpässe bzw. hohe Marktpreise existieren.

Market Coupling als kurzfristige Massnahme

In der kurzen Frist kann mit organisatorischen Massnahmen die Effizienz der Nutzung der bestehenden Grenzkapazitäten verbessert werden. Der getrennte Handel von Grenzkapazitäten (direkt bei den Netzbetreibern) und Strom (an den Spotmärkten) macht die Nutzung der Netze heute ineffizient, oft werden vorhandene Kapazitäten nicht oder nur unzureichend genutzt (vgl. Kapitel 3.4). Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher wünschbar, dass sich die Schweiz am Market Coupling der Länder Belgien, Niederlande, Frankreich und bald auch Deutschland anschliesst (vgl. Kapitel 2.2). Allein schon wegen der heute – noch – bestehenden Stromdreh scheibenfunktion der Schweiz ist eine solche Marktintegration sinnvoll.

Bislang fehlt es womöglich auch am Interesse für eine solche Marktintegration. Einerseits würde sie die exklusive Nutzung von Grenzkapazitäten (an der Grenze Frankreich-Schweiz) durch Schweizer Verbundunternehmen in Frage stellen, andererseits könnten auch interessante Handlungsoptionen entfallen. Die Ineffizienz des getrennten Handels von Grenzkapazitäten und Strom offeriert Händlern bislang interessante Arbitrage- und damit Gewinnmöglichkeiten. Die höhere Komplexität des internationalen Handels erschwert dagegen Versorgern oder Grosskunden den direkten Einkauf von Strom aus dem Ausland.

.....

Der internationale Elektrizitätsmarkt begünstigt Schweizer Produzenten, die über einen grossen Anteil Wasserkraft in ihrem Produktionsportfolio verfügen. Weil auch die Schweizer Marktpreise vermehrt durch die internationalen Entwicklungen bestimmt werden, wirken sich steigende Gas-, Kohle- und CO₂-Preise positiv auf die Rentabilität von Wasserkraftwerken aus.

Die Schweizer Verbundunternehmen wie AXPO (mit den Gesellschaften EGL, NOK und CKW), BKW, RE und Eos sind direkt oder indirekt mehrheitlich im Eigentum der Kantone, EWZ ist im Eigentum der Stadt Zürich (vgl. MEISTER 2007, S. 19). An vielen Partnerwerken sind die Kantone ausserdem direkt beteiligt. Grundsätzlich liesse sich daher argumentieren, dass hohe Strompreise in der Schweiz letztlich auch dem Steuerzahler zugute kommen. Insofern wären steigende Strompreise eine Art Nullsummenspiel, weil mit der höheren Stromrechnung eine tiefere Steuerrechnung einher geht. Bei näherer Betrachtung relativiert sich die Attraktivität einer grossen staatlichen Beteiligung an den Verbundunternehmen und den Partnerwerken sehr. Dies aus drei Gründen:

- 1) Staatliche Monopolbetriebe sind keine adäquate Alternative für Steuereinnahmen. Im Gegensatz zu den direkten Steuern kann auf der Stromrechnung keine individuelle Einkommens- und Ausgabensituation berücksichtigt werden. Solche versteckte indirekte Steuern sind ordnungs-, verteilungs- und fiskalpolitisch fragwürdig.
- 2) Aus ordnungspolitischer Sicht ist es nicht zulässig, wenn der Staat Mehrheitseigner an einem Unternehmen bleibt, welches im Zuge der Liberalisie-

rung in einem freien und wettbewerblichen Markt agiert. Durch die Marktöffnung und die Einschränkung von Monopolmacht entfällt die Notwendigkeit des staatlichen Eigentums, auch deshalb, weil Konsumenten künftig Wahlfreiheit haben und selber entscheiden, wo sie den Strom kaufen. Aufgrund der staatlichen Mehrheitsbeteiligung drohen Marktverzerrungen und Benachteiligungen von privaten, unabhängigen Unternehmen. Als Regulator, Gestalter der Rahmenbedingungen sowie Eigner von Stromproduzenten und -händlern hat der Staat eine zweifelhafte Mehrfachrolle, die einen fairen Wettbewerb in Frage stellt. In einem liberalisierten Markt muss der Staat zwangsläufig als neutrale Partei auftreten. Interessen der Öffentlichkeit kann er nicht mehr über die Beeinflussung von Unternehmensstrategien, sondern muss er vielmehr durch die Gestaltung der Rahmenbedingungen wahrnehmen. Eine von den Marktakteuren unabhängige Aufsichtsbehörde ist auch im Hinblick auf neue Kernkraftwerke nötig: Je unabhängiger die Behörden von den Betreibern sind, desto konsequenter werden sie ihre Aufgabe wahrnehmen

- 3) Konsequenterweise darf ein Kanton mit seiner Beteiligung an einem Verbundunternehmen nur noch finanzielle Ziele verfolgen. Dann stellt sich die Frage, ob eine anhaltende Mehrheitsbeteiligung für die Kantone aus finanzieller Sicht attraktiv ist. Grundsätzlich bestehen für die Kantone drei Optionen im Umgang mit ihren Beteiligungen: I) Festhalten an ihrer Mehrheitsbeteiligung; II) Verkauf der Mehrheitsbeteiligung und Investition in alternative (diversifizierte) Anlagemöglichkeiten oder III) Verkauf der Mehrheitsbeteiligung und Reduktion der Staatsschuld; die Reduktion der Staatsschuld ihrerseits reduziert die Schuldenlast. Eine einfache Investitionsrechnung kann Aufschluss über die relative Vorteilhaftigkeit der

Strategien geben. Gegen die Option I) spricht allerdings in erster Line das Problem eines «Klumpenrisikos». Mit der Liberalisierung des Marktes entstehen auch neue wirtschaftliche Risiken sowie Reputationsrisiken, denen die Kantone als Grossaktionäre direkt ausgesetzt sind (vgl. auch MEISTER und ZÜRCHER 2008). Wirtschaftliche Risiken entstehen durch die steigende Relevanz der Handelsaktivitäten der Verbundunternehmen an den Termin- und Spotmärkten, durch den zunehmenden Wettbewerb in Europa sowie durch technologische Entwicklungen, wie sie auch in Kapitel 6.2 dargestellt wurden. Weil Kraftwerksinvestitionen mit einem Zeithorizont von bis zu 60 Jahren geplant werden, sind diese Risiken besonders ausgeprägt. Doch unabhängig von den finanziellen Risiken stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, wenn kantonale politische Entscheidungsträger die Strategie der Verbundunternehmen mitbestimmen. Statt politische benötigen Verbundunternehmen im freien Markt betriebswirtschaftliche Entscheide. Dazu gehören auch Entscheide, die womöglich ein Reputationsrisiko beinhalten. Die Expansion in internationale Märkte – möglicherweise mit zweifelhaftem politischem Hintergrund – kann in diese Kategorie gehören. Das EGL-Engagement im Iran ist ein Beispiel hierfür. Damit offenbart sich der Zielkonflikt eines staatlichen Engagements. Als Mehrheitsaktionäre der Verbundunternehmen wären die Kantone gut beraten, durch ihren Einfluss auf die Geschäftsführung diese Risiken gering zu halten – entgegen dem betriebswirtschaftlichen Optimum. Solche Einschränkungen gehen jedoch zulasten internationaler Wettbewerbsfähigkeit der Verbundunternehmen.

Literatur

- AG NTC (2005): Kapazitätsberechnung an der Grenze Deutschland – Schweiz
- BALMER, Markus, Dominik MÖST und Daniel SPRENG (2006): Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb; VDF HOCHSCHULVERLAG AG an der ETH Zürich
- BORNER, Silvio (2002): Kommentar zur Studie Zweifel/Schneider; Universität Basel, zuhanden Bundesamt für Energie
- BFE: Bundesamt für Energie (2006): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2005
- BFE: Bundesamt für Energie (2007a): Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 / Synthese, Bern
- BFE: Bundesamt für Energie (2007b): Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen, Bern (Studie Ecoplan)
- BFE: Bundesamt für Energie (2007c): IEA-Tiefenprüfung der Schweizerischen Energiepolitik – Kritische Würdigung und Empfehlungen; Übersetzung des OECD/IEA-Reports, Bern
- BFE: Bundesamt für Energie (2007d): Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2006, Bern
- BFE: Bundesamt für Energie (2007e): Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse, Bern
- BFE: Bundesamt für Energie (2008): Faktenblatt 2: Kostendeckende Einspeisevergütung, Bern
- BRITISH PETROLEUM (2007): Statistical Review of World Energy
- BUNDESAMT FÜR ENERGIE und PAUL SCHERRER INSTITUT (2005): Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten
- BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (2007): Revidierter Nationaler Allokationsplan 2008-2012, Berlin
- BMWI, BMU UND BMBF (September 2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland
- BMWI: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006): Energieversorgung für Deutschland – Statusbericht zur Energieversorgung für den Energiegipfel, Berlin
- BUNDESNETZAGENTUR (2007): Aktuelle Kraftwerksprojekte und deren Implikationen für das Übertragungsnetz, Bonn
- CREDIT SUISSE (17.3.2003): European/Italy Electric Utilities Market Weight
- CREDIT SUISSE EQUITY RESEARCH (2006): Power Quarterly, 3Q06
- DEFILLA, Steivan und Jean-Christophe FÜEG (2008): Energieaussenpolitik der Schweiz; in: Die Volkswirtschaft, S. 12-13
- DEUTSCHE BANK RESEARCH (März 2007): EU-Energiepolitik: Höchste Zeit zu handeln, S. 13
- DENA: DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, Berlin
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (2007) : The Role of Nuclear Power in a low Carbon UK Economy, Consultation Document
- DER BUND (04.07.2007): BKW wollen ab 2011 mit Gas Strom produzieren; Mittwoch, 4. Juli 2007
- DER SCHWEIZERISCHE BUNDESRAT (28.06.2006): Erwägung bezüglich des Gesuchs der Nagra gemäss Antrag UVEK vom 14. Juni 2006, Bern
- DEUTSCHE MONOPOLKOMMISSION, STROM UND GAS (2007): Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung
- DEWI/E.ON NETZ/EWI/RWE TRANSPORTNETZ STROM/VE TRANSMISSION (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln
- EDER, Florian (21.4.2008): Enel nutzt politischen Umschwung zum Neustart der Kernkraft; in: FINANCIAL TIMES DEUTSCHLAND
- EGL: Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (2005): Kraftwerkspark EU+
- ENBW: Energie Baden-Württemberg AG (2008): Quartalsfinanzbericht, Januar bis März 2008

- ENERGIEFORUM SCHWEIZ (2008): Energie-Nachrichten: Die Klimastrategie der EU, ein Wegweiser für die Schweiz, 2/2008
- EWI, EEFA: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Energy Environment Forecast Analysis (2005): EWI und Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland; Köln
- ENZENSBERGER, Norbert, Wolf FICHTNER und Otto RENTZ (2000): Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft vor dem Hintergrund des liberalisierten europäischen Strommarkts; Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe
- ERNST & YOUNG (2006): Energiemix 2020 – Szenarien für den deutschen Stromerzeugungsmarkt bis zum Jahr 2020
- EU-KOMMISSION (2005): Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, Brüssel
- EU-KOMMISSION (2007): Eine Energiepolitik für Europa, Brüssel
- EURELECTRIC (2005): Integrating Electricity Markets through Wholesale Markets : Eurelectric Road Map to a Pan-European Market
- EUROSTAT (2007a): Elektrizitätsstatistik 2006
- EUROSTAT (2007b): Indikatoren für die Liberalisierung des europäischen Strommarkts
- FILIPPINI, Massimo (26.05.2007): Sind Atomkraftwerke ökonomisch interessant? In: Neue Zürcher Zeitung
- FORSA (August 2006): Meinungen zum Ausstieg aus der Atomkraft, Berlin
- FRONTIER ECONOMICS (2008): Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz, Bonn
- FUSTER, Thomas (17.06.2008): Poker um neue Gaspipelines nach Europa; in: NEUE ZÜRCHER ZEITUNG, S. 25
- GLACHANT, Jean-Michel und Dominique FINON (2005): A Competitive Fringe in the Shadow of a State Owned Incumbent: The Case of France; in: The Energy Journal, Vol. 26, Nr. 4
- HAAS et al. (2007): The Relevance of Crossborder Transmission Capacities for Competition in the Continental European Electricity Market
- HEINZOW, Thomas (April 2008): Energieversorgung durch moderne Kraftwerke; Forschungsstelle Nachhaltige Umweltentwicklung der Universität Hamburg, Präsentation, S. 16
- HIRSCHHAUSEN, Christian von, Hannes Weigt und Georg Zachmann (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Dresden
- INGENIEURBÜRO FÜR NEUE ENERGIEN «IFNE» (2007): Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare Energien-Gesetzes, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 36
- JOSKOW, Paul L. (2006): The Future of Nuclear Power in the United States: Economic and Regulatory Challenges CEEPR
- KIENER, Eduard (27.03.2003): Zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Kernenergie; in: Neue Zürcher Zeitung
- KIRCHNER, Almut (März 2007): Die Energieperspektiven 2035 für die Schweiz, Präsentation im Rahmen des Energy Science Colloquium an der ETH Zürich
- KRÄGENOW, Timm (8.02.2008): Regierung sieht keine Stromlücke; in: Financial Times Deutschland, S. 13
- LONDON ECONOMICS (2007): Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005
- MCKINSEY (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland
- MEISTER, Urs: Elektrizitätsmarkt (September 2007): Wettbewerb und Entflechtung des Swiss Grid, AVENIR SUISSE, Diskussionspapier 01

- MEISTER, Urs und Boris ZÜRCHER (24.07.2007): Gas-kraftwerke schliessen «Stromlücke» nicht; in: NEUE ZÜRCHER ZEITUNG
- MEISTER, Urs und Boris ZÜRCHER (31.05.2008): BKW ist ein Risikofaktor für Bern; in: BERNER ZEITUNG
- MIHM, Andreas (25.09.2007): Glos will Ausbau des Stromnetzes beschleunigen; in: FRANKFURTER ALLGEMEINE ZEITUNG, FazNet (www.faz.net, Juni 2008)
- MÜSGENS, Felix (2004): Market Power in the German Wholesale Electricity Market, Working Paper, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
- NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (20. März 2008): Israel protestiert gegen Calmy-Reys Iran-Reise, S. 16
- NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (23. Mai 2008): Italiens Regierung für Rückkehr zur Kernkraft, S. 21
- NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (29. Juni 2008): Berlin beschliesst ehrgeiziges Klimaschutz-Programm, S.19
- OCKENFELS, Axel, Veronika GRIMM und Gregor ZOETTL (II.3.2008): Strommarktdesign, Gutachten im Auftrag der EEX zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, S. 71-73
- OECD/IEA (2006): World Energy Outlook 2006
- OECD/IEA (March 2007): Energy Technology Essentials
- OECD/IEA (2005) : Lessons from Liberalised Electricity Marktes
- OSCE (2007): Wirtschaftsbericht Italien 2006
- PSI: PAUL SCHERRER-INSTITUT (2005): CO₂-freie Stromperspektiven für die Schweiz; in: Energie-Spiegel Nr. 14
- PSI: PAUL SCHERRER-INSTITUT (2005): Neue Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten
- PLOT, Michel (Version 2007): Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz, Master of Advanced Studies in Energy/EPFL
- PROGNOS (2008) im Auftrag des BFE: Kosten Neuer Kernkraftwerke: Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035, Basel
- ROSENTHAL, Elisabeth (23.4.2008): Europe Turns Back to Coal, Raising Climate Fears; in: The New York Times
- ROTH, Thomas (2007): Klimaneutrale Schweiz – eine Option für die schweizerische Klimapolitik nach 2012; in: DIE VOLKSWIRTSCHAFT, 9-2007
- RWE (June 2007): Fact Book Generation Capacity in Europe
- SARASIN: Sonnige Aussichten für die Solarbranche; in: Sarstainable, April 2007
- SATW: Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (2006): Road Map Erneuerbare Energien Schweiz, Zürich
- SCHAFHAUSEN, Franzjosef (2008): Das europäische Emissionshandelssystem: der Stand in Brüssel und Berlin, Präsentation anlässlich der Berliner Energietage
- SCHLIERER, Hans-Jörg (2007): Atomkraft – ja bitte: Der unbeschwerte Umgang Frankreichs mit Kernenergie; in: ECOLE DE MANAGEMENT LYON: Dokumente 6/07
- SCHRÖTER, Jochen (2004): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland; Diplomarbeit Technische Universität Berlin, eingereicht bei Prof. Dr. rer. pol. Georg ERDMANN
- SCHWEIZERISCHE AKADEMIE DER TECHNISCHEN WISSENSCHAFTEN (2006): Road Map Erneuerbare Energien Schweiz; Zürich, S. 12-13
- SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT (2007): Botschaft zum Bundesbeschluss über die Genehmigung und die Umsetzung von Übereinkommen zur Haftung auf dem Gebiet der Kernenergie, Bern
- SENSEFUSS, Frank und Mario RAGWITZ (2006): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Fraunhofer-Institut

- SWISS RE (2003): Nuklearrisiken in der Sachversicherung – Grenzen der Versicherbarkeit, Zürich
- TERNA (2007a): International Comparison 2006; www.terna.it (Juni 2008, ELECTRIC SYSTEM: STATISTICAL DATA)
- TERNA (2007b): Powerplants 2006, www.terna.it (ELECTRIC SYSTEM: STATISTICAL DATA)
- THE ECONOMIST (14.06.2008): Let them heat coke: How green taxes hurt the poor; in: THE ECONOMIST
- TILLWICKS, Thomas (2005): Engpassauktionen an der Grenze D-CH ab Januar 2006; Infoveranstaltung Etrans in Stuttgart
- VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- UND KRAFTWIRTSCHAFT (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Dresden
- VONTOBEL (April 2008): Strommarktliberalisierung Schweiz: Schall und Rauch?
- VONTOBEL EQUITY RESEARCH SWITZERLAND (10.1.2008): EG Laufenburg
- VSE (2006): Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050, Aarau
- WALDERMANN, Anselm (28.3.2008): Chinesen überschwemmen Deutschland mit Solarzellen, Spiegel-Online
- WAWER, Tim (2007): Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 31
- WEIGT, Hannes und Christian von HIRSCHHAUSEN (2007): Aktive Wettbewerbspolitik für effiziente Elektrizitätserzeugungsmärkte – Europäische Erfahrungen und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen; in: ZNER Heft 1, S. 218 - 223
- ZWEIFEL, Peter, Massimo FILIPPINI und Susanne BONOMO (1997): Elektrizitätstarife und Stromverbrauch im Haushalt – neue Erkenntnisse aus der Schweiz, Heidelberg, Physica

Endnoten

- ¹ Grüne Zertifikate sind die Grundlage für einen Handel von Quoten für erneuerbare Energien im Lieferportfolio. Dabei verpflichten sich Stromlieferanten, einen bestimmten Anteil ihrer Stromlieferungen (Quote) aus erneuerbaren Quellen zu erbringen. Zu diesem Zweck müssen sie entweder Ökostrom selber produzieren oder Zertifikate hinzukaufen, die den Ökostromproduzenten für jede Einheit erzeugten Stroms ausgestellt werden. Weisse Zertifikate stellen sogenannte Energieeffizienz-zertifikate dar. Dabei handelt es sich um handelbare Quoten für Energieeinsparungsmassnahmen auf der Nachfrageseite (DEMAND SIDE MANAGEMENT). Dabei werden Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, bei ihren Verbrauchern entsprechende Massnahmen zu implementieren. Gelingt es nicht, die entsprechenden Verbrauchsreduktionen zu implementieren, können weisse Zertifikate dazugekauft werden.
- ² Grosshandelspreise für Gas: Durchschnitt der bezahlten Spotpreise in Zeebrugge; Grosshandelspreise für Kohle: gemäss dem Deutschen Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, vgl. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html> (Mai 2008)
- ³ Für Unmut sorgte in Deutschland zudem die Tatsache, dass die gratis erhaltenen Zertifikate von Stromversorgern noch vor dem Preiserfall als zusätzliche Kostenfaktoren in den Konsumentenpreisen mitkalkuliert wurden. Begründet wurde dies mit dem Verzicht auf den alternativ möglichen Verkauf der Zertifikate.
- ⁴ Preis für Steinkohle im ersten Quartal 2008 gemäss Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, vgl. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html> (Juni 2008)
- ⁵ Vgl. <http://www.bild.de/BTO/news/2007/01/14/umfrage-atomausstieg/atom-ausstieg-umfrage.html> (Juni 2008)
- ⁶ Vgl. <http://www.faz.net/d/invest/meldung.aspx?id=78277671> (Juni 2008)
- ⁷ Nettoleistung (nach Abzug des Eigenverbrauchs)
- ⁸ Nettoleistung (nach Abzug des Eigenverbrauchs)
- ⁹ Unter der Annahme einer Verfügbarkeit von 90% (vgl. auch PSI 2005, S. 400)
- ¹⁰ Vgl. http://www.swissgrid.ch/services/swiss_grid/ (Juni 2008)
- ¹¹ Vgl. dazu auch Ausführungen von Kiener (2003) gemäss http://www.atomenergie.ch/Portrait_neu.cfm?job=7785147&fsee=1 (Juni 2008)
- ¹² http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/auktion_d_ch und <http://www.eex.com/de> (Juni 2008)
- ¹³ Eine detaillierte Dokumentation des ITC-Fonds sowie des Florenzer Prozesses findet sich unter http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm (Juni 2008)
- ¹⁴ Netz- und damit Marktzugang haben gemäss StromVG vorerst lediglich Grosskunden mit einem Mindestverbrauch von 100MW/h pro Jahr. Sie können frei wählen, ob sie davon Gebrauch machen oder weiter als «feste Endverbraucher» gelten wollen.
- ¹⁵ Berechnungen im Rahmen des europäischen Projekts ExternE zeigen, dass externe Kosten für die Kohle- und Gaskraftwerke (2 bis 8 Cent bzw. 0.8 bis 3 Cent pro kWh) tendenziell höher liegen als die externen Kosten von Atom- und Wasserkraftwerken (0.3 bis 0.7 Cent bzw. 0.2 bis 0.6 Cent pro kWh) (vgl. Filippini 26.05.2007)
- ¹⁶ Vgl. <http://www.BFE.admin.ch/energie/00588/00589/00644/?lang=de&msg-id=3845> (Juni 2008)
- ¹⁷ Vgl. <http://www.atomenergie.ch/de/entsorgungs-stilllegungskosten.html> (Juni 2008)

- ¹⁸ Vgl. <http://www.wirtschaftsblatt.at/home/boerse/investor/319777/index.do> (Juni 2008)
- ¹⁹ Vgl. <http://www.BFE.admin.ch/radioaktiveabfaelle/index.html?lang=de> (Juni 2008)
- ²⁰ Vgl. <http://www.BFE.admin.ch/radioaktiveabfaelle/01278/01336/index.html?lang=de> (Juni 2008)
- ²¹ Vgl. http://leifi.physik.uni-muenchen.de/web_ph10/umwelt-technik/13gud/gud.htm (Juni 2008)
- ²² Vgl. Auch http://www.nord-stream.com/gas_for_europe.html?&L=1 (Juni 2008)
- ²³ Vgl. <http://www.bafu.admin.ch/dokumentation/medieninformation/00962/index.html?lang=de&msg-id=19126> (Juni 2008)
- ²⁴ Natürlich hätte ein Gasmangel auch in Frankreich und Deutschland Konsequenzen. Das Fehlen von Gas impliziert insbesondere Probleme bei der Bereitstellung von Spitzenenergie. Die Folge ist ein Auseinanderdriften von Grund- und Spitzenlastpreisen.
- ²⁵ Die relative Attraktivität von Gaskraftwerken kann aus Sicht der Betreiber durch die Nutzung von Abwärme im Rahmen einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gesteigert werden. So könnte die Gesamtenergieeffizienz einer Anlage auf bis zu 80% gesteigert werden. Das allerdings setzt voraus, dass in der Umgebung der Anlage die Abwärme tatsächlich genutzt werden kann. Ähnliches gilt natürlich auch für Kohle- oder Kernkraftwerke, deren Abwärme genutzt werden kann.
- ²⁶ Vgl. <http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2007-11/artikel-9579212.asp> (Juni 2008)
- ²⁷ In den Energieperspektiven des BFE wird angenommen, dass die Nutzung von Geothermie im Jahr 2035 einen technischen Durchbruch im Jahr 2020 voraussetzt (vgl. BFE 2007a, S.42)
- ²⁸ Vgl. <http://www.faz.net/s/Rub58BA8E456DE64F1890E34F4803239F4D/Doc~E8F59B5DBAE854A659AF5F281012E7A05~ATpl~Ecommon~Spezial.html> (Juni 2008)
- ²⁹ Vgl. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/?lang=de&msg-id=11542> (Juni 2008)

Zu dieser Publikation

Die Inhalte der vorliegenden Publikation über Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext wurden in zahlreichen Diskussionen mit Avenir-Suisse-internen und externen Fachleuten kritisch diskutiert und überprüft. Besonders wertvolle Hinweise geliefert haben Michel Piot und einmal mehr Beat Kappeler als Lektor.

Impressum

© 2008 Avenir Suisse, Zürich

www.avenir-suisse.ch

Produktion: Jörg Naumann (Avenir Suisse)

Korrektur: Adrian Tschirky (Avenir Suisse)

Gestaltung und Satz: Blackbox AG, Kilchberg

Druck: Druckerei Robert Hürlimann AG, Zürich

