

URS MEISTER

Energiesicherheit ohne Autarkie

Die Schweiz im globalen Kontext



VERLAG NEUE ZÜRCHER ZEITUNG

NZZ Libro

ENERGIESICHERHEIT
OHNE AUTARKIE –
DIE SCHWEIZ
IM GLOBALEN KONTEXT

URS MEISTER

AVENIR SUISSE 2010

© 2010 Avenir Suisse und Verlag Neue Zürcher Zeitung, Zürich

Gestaltung und Satz: blackbox.ch

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechts.

ISBN: 978-3-03823-682-5

www.nzz-libro.ch

NZZ Libro ist ein Imprint der Neuen Zürcher Zeitung

INHALT

01/EINLEITUNG	7
1.1 Von der Versorgungs- zur Sicherheits-, Klima- und Wirtschaftspolitik	8
1.2 Schweizer Energieversorgung im europäischen Kontext	9
1.3 Inhalt der Publikation	11
 02/KONJUNKTUR, WACHSTUM UND ENERGIENACHFRAGE	 15
2.1 Entwicklung der Energienachfrage	15
2.2 Energie und Konjunktur	23
2.3 Energie und Wirtschaftswachstum	29
2.4 Schlussfolgerungen für die Schweiz	46
 03/GLOBALE ENTWICKLUNGEN DES ENERGIEANGEBOTS	 55
3.1 Begrenzte fossile Energien – eine Übersicht	55
3.2 Erdöl: Nationalisierung und geringe Investitionen	58
3.3 Erdgas: Neues Potenzial durch unkonventionelle Ressourcen	74
3.4 Strom: Steigender Anteil von Gas	97

04/STRUKTUREN UND RISIKEN DER SCHWEIZER ENERGIEVERSORGUNG	123
4.1 Erdöl: Abhängigkeit vom Weltmarkt	123
4.2 Gas: Die Schweiz als Transitland	129
4.3 Strom: Vernetzt in Europa	136
4.4 Formelle Integration im europäischen Markt	155
4.5 Risiken der Schweizer Energieversorgung – ein Fazit	162
05/EUROPÄISCHE VERSORGUNGSSTRATEGIEN	177
5.1 Europäische Energiepolitik	177
5.2 Marktintegration gegen divergierende Interessen	180
06/STRATEGIEN FÜR DIE SCHWEIZ	191
6.1 Übersicht	191
6.2 Lagerhaltung: Handlungsbedarf beim Gas	193
6.3 Netz- und Transportinfrastruktur: Bewilligungen und Finanzierung	199
6.4 Inländische Erzeugung: Vorteile der Kernkraft	215
6.5 Langfristige Bezugsverträge und Investitionen im Ausland: Kommerzielle Motivation	235
6.6 Nachfragesenkung: Handlungsbedarf bei Treibstoff und Strom	240
6.7 Änderung von Eigentumsstrukturen: Berücksichtigung der Risiken	250
6.8 Energieaussenpolitik: Nutzen einer stärkeren Integration	254
07/SCHLUSSFOLGERUNGEN	259
7.1 Energiebedarf und Versorgungsrisiken	259
7.2 Beurteilung strategischer Handlungsoptionen	263

LITERATURVERZEICHNIS	275
ENDNOTEN	289
ZU DIESEM BUCH	301

01/ EINLEITUNG

Energie gilt als wichtige Grundlage für die wirtschaftliche Entwicklung und damit für den Wohlstand. Häufig wird Energie neben menschlicher Arbeit und Kapital als dritter Produktionsfaktor interpretiert. Daneben setzt auch der Konsum von Gütern und Dienstleistungen die Verwendung von Energie voraus. Mit den gestiegenen Ansprüchen an die Mobilität, den Raumbedarf sowie die Ausstattung mit elektronischen Geräten hat der Bedarf an Energie in den vergangenen Jahren ständig zugenommen. Dennoch wurde dem Faktor Energie in den Wirtschaftswissenschaften lange Zeit wenig Gewicht beigegeben. Energie war in den Anfängen der Industrialisierung relativ günstig und vor allem reichlich verfügbar. Die ökonomischen Wachstumstheorien interessierten sich vielmehr für Verteilungsfragen, weshalb die in den Modellen verwendeten Produktionsfunktionen vorerst nur Kapital und Arbeit berücksichtigten. Mit der Publikation «Die Grenzen des Wachstums» im Jahr 1972 sowie der ersten Ölkrise im Jahr 1973 erhielt das Thema Energieversorgungssicherheit schlagartig eine grössere Bedeutung. Mehr als drei Jahrzehnte später ist es wieder ins Zentrum des öffentlichen Interesses gerückt. 2008 weckten die rekordhohen Öl-, Gas- und Kohlepreise Befürchtungen hinsichtlich eines baldigen Energiemangels. Ausserdem illustrierte der russisch-ukrainische Gaskonflikt Ende 2008 die hohe Abhängigkeit und Erpressbarkeit Europas.

1.1 Von der Versorgungs- zur Sicherheits-, Klima- und Wirtschaftspolitik

Die Energieversorgung hat im politischen Prozess ein zunehmendes Gewicht erhalten und wird sowohl im Kontext von Sicherheitspolitik als auch der Klima- und Wachstumspolitik diskutiert. Die sicherheitspolitische Relevanz des Themas resultiert nicht zuletzt aus der vermeintlichen Abhängigkeit Europas von Russland oder den Ländern des Nahen Ostens. Mit dem zunehmenden Energiehunger aufstrebender Schwellenländer wie China oder Indien nimmt ausserdem die Befürchtung zu, dass der «Kampf» um die begrenzten Öl-, Gas- und Kohlevorräte künftig weit weniger zimperlich als in der Vergangenheit ausgetragen wird. Marktmechanismen, die über Angebot und Nachfrage den Preis und damit die Verteilung bzw. die Nutzung der Energien steuern, drohen in einer solchen Welt in den Hintergrund zu geraten. Die Verteilung von Energie orientiert sich darum vermehrt an der faktischen Macht, im Extremfall an der militärischen Überlegenheit. Ein Symbol für diese unfreundliche Welt war eine russische Nordpol-Expedition im Jahr 2007, als bei einer Tauchaktion eine russische Flagge aus Titan in rund 4000 Metern Tiefe auf dem Grund des Eismeeress aufgestellt wurde, um die territorialen Ansprüche auf die damit verbundenen Ressourcen zu untermauern.¹

Neben den befürchteten Verteilungskämpfen prägt das Thema Klimawandel die Diskussionen um die künftige Energieversorgung. Die Einschränkung des Verbrauchs fossiler Energien wie Öl, Gas und Kohle gilt als zentrales Mittel zur Senkung des CO₂-Ausstosses, der als wichtigste Ursache des Klimawandels angesehen wird. Die Forderung nach ehrgeizigen CO₂-Reduktionszielen wird nicht zuletzt mit einem doppelten Nutzen begründet. Ein geringerer Verbrauch fossiler Energien reduziert nicht nur den CO₂-Ausstoss, sondern auch die Abhängigkeit von Importen und damit die politische Erpressbarkeit durch wenige rohstoffreiche Lieferländer. Klimapolitik wird damit zur

Energieversorgungssicherheitspolitik. Häufig geht damit sogar der Wunsch nach einer eigentlichen Energie-Unabhängigkeit einher. Das ist keineswegs neu. Die Forderung nach «Energy Independence» wurde erstmals von US-Präsident Richard Nixon aufgestellt, vier Wochen nachdem das Ölembargo 1973 in Kraft trat [vgl. YERGIN 2006, S. 71]. Als Ziel definierte er, dass die USA bis 1980 kein Öl mehr importieren sollten. Ähnliche Ziele wurden in der Folge von jedem US-Präsidenten proklamiert – was allerdings nichts an der faktischen Importabhängigkeit der USA änderte.² Die Forderung nach einer konsequenten Reduktion des CO₂- und Energieverbrauchs wird häufig mit ökonomischen Argumenten unterstrichen. Dabei wird darauf verwiesen, dass das Wirtschaftswachstum immer weniger auf Energie angewiesen ist. In der Tat nahm die Energieeffizienz zu, so dass es in vielen westlichen Industrieländern seit den 1990er Jahren zu einer scheinbaren Entkoppelung zwischen dem Wachstum der Wirtschaft und dem Energieverbrauch kam. Dieser Umstand verleitet zur Annahme, dass eine strikte Energie- und Klimapolitik keine negativen Folgen für das Wirtschaftswachstum hat. Im Gegenteil wird häufig sogar unterstellt, dass dadurch neue inländische Arbeitsplätze sowohl im Bau- als auch im Energietechnologiesektor entstehen, was netto zu einer höheren Wirtschaftsleistung führt. Energiepolitik wird damit faktisch zur Wirtschafts- oder gar Industriepolitik.

1.2 Schweizer Energieversorgung im europäischen Kontext

In der Schweiz hat die Energieversorgung aufgrund der absehbaren Stilllegung von älteren Kernkraftwerken eine zusätzliche Bedeutung erhalten. Dabei stehen grundsätzlich zwei Haltungen im Vordergrund. Die Strombranche und auch viele politische Kreise verweisen auf die zunehmende Relevanz von Elektrizität im künftigen Energiemix, die Gefahr steigender Importe und die damit einhergehende Abhängigkeit von unsicheren Lieferungen aus dem Ausland. Der Bau neuer Grosskraftwerke wird als zentrale Strategie für die

Versorgungssicherheit angesehen, um damit die «energetische Unabhängigkeit» der Schweiz zu garantieren [vgl. auch nzz 2010, S. 12]. Andere Kreise sehen die Möglichkeit einer Art «Energierevolution», bei welcher die Schweiz hinsichtlich Energieeffizienz und neuer erneuerbarer Energien eine Vorreiterrolle spielen und wirtschaftlich profitieren kann. Auch hierbei spielt die Forderung nach Unabhängigkeit von (fossilen) Energien aus dem Ausland häufig eine zentrale Rolle. Damit das möglich ist, bräuchte es einschneidende Massnahmen zur Verbrauchsreduktion, was nicht zuletzt mit dem Ziel der «2000-Watt-Gesellschaft» angestrebt wird.

Bei genauerer Betrachtung sind beide Sichtweisen zu eng. Fossile Brenn- und Treibstoffe werden noch längere Zeit im weltweiten und auch im Schweizer Energiemix eine bedeutende Rolle spielen. Eine einseitige Fokussierung auf das Thema Elektrizität greift daher zu kurz und wird dem Thema Versorgungssicherheit nicht gerecht. Zudem ist die Schweizer Stromversorgung alles andere als autark. Aus technischer und ökonomischer Sicht ist ein effizienter Stromaustausch mit dem Ausland sinnvoll und nötig. Selbst der Bau neuer Grosskraftwerke ändert dies nicht. Wegen der engen Vernetzung mit Europa – wo Elektrizität vor allem durch fossile Kraftwerke erzeugt wird – bestehen zudem enge Interdependenzen zwischen der Strom- und der Gasversorgung. Davon ist auch die Schweiz betroffen. Die Herausforderungen der Energieversorgung lassen sich auch nicht mit strikten Verbrauchsreduktionen lösen. Eine höhere Effizienz sowie Veränderungen bei der Zusammensetzung des Energieportfolios vermögen den Wachstumstrend des Verbrauchs zwar abzuschwächen, allerdings wird er dadurch nicht nachhaltig gebrochen oder gar umgekehrt. Auch ist eine inhaltliche Verbindung zwischen der Förderung von Energieeffizienz und neuen erneuerbaren Energien mit Wirtschafts- und Industriepolitik (Stichwort «Clean Tech») nicht sinnvoll. Letztlich besteht die Gefahr, dass ineffiziente Subventionen Wirtschaftszweige fördern, die längerfristig in einem freien und internationalen Markt kaum überlebensfähig wären.

1.3 Inhalt der Publikation

Die vorliegende Publikation schenkt den internationalen Entwicklungen und den daraus erwachsenden Herausforderungen bewusst ein grosses Gewicht. Die faktische Integration in den weltweiten und europäischen Energiemarkt beeinflusst nicht nur die physische Versorgung, sondern auch die Preisbildung sowohl bei Öl und Gas als auch beim Strom. Die fehlenden inländischen fossilen Energien sowie die technischen Gegebenheiten im vernetzten europäischen Strommarkt machen eine Unabhängigkeitsstrategie faktisch unmöglich oder mindestens immens teuer. Das Ziel einer sinnvollen Energiepolitik muss daher «Versorgungssicherheit» heissen, nicht Autarkie. Das aber setzt voraus, dass man sich mit dem internationalen Kontext auseinandersetzt. Oder wie der US-Historiker, Ökonom und Energie-Publizist Daniel Yergin feststellte: «It must be recognized that energy security does not stand by itself but is lodged in the larger relations among nations and how they interact with one another» [YERGIN 2006, S. 69].

Versorgungssicherheit definiert sich im Allgemeinen als die Verfügbarkeit und Verlässlichkeit der Energiezulieferung zu akzeptablen Preisen [vgl. auch PRÖFROCK 2007, S. 2]. Aus einer ökonomischen Perspektive scheint diese eher unscharfe Definition einen Widerspruch in sich zu tragen, schliesslich gilt der Preis auf einem funktionierenden Markt als Instrument des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage. Strategien für eine sichere Versorgung mit Energie sollten diesen Marktmechanismus nicht schwächen, sondern sich zunutze machen. Das aber bedeutet nicht, dass die Begriffsdefinition fehlerhaft ist. Der gleichzeitige Hinweis auf die technisch-physikalische Sicherheit und die Preise illustriert vielmehr, dass die eindimensionale Maximierung der Sicherheit nicht das vorrangige Ziel sein kann. Vielmehr sind bei der Bestimmung von Strategien und Massnahmen deren Kosten und Nutzen im Sinne ihrer marginalen Wirkungen abzuwägen. Damit stellt sich zwangsläufig auch die Frage, wie allfällige Kosten einer Strategie auf die Akteure verteilt werden.

Bei der Definition von Strategien zur Sicherung der Energieversorgung gilt es zudem, ordnungspolitische Grundsätze zu berücksichtigen. Die zentrale Bedeutung der Energie impliziert zweifelsohne ein übergeordnetes volkswirtschaftliches Interesse an einer sicheren Versorgung. Aufgrund der im Energiesektor hohen Relevanz von gesetzlichen Grundlagen, Bewilligungsverfahren und der verbreiteten öffentlichen Eigentümerschaft nimmt der Staat ohnehin eine zentrale Rolle bei der Strategiedefinition ein. Dennoch darf es nicht seine zentrale Aufgabe sein, die Energieverbraucher gegen das Risiko von Preiserhöhungen abzusichern. Erstens sollen Preise Knappheitssignale und damit Anreize für adäquate Investitionen und Effizienzsteigerungen geben. Zweitens droht durch das staatliche Engagement ein «Moral Hazard»-Problem: Die öffentliche Vorsorge verdrängt private Vorkehrungen gegen Versorgungsausfälle. Umgekehrt kann ein staatliches Eingreifen aufgrund externer Effekte sinnvoll sein, die ihrerseits zu Verzerrungen von Angebot und Nachfrage führen – das gilt nicht zuletzt im Rahmen der Umwelt- bzw. Klimapolitik.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte werden in der vorliegenden Publikation Strategien für eine sichere Energieversorgung in der Schweiz diskutiert. Kapitel 2 befasst sich mit der Nachfrage nach Energie und prüft insbesondere die These, wonach sich der Energieverbrauch fundamental vom Wirtschaftswachstum abgekoppelt hat. Wäre dies nämlich der Fall, müsste eine sinnvolle Versorgungsstrategie vor allem mit einer strikten Verbrauchsreduktion einhergehen. Ohne negative Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort könnte eine solche Politik zu einer geringeren Auslandabhängigkeit führen. Kapitel 3 analysiert die internationalen Gegebenheiten bei der Öl-, Gas- und Stromversorgung. Dabei werden neben den wettbewerblichen und geopolitischen Rahmenbedingungen auch die Strukturen der Transportlogistik untersucht. Kapitel 4 fokussiert auf die schweizerische Energieversorgung und leitet zusammen mit den Erkenntnissen aus der internationalen Analyse Versorgungsrisiken ab. Darauf basierend befassen sich Kapitel 5 und 6 mit möglichen Strategien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Während das

Kapitel 5 die Strategien der Europäischen Union im Sinne eines Kontextes für die Schweiz skizziert, werden in Kapitel 6 mögliche Ansätze für die Schweiz analysiert. Dabei werden dem Nutzen der Strategien ihre Kosten oder volkswirtschaftlichen Schäden und Verzerrungen gegenübergestellt. Kapitel 7 zieht die Schlussfolgerungen.

02/ KONJUNKTUR, WACHSTUM UND ENERGIENACHFRAGE

2.1 Entwicklung der Energienachfrage

Rund vier Fünftel der weltweiten Energienachfrage werden durch fossile Energieträger gedeckt. Dabei gilt Erdöl als bedeutendste Energiequelle mit einem Anteil von mehr als einem Drittel am Gesamtenergieverbrauch. Und das wird noch längere Zeit so bleiben. In ihrem Referenzszenario über die Entwicklung der künftigen Energieversorgung geht die Internationale Energieagentur (IEA) davon aus, dass der weltweite Primärenergieverbrauch bis 2030 um etwa 40 Prozent gegenüber 2007 ansteigt. Das bedeutet, dass der Verbrauch jährlich um 1,5 Prozent ansteigt, von knapp 12 000 Mio. t Rohöleinheiten auf 16 800 t Rohöleinheiten. In diesem Szenario wächst der weltweite Stromverbrauch mit einer Rate von etwa 2,5 Prozent pro Jahr [vgl. IEA 2009].

Mehr als drei Viertel des Energieverbrauchsanstiegs werden gemäss der Prognose auch künftig durch die fossilen Energieträger Kohle, Gas und Erdöl gedeckt. Vor allem wegen ihrer Bedeutung bei der Stromproduktion spielen dabei Kohle und Gas eine zentrale Rolle. Entsprechend dürfte der Anteil des Öls im Primärenergiemix bis 2030 leicht abnehmen, nämlich von heute 34 auf rund 30 Prozent. Dennoch wird der absolute Verbrauch von Erdöl weiterhin

mit einer Rate von etwa einem Prozent pro Jahr steigen. Das bedeutet, dass der Verbrauch von 85 Mio. Barrel pro Tag (mb/d) im Jahr 2008 auf etwa 105 mb/d im Jahr 2030 ansteigt. Mit einem Anteil von 97 Prozent wird der weitaus grösste Teil der zusätzlichen Erdölnachfrage vom Verkehr ausgelöst. Besonders interessant ist die geographische Verteilung des Energieverbrauchs. Gemäss dem Szenario wird der Erdölverbrauch der OECD-Länder leicht sinken. Das heisst, der Anstieg des Gesamtverbrauchs ist vollständig auf den zusätzlichen Bedarf von Nicht-OECD-Ländern zurückzuführen, allen voran China [vgl. IEA 2009]. Das Land beansprucht heute bereits mehr als 10 Prozent des weltweiten Erdölbedarfs, zehn Jahre zuvor waren es nur knapp 6 Prozent [vgl. BP 2010, S. 11]. Zwar bleiben die USA mit einem Anteil von mehr als 20 Prozent vorerst der weltweit grösste Ölverbraucher, doch wurden sie gemäss Schätzungen der IEA 2009 in Bezug auf den Gesamtenergieverbrauch durch China abgelöst. Dort allerdings stillt mit einem Anteil von etwa drei Vierteln die Kohle den grössten Teil des Energiehungers [vgl. NZZ 2010, S. 23].

Die IEA-Prognose nimmt im Rahmen des Referenzszenarios allerdings an, dass es während dieser Zeitperiode zu keiner fundamentalen Veränderung der Energie- und Klimapolitik kommt. In einem alternativen Szenario – dem sogenannten 450-Szenario – geht die IEA davon aus, dass strikte und weltweit koordinierte Schritte unternommen werden, damit längerfristig die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre bei 450 ppm CO₂-eq (CO₂-Äquivalenten)³ begrenzt wird. Aber auch in diesem Szenario steigt der weltweite Primärenergieverbrauch bis 2030 um etwa 20 Prozent. Das entspricht einer mittleren jährlichen Wachstumsrate von etwa 0,8 Prozent – was deutlich unter jener im Referenzszenario ist. Das geringere Verbrauchswachstum ist vor allem auf eine steigende Energieeffizienz bei den Gebäuden, der Industrie, aber auch den Fahrzeugen zurückzuführen. Parallel dazu spielen im «450-Szenario» die erneuerbaren Energien, aber auch die Kernkraft grössere Rollen. Dennoch bleiben im Jahr 2030 die fossilen Energien im weltweiten Primärenergiemix mit einem Anteil von etwa 68 Prozent dominierend. Ein bedeutender Teil der geringeren

CO₂-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario stammen daher aus der CO₂-Abtrennung und -Speicherung (CCS, Carbon Capture and Storage) im Kraftwerkssektor sowie der Industrie [vgl. IEA 2009 und BEURET 2009, S. 35].

Struktur der Nachfrage in der Schweiz — Nachdem der Endenergieverbrauch in der Schweiz im Jahr 2005 einen Spitzenwert erreicht hatte, folgten 2006 und 2007 zwei Jahre des rückläufigen Konsums. Dafür verantwortlich waren vor allem die höheren Temperaturen und die hohen Erdölpreise, welche die gegenläufigen Wirkungen der positiven Wirtschaftsentwicklung sowie der Bevölkerungszunahme während dieser Periode kompensierten. Der Negativtrend wurde aber bereits im Jahr darauf gestoppt. 2008 erreichte der Endenergieverbrauch mit etwa 900 000 Terajoule (TJ) einen Höchstwert. Der Effekt der vorerst noch hohen Erdölpreise wurde durch die kältere Witterung sowie die bis im Sommer 2008 relativ starke Wirtschaftsentwicklung und anhaltende Bevölkerungszunahme überkompensiert. Der Verbrauchsanstieg 2008 betraf praktisch alle Energieformate, also Erdölprodukte, Elektrizität, Gas, Holzenergie, Fernwärme, Industrieabfälle und übrige erneuerbare Energien. Lediglich bei der Kohle kam es zu einem Verbrauchsrückgang, allerdings fand dieser auf sehr tiefem Niveau statt. Kohle macht heute weniger als ein Prozent des schweizerischen Energieverbrauchs aus [vgl. BFE 2007, 2009 und 2010b].

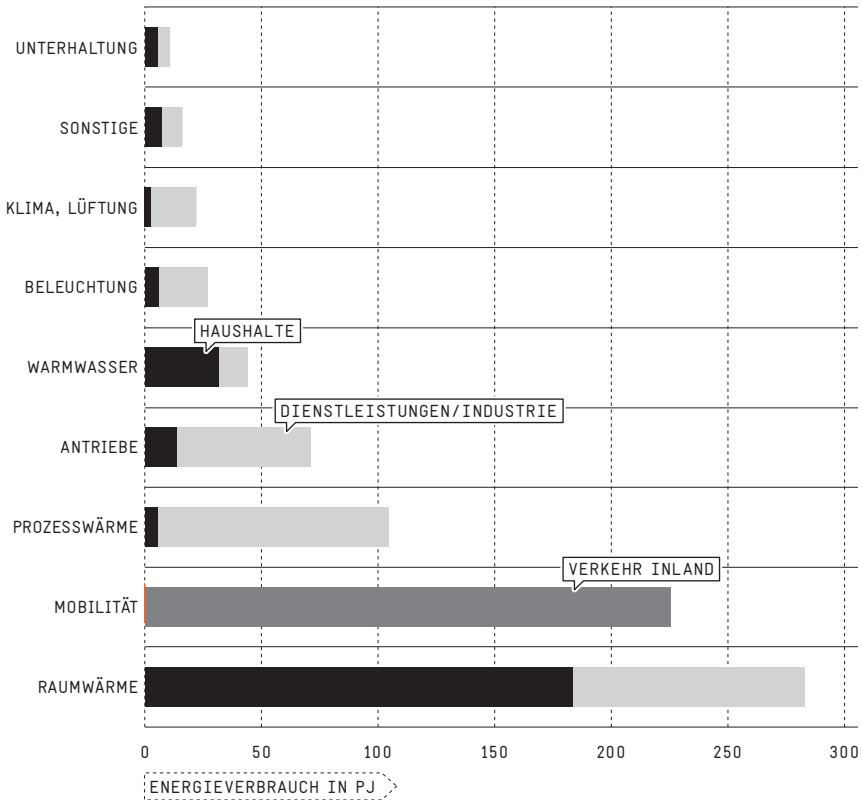
Noch 1970 deckten Erdölbrennstoffe und Erdöltreibstoffe rund vier Fünftel des Endenergiebedarfs in der Schweiz. In absoluten Zahlen blieb der Ölverbrauch bis heute etwa konstant, wobei jedoch der Anteil für Treibstoffe (Verkehr) im Vergleich zu den Brennstoffen (Heizungen) kontinuierlich zunahm. Aufgrund des insgesamt steigenden Energiebedarfs nahm der Anteil des Öls am Endenergieverbrauch bis heute ab. 2009 lag der Anteil des Öls in Form von Treib- und Brennstoff noch bei etwa 55 Prozent [vgl. BFE 2010b]. Daneben wird der Endenergieverbrauch vor allem durch Elektrizität (24 Prozent) und Gas (12 Prozent) bestimmt. Ihre Bedeutung nahm in den vergangenen Jahren kontinuierlich zu. So betrug der Anteil von Elektrizität am Endenergieverbrauch

1980 erst 18 Prozent, jener von Gas 4 Prozent. Die steigende Verwendung von Gas ist vor allem auf eine Substitution im Bereich der Heizenergie zurückzuführen, wo vermehrt Gas- statt Ölheizungen eingesetzt werden. Durch den vermehrten Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen nimmt auch der Verbrauch von Strom für die Raumheizung zu. So stieg ihre Anzahl zwischen 1990 und 2009 von 34 863 auf 160 430 und ihr Gesamtstromverbrauch von 504 auf 1150 GWh [vgl. BFE 2010b, S. 44]. Die restlichen 10 Prozent des Schweizer Gesamtenergieverbrauchs entfallen auf diverse Energieträger, wie Kohle, Holz, Fernwärme, Erd- und Umgebungswärme, Sonne, Wind, Biogas oder Biotreibstoffe.

Mit einem Anteil von 35 Prozent entfällt mehr als ein Drittel des Energieverbrauchs auf den Verkehr, weitere 29 Prozent auf die Haushalte, 19 Prozent auf die Industrie und weitere 16 Prozent auf den Dienstleistungssektor. Schlüsselt man diesen Verbrauch nach Verwendungszweck auf, dann stellt man fest, dass ein Grossteil der Energie für die Raumwärme verwendet wird, wobei etwa zwei Drittel davon auf die Haushalte entfallen. Daneben dominieren v.a. der Energieverbrauch der Mobilität, die Prozesswärme sowie die Energie, welche bei Produktionsunternehmen genutzt wird [vgl. Abb. 1]. Die relative Relevanz der Verbrauchergruppen hat sich in den vergangenen 20 Jahren kaum verändert. Seit 1990 dominiert der Anteil der Gruppe Industrie/Dienstleistungen vor dem Verkehr sowie den Haushalten.

Mobilität als wichtige Determinante — Im europäischen Vergleich schneidet die Schweiz mit einem überdurchschnittlich hohen Erdölverbrauch pro Kopf ab. Das ist auf den ersten Blick erstaunlich, zumal die Schweizer Wirtschaft aus strukturellen Gründen eine relativ geringe Erdölintensität aufweist. Der Anteil der Schwerindustrie ist gering, und fossile Kraftwerke spielen bei der Stromerzeugung keine Rolle – das einzige Ölkraftwerk der Schweiz in Chavillon oberhalb von Vouvry im Kanton Wallis wurde 1999 stillgelegt. Die relativ hohe Bedeutung des Erdöls im Schweizer Energiemix ist in erster Linie auf

Abb. 1: Energieverbrauch und Verwendung 2006 (in PJ):
Raumwärme dominiert bei der Verwendung



Der Schweizer Energieverbrauch wird vornehmlich durch die Raumwärme sowie die Mobilität bestimmt.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BFE 2008

die historisch starke Verwendung für Heizzwecke zurückzuführen. Das hängt nicht zuletzt mit der im internationalen Vergleich tiefen fiskalischen Belastung des Heizöls zusammen – selbst unter Berücksichtigung der CO₂-Abgaben [vgl. FÜEG 2006, S. 7]. Allerdings verliert die Verwendung des Erdöls zu Heizzwecken langsam, aber stetig an Bedeutung. Die Verwendung von Gas, der steigende Einsatz von effizienten Wärmepumpen und bessere Möglichkeiten der Wärmedämmung in der Gebäudetechnik haben den Anteil der Brennstoffe am Erdölverbrauch seit 1970 von rund 70 auf 40 Prozent schrumpfen lassen.

Der weitaus grösste Anteil am Erdölverbrauch entfällt heute auf die Mobilität. Dort sind die Möglichkeiten der Substitution (bisher) weit geringer als im Bereich der Heizenergie. Das Wachstum des Energiebedarfs aufgrund der individuellen Mobilität bestimmt wesentlich die gesamte Energieverbrauchs-zunahme in der Schweiz. Seit 1970 stieg der Bedarf an Treibstoffen auf etwa das Doppelte an, der Gesamtenergiebedarf nahm dagegen nur um etwa 50 Prozent zu. Unter dem Strich resultierte zwischen 1970 und 2008 eine Zunahme des Pro-Kopf-Treibstoffverbrauchs um 70 Prozent. Dies ist in erster Linie auf eine steigende individuelle Mobilität zurückzuführen. Eigentlich sollte die steigende Energieeffizienz der Fahrzeuge das Verbrauchswachstum bremsen. Verschiedene Effekte wirken dem allerdings entgegen. So stieg das durchschnittliche Leergewicht neu zugelassener Personenwagen zwischen 1996 und 2007 von 1309 auf 1502 kg. Zudem nahm die Leistungsstärke der Motoren im Schnitt um ein Viertel zu. Kurz: die neu zugelassenen Autos waren grösser und stärker. Die beiden Entwicklungen kompensierten zu je rund einem Drittel die Effizienzgewinne moderner Motoren [vgl. MARTI ET AL. 2009, S. 13]. Der Einfluss scheint in der Schweiz besonders stark zu sein. Daten aus dem Jahr 2004 zeigen, dass in der Schweiz sowohl die bestehenden Personenwagen als auch die neu zugelassenen einen deutlich höheren Energieverbrauch aufwiesen als im europäischen Durchschnitt (plus 17 bzw. plus 20 Prozent) [vgl. BFE 2007b, S. 53]. Auch aktuellere Zahlen zeigen, dass der durchschnittliche Treibstoffverbrauch in der Schweiz höher ist als im

Ausland. So lag im ersten Halbjahr 2010 die Durchschnittsleistung der verkauften Neuwagen in der Schweiz bei 143 PS, in der Eurozone lag sie bei nur gerade 111 PS.⁴ Der Trend zu stärkeren und grösseren Autos dürfte – trotz gegenteiliger Argumentation in politischen Debatten – weniger auf die gebirgigen Umstände im Land zurückzuführen sein. Das illustriert das Beispiel Österreich, wo 2004 der durchschnittliche Treibstoffverbrauch sogar unter dem EU-Niveau lag. Vielmehr ist davon auszugehen, dass das durchschnittlich höhere Haushalteinkommen den Kauf grösserer und verbrauchsstärkerer Fahrzeuge stützt und damit den Energieverbrauch erhöht [vgl. auch Box 3]. Die im europäischen Vergleich tiefen Treibstoffpreise vor allem beim Benzin unterstützen diesen Effekt in der Schweiz.

Ein Blick in die Zukunft: Mehr Strom durch Elektromobilität? — Aufgrund der Tatsache, dass Strom als sehr hochwertige und effiziente Energieform gilt, ist mit einem weiteren Anwachsen des Stromanteils im Gesamtenergieportfolio zu rechnen [vgl. auch Kapitel 2.2]. Häufig wird die Elektromobilität als wichtiger möglicher Treiber für ein weiteres, sprunghaftes Anwachsen des Stromverbrauchs angesehen. Noch bestehen allerdings Unsicherheiten: Die eigentliche Schwachstelle von Elektrofahrzeugen ist die Batterie. Ein konventioneller Blei-Säure-Akku mit dem Energiegehalt von 50 Litern Benzin würde etwa fünf Tonnen wiegen und wäre für einen Personenwagen zu schwer. Besser wären Lithium-Ionen-Akkus, die über eine höhere Energiedichte verfügen und auch bei Laptops verwendet werden. Allerdings sind sie kostspielig, was die Beschaffung eines damit ausgerüsteten Elektrofahrzeugs sehr teuer macht. Die Kosten einer Batterie liegen heute bei etwa 1000 EUR pro kWh [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2009, S. 11]. Ein effizientes Elektroauto benötigt rund 15 bis 20 kWh für 100 km Fahrleistung. Den hohen Anschaffungskosten stehen allerdings tiefe variable Kosten gegenüber. Einfache Modellrechnungen zeigen, dass die Energiekosten bei Elektroautos unter jenen eines Benzin-getriebenen Fahrzeuges zu stehen kommen. Pro 100 km Fahrleistung belaufen sich die Energiekosten – je nach Kraftstoffpreis – auf

etwa einen Drittel von jenen bei Diesel- oder Benzinfahrzeugen. Daneben ist auch der Unterhalt des einfacher konzipierten Elektromotors günstiger: Ölwechsel, Abgaswartung und diverse Servicearbeiten entfallen, zumal auch der mechanische Verschleiss weit geringer ist.

Ob und vor allem wann die Benzin- und Diesel-betriebenen Fahrzeuge auf breiter Basis durch Elektrofahrzeuge abgelöst werden, ist aus heutiger Optik dennoch schwer zu beurteilen. Damit das Elektrofahrzeug konkurrenzfähig wird, müssen die Batterien noch günstiger, kleiner und sicherer werden. Die Wahrscheinlichkeit ist hoch, dass in den nächsten 5 bis 10 Jahren diese technischen Hürden überwunden werden können. Doch damit sind nicht alle Herausforderungen gelöst. Daneben müssen die (Netz-)Infrastrukturen für die dezentrale Versorgung der Fahrzeuge mit Strom angepasst werden. Wie diese Infrastruktur aussehen wird und wer sie baut und finanziert, ist noch unklar. Schliesslich stellt sich die Frage, ob sich schon in absehbarer Zeit das reine Elektrofahrzeug durchsetzen wird. Auch der Verbrennungsmotor macht Effizienzfortschritte – wenn auch auf tieferem Niveau. Daneben könnte auch die Hybridtechnologie über längere Zeit eine attraktive Alternative darstellen – schon wegen der grösseren Reichweite und der stärkeren Motorisierung. Sie wird häufig als Brückentechnologie zum reinen Elektrofahrzeug angesehen.

Noch sind die Erwartungen an die Verbreitung der Elektrofahrzeuge zurückhaltend. Schätzungen gehen davon aus, dass in Deutschland bis 2020 nur etwa 2 Prozent aller PKW rein elektrisch betrieben werden [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2009, S. 12]. Der Anstieg des Stromverbrauchs wäre entsprechend gering und könnte ohne bedeutende Veränderungen im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Das zeigt auch eine einfache Rechnung für die Schweiz. Würde jeder zehnte Personenwagen elektrisch betrieben, nähme der Stromverbrauch um lediglich etwa 2 Prozent zu (Annahme 20 kWh pro 100 km). Eine rasch steigende Verbreitung der Elektrofahrzeuge ist dennoch denkbar, vor allem im Fall einer expliziten Förderung. So plant China, den Kauf von

Elektrofahrzeugen in verschiedenen Städten grosszügig zu subventionieren [vgl. NZZ 2010h, S. 30]. Bis 2020 soll die Hälfte des chinesischen Autoverkehrs elektrisch motorisiert sein. Hinter der Idee dürften aber weniger Zielsetzungen hinsichtlich des Klimaschutzes als vielmehr strategische Überlegungen in Bezug auf die Industriepolitik stehen.⁵

2.2 Energie und Konjunktur

Mit den Ölkrisen der 1970er Jahre wird häufig eine physische Mangellage assoziiert. Tatsächlich war die Angebotsverknappung nur gering, dafür war der Preisanstieg umso deutlicher. Die Preise sorgten im Wesentlichen für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Zwar wurden aus politischen Erwägungen verbrauchsämpfende Massnahmen – wie die autofreien Sonntage – angeordnet, doch war in der Schweiz keine Entnahme von Öl aus den Pflichtlagern nötig, um einen physischen Mangel zu überbrücken. Trotz «Krise» war es also in erster Linie der Markt, der für ein Gleichgewicht sorgte [vgl. Box I].

Transmissionsmechanismen höherer Ölpreise — Steigende Energiepreise gelten aber als Gift für die Konjunktur. Tatsächlich gingen seit den 1970er Jahren Phasen ausgeprägter Ölpreisanstiege üblicherweise mit einer starken Abschwächung der Wirtschaftsleistung einher. Der Einfluss des Ölpreises auf die Konjunktur erfolgt über unterschiedliche Transmissionskanäle. In erster Linie verteuern sich die Importe der ölimportierenden Länder, was zu einer Verschlechterung der Terms of Trade führt. Das heisst, das Austauschverhältnis zwischen exportierten und importierten Waren verschlechtert sich, die aussenwirtschaftliche Position wird geschwächt. Die tieferen verfügbaren Haushalteinkommen reduzieren die Nachfrage im Inland und beeinträchtigen die Konjunktur. Doch ein solcher nachfrageseitiger Effekt alleine kann das Entstehen einer derart starken Rezession, wie sie während der ersten Ölkrise zu beobachten war, nur ungenügend erklären. Zu gering ist bei entwickelten

Volkswirtschaften der Anteil der Energiekosten am Bruttoinlandprodukt. So bewegten sich in der Schweiz die nominellen Endverbraucher-Ausgaben für Energie zwischen 1990 und 2009 jeweils in der Bandbreite von 5,1 bis 6 Prozent des Bruttoinlandproduktes (BIP). 1980 – während der zweiten Ölkrise – lagen sie leicht höher, bei 8 Prozent [vgl. BFE 2010b, S. 50]. Darin enthalten sind allerdings auch Ausgaben für Strom, fiskalische Abgaben, Raffinerie- und Transportkosten sowie Margen von Zwischenhändlern. Jede Erhöhung des reinen Rohstoffpreises bei Öl oder Gas führt demnach zu einer unterproportionalen Erhöhung der Endverbraucher-Ausgaben. Ein zweiter Transmissionskanal betrifft die Angebotsseite. Danach führen die höheren Kosten für Energie zu höheren Produktionskosten und damit zu steigenden Preisen. Aber auch hier gilt, dass der geringe Anteil der Energiekosten nur einen relativ geringen Einfluss auf das Angebot und damit die Konjunktur hätte [vgl. KILIAN 2008, S. 9].

Der steigende Ölpreis muss daher einen weiteren Einfluss haben, um derart stark auf die Konjunktur zu wirken. Ein dritter möglicher Impact betrifft sogenannte «Zweitrundeneffekte» bei der Teuerung. Höhere Ölpreise führen zu einem (temporären) Teuerungsschub, der seinerseits eine Lohn-Preis-Spirale in Gang bringen kann. Will die Zentralbank diese Inflation mit einer restriktiven Geldpolitik bekämpfen, droht eine Verstärkung der rezessiven Entwicklung. Ein vierter Ansatz zielt auf das Entstehen zusätzlicher nachfrageseitiger Einflüsse, die über die direkten Effekte des reduzierten Haushaltseinkommens hinausgehen. Tatsächlich lässt sich beobachten, dass Konsumenten weitere Reduktionen ihrer Ausgaben vornehmen bzw. mehr sparen. Empirische Untersuchungen aus den USA zeigen, dass mit den höheren Preisen vor allem die Ausgaben für dauerhafte Güter wie Automobile oder Immobilien sinken. Dies wird teilweise durch die Nachfrage nach verbrauchsärmeren Autos kompensiert. Allerdings hatte dies im US-amerikanischen Kontext bisher nicht unbedingt einen positiven Einfluss auf die Konjunktur. Da die heimische Autoindustrie vor allem verbrauchsstarke Fahrzeuge produzierte, erhöhte sich der Import, was sich entsprechend negativ auf das Bruttoinlandprodukt

Box I: Die Ölkrisen der 1970er Jahre 1/2

Der Ausbruch des Jom-Kippur-Krieges im Herbst 1973 offenbarte eine zentrale Verwundbarkeit der industrialisierten Gesellschaft. Als Reaktion auf den vierten arabisch-israelischen Krieg drosselten die Länder der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (Opec) ihre Fördermengen um (lediglich) rund fünf Prozent. Diese Massnahme löste an den Märkten ein mittleres Beben aus: Am 17. Oktober stieg der Ölpreis von rund drei auf über fünf USD pro Barrel an. Aus heutiger Sicht und gemessen an den absoluten Zahlen nimmt sich dieser Preissprung vielleicht bescheiden aus, doch handelte es sich um einen signifikanten Anstieg um rund 70 Prozent. In der Folge kam es zu weiteren Preissteigerungen auf über 10 USD – mit entsprechenden Folgen für die Kaufkraft der Konsumenten. Der scharfe Preisanstieg war nicht zuletzt eine Folge der unelastischen Nachfrage nach Öl. Bereits ein leicht sinkendes Angebot führt zu massiven Preissteigerungen.

Weil die meisten westlichen Industrieländer Öl importieren, kam es gleichzeitig zu Veränderungen in den Zahlungsbilanzen. Die Ausgaben für Importe nahmen sprunghaft zu, was einen entsprechend negativen Einfluss auf die inländische Konjunktur zur Folge hat. Parallel zur Ölkrise zeichnete sich daher eine globale Wirtschaftskrise ab, die beispielsweise in Deutschland, dem verwöhnten Land des Wirtschaftswunders ...

auswirkt. Eine verstärkte Reduktion der Ausgaben ist auch auf Seiten der Unternehmen möglich, insbesondere bei den Investitionen. So kann mit den ansteigenden Ölpreisen eine erhöhte Unsicherheit einhergehen, sowohl über die künftigen Produktionskosten als auch über die Nachfrage und damit das Preisniveau. Die höhere Unsicherheit führt damit – in der kurzen Frist – zu einer geringeren Investitionsneigung der Unternehmen. Die empirische Evidenz für diesen Einfluss über die Unternehmensinvestitionen ist allerdings gering [vgl. KILIAN 2008, 18].

Abnehmender Einfluss der Ölpreise — Heute sind die Auswirkungen steigender Ölpreise weniger gravierend als in den 1970er Jahren. Die Ölintensität von Produktion und Verbrauch hat sich gegenüber 1973 fast halbiert, wodurch auch die potenzielle Beeinträchtigung der Konjunktur durch steigende Ölpreise abgenommen hat [vgl. auch CREDIT SUISSE 2006, S. 2]. Der

Box I: Die Ölkrisen der 1970er Jahre 2/2

... nach dem Zweiten Weltkrieg, Erscheinungen wie Kurzarbeit, Arbeitslosigkeit und steigende Sozialausgaben mit sich brachte. Auch für die Schweiz hatte die weltwirtschaftliche Rezession gravierende Folgen. So brach das reale BIP 1975/76 um rund 7,5 Prozent ein. Welcher Anteil davon aber genau auf die höheren Erdölpreise zurückzuführen ist, ist nicht klar. Die Auswirkungen der Ölpreiserhöhungen konnten nicht genau von jenen der Immobilienkrise, der schwächeren Weltwirtschaft und der parallelen Inflationsbekämpfung getrennt werden [vgl. SECO 2002, S.27].

Die geschockten westlichen Industrienationen waren gezwungen, ihren Energieeinsatz massiv zu drosseln. Einer breiteren Öffentlichkeit wurde diese Tatsache nicht zuletzt durch die Anordnung von autofreien Sonntagen bewusst. Nur wenige Jahre später illustrierte die zweite Ölkrise erneut die westliche Abhängigkeit von den arabischen Staaten. Im Zuge der iranischen Revolution 1979 sowie des Ausbruchs des irakisch-iranischen Krieges verdoppelte sich der Ölpreis abermals und stürzte die Weltwirtschaft erneut in eine Rezession. Nun allerdings war der Effekt des höheren Ölpreises auf die Konjunktur einiges schwächer als in der Krise zuvor. Mit den von Unternehmen und Regierungen getroffenen Entscheidungen, in energieeffizientere Technologien zu investieren, sowie dem Strukturwandel hin zur Produktion von weniger energieintensiven Gütern nahm die Ölpreissensitivität des wirtschaftlichen Systems offensichtlich ab. Die höhere Energieeffizienz bei Verbrauchern und Produzenten verlieh dem System eine höhere Widerstandsfähigkeit gegenüber steigenden Ölpreisen [vgl. auch LINDENBERGER ET AL. 2001, S. 273 und 279, sowie STERN und CLEVELAND 2004, S. 28].

relativ geringere Ölverbrauch pro Wirtschaftsleistung ist auf unterschiedliche Entwicklungen zurückzuführen, insbesondere auf eine höhere Energieeffizienz, eine veränderte Zusammensetzung der verwendeten Energie sowie auf den Strukturwandel im Sinne einer zunehmenden Tertiarisierung der Wirtschaft – also eines steigenden Gewichts des Dienstleistungssektors auf Kosten von Industrie und Landwirtschaft. Eine ausführlichere Diskussion dieser Aspekte folgt in Kapitel 2.3.

Wie stark aber beeinflusst der Ölpreis die Konjunktur? Basierend auf Modellschätzungen wurde Anfang des 21. Jahrhunderts häufig eine Faustformel

angewendet, wonach im OECD-Raum ein permanenter Ölpreisanstieg um 10 USD das reale Wirtschaftswachstum um rund 0,5 Prozentpunkte dämpft und die Inflation um 0,5 Prozentpunkte erhöht. Diese Beeinträchtigung manifestiert sich grösstenteils bereits im ersten Jahr nach dem Ölpreisanstieg. Für die Schweiz wurden etwa ähnliche Werte angenommen. Zwar sind aufgrund der relativ hohen Energieeffizienz die direkten negativen Effekte auf die Konjunktur etwas geringer als in vielen OECD-Ländern, hingegen dürfte der Einfluss einer schwächeren Weltkonjunktur auf den Aussenhandel im schweizerischen Kontext stärker sein [vgl. SCHMIDBAUER 2006, S. 17, und SECO 2004, S. 36/37]. Allerdings wurde die Faustformel zu einer Zeit entwickelt, als der nominelle Ölpreis noch ein relativ tiefes Niveau aufwies (bis 2003 unter 30 USD). Eine aktuellere Untersuchung der Schweizerischen Nationalbank (SNB) schätzt, dass ein temporärer Ölpreisanstieg um 10 Prozent die reale Wirtschaftsleistung in der Schweiz in einem ersten darauf folgenden Quartal um 0,06 Prozentpunkte senkt – nach einem Jahr sind es sogar knapp 0,1 Prozentpunkte⁶ [vgl. CUCHE-CURTI ET AL. 2009, S. 35]. Zu einem vergleichbaren Resultat kommt eine empirische Studie, welche den makroökonomischen Einfluss der steigenden Ölpreise während der Periode 2003 bis 2008 untersucht. Im betrachteten Zeitraum implizierte eine durchschnittliche jährliche Preiserhöhung um 39 Prozentpunkte einen Rückgang des realen BIP um 0,52 Prozentpunkte [vgl. ATUKEREN 2011]. Umgerechnet würde ein Preisanstieg um 10 Prozentpunkte zu einer BIP-Reduktion um etwa 0,13 Prozent führen. Der negative Einfluss auf das reale BIP ist also leicht grösser als in der SNB-Studie. Das dürfte vor allem darauf zurückzuführen sein, dass es sich um einen anhaltenden Ölpreisanstieg handelt, während in der SNB-Studie ein Preisschock unterstellt wird, der sich nach einigen Quartalen verflüchtigt.

Die berechneten Zusammenhänge gelten unter der Annahme, dass sich einzig der Ölpreis verändert. Doch gerade während der Zeitperiode 2006 bis 2008, als der Ölpreis Rekordwerte erlangte, zeichnete sich weltweit eine starke Konjunktur ab. Davon profitierte natürlich auch das schweizerische BIP – nicht

zuletzt über höhere Exporte. Getrieben von der wirtschaftlichen Entwicklung nahm auch die globale Energienachfrage zu. Besonders stark entwickelte sich der Verbrauch in aufstrebenden Schwellenländern wie China. Mit anderen Worten: Hochkonjunktur und rekordhohe Energiepreise gingen Hand in Hand. Dies deutet darauf hin, dass sich der beobachtete Zusammenhang zwischen Ölpreis und Konjunktur in den vergangenen Jahren geändert hat: Während bisher höhere Ölpreise als Auslöser einer Rezession galten, ist neu die starke Konjunktur der Grund für die hohen Ölpreise.

Tatsächlich bestätigen empirische Untersuchungen für die Periode 1991 bis 2003, dass der Einfluss der Veränderungen des Ölpreises auf das OECD-BIP-Wachstum kaum mehr signifikant ist. Hochgradig signifikant ist dagegen der Einfluss des OECD-BIP auf den Ölpreis [vgl. SECO 2004, S. 36]. Das bedeutet, dass eine starke weltweite Konjunktur den gleichzeitig negativen Einfluss der damit einhergehenden höheren Ölpreise überdecken kann. Umgekehrt aber ist nicht ausgeschlossen, dass ein höherer Ölpreis auch in Zukunft eine Rezession auslösen kann – das illustrieren auch die oben dargestellten Resultate. Das gilt insbesondere dann, wenn der hohe Ölpreis weniger durch nachfrageseitige Einflüsse begründet ist (höhere Ölnachfrage aufgrund einer starken weltwirtschaftlichen Entwicklung), sondern vielmehr durch einen angebotsseitigen Schock, welcher zu einer Kontraktion des Ölangebots führt. Solche Ereignisse dürften in erster Linie im Zusammenhang mit politischer Instabilität entstehen. Evidenz hierfür sind sowohl die beiden ersten Ölkrisen als auch die Invasion Kuwaits durch den Irak im Jahr 1990. Das aber bedeutet, dass trotz der oben festgestellten Umkehrung der Kausalität energiepreisbedingte Konjunkturbeeinträchtigungen auch in Zukunft möglich sind. Die Wahrscheinlichkeit solcher Energie-Angebotsschocks wird in Kapitel 3 diskutiert.

2.3 Energie und Wirtschaftswachstum

In der oben dargestellten kurzfristigen konjunkturellen Betrachtung steht in erster Linie der Einfluss von höheren Energiepreisen auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage im Zentrum. Bei einer längerfristigen Betrachtung, die sich mit dem Zusammenhang zwischen Energie und Wirtschaftswachstum auseinandersetzt, rückt die Produktionsseite in den Fokus. Dabei stellt sich die Frage, wie die längerfristige Verfügbarkeit von Energie das Wachstum einer Volkswirtschaft beeinflusst. In diesem Kontext interessiert weniger die Beeinträchtigung der kurzfristigen Nachfrage aufgrund von Preissteigerungen, sondern vielmehr die längerfristige Fähigkeit der Unternehmen, Güter und Dienstleistungen zu produzieren.

Seit der Wende zum 20. Jahrhundert gingen Fortschritte der wirtschaftlichen Produktion sowie des Wohlstandes praktisch parallel mit dem Energieverbrauch einher. Der US-Ökonom F. G. Tryon stellte bereits 1927 fest: «Anything as important in industrial life as power deserves more attention than it has yet received by economists [...] a theory of production that really explains how wealth is produced must analyze the contribution of the element energy» [TYRON 1927]. Die Annahme, dass Wirtschaftsleistung die Verfügbarkeit von Energie voraussetzt, basiert nicht zuletzt auf physikalischen Gesetzmässigkeiten. Gemäss den ersten beiden Hauptsätzen der Thermodynamik geschieht nichts ohne Energieumwandlung und Entropieproduktion. In Bezug auf die wirtschaftliche Produktion bedeutet dies, i) dass jeder Produktionsprozess den Einsatz von Energie voraussetzt, ii) dass Entropieproduktion die Energie «entwertet» (quasi verbraucht) und Wärme- und Stoffemissionen verursacht sowie dass iii) menschliche Routinearbeit aufgrund der Automation zunehmend durch energiebetriebene Maschinen ersetzt wird [vgl. auch LINDENBERGER ET AL. 2001, S. 273].

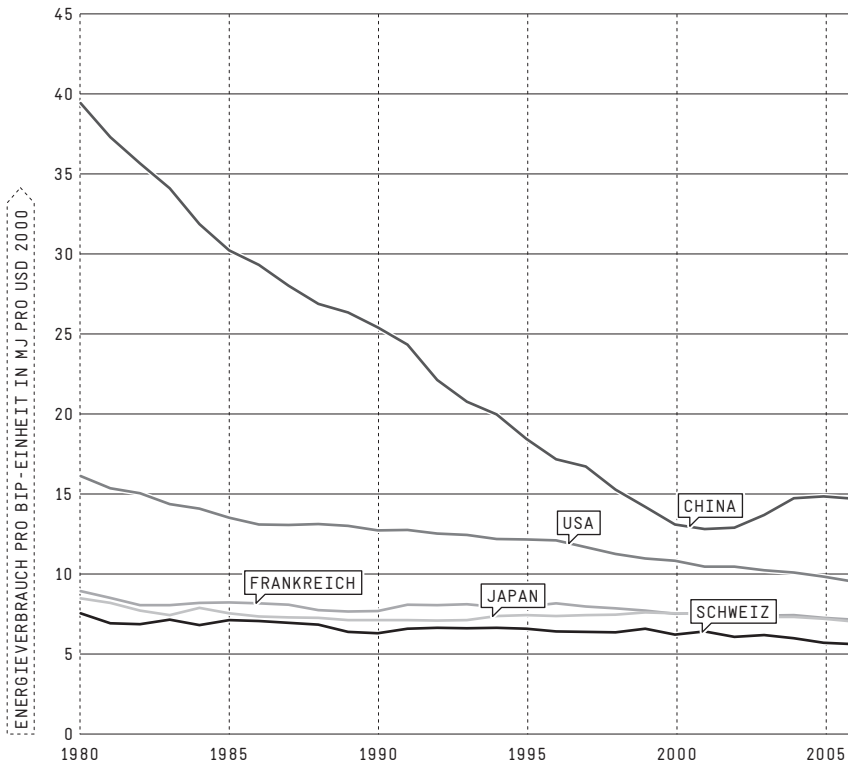
Trotz dieser fundamentalen Erkenntnis wurde in den wirtschaftswissenschaftlichen Theorien und Modellen die Relevanz der Energie für das Wirtschafts-

wachstum lange Zeit vernachlässigt. Die in den 1950er Jahren von Solow geprägte neoklassische Wachstumstheorie fokussierte in erster Linie auf Kapital, Arbeit und technologischen Fortschritt. Letzterer stellt dabei den einzigen Treiber für langfristig nachhaltiges Wachstum dar und setzt – gerade für die Automatisierung – die Verwendung von Energie voraus. Dennoch stand das Thema Energie nicht im Vordergrund. Die Vernachlässigung dieses Faktors ist nicht zuletzt darauf zurückzuführen, dass weniger die Art und die Struktur der Produktion interessierte, sondern vielmehr die Frage der Verteilung des Volkseinkommens. Ausserdem war das Bewusstsein für die Knappheit von natürlichen Ressourcen kaum entwickelt. Die Relevanz der Energie und anderer nicht erneuerbarer Rohstoffe als Grundlage der Produktion fand erst nach der Publikation von «The Limits to Growth» (1972) sowie im Nachgang zu den Ölkrisen zunehmend Beachtung. Daraus entstand schliesslich eine breite Debatte über die Rolle der Energie für das Wirtschaftswachstum.

Als extreme Szenarien werden die Endlichkeit der fossilen Energien und damit die Gefahr eines Abbruchs des Wirtschaftswachstums einerseits (z.B. Club of Rome oder Peak-Oil-Theorie) sowie die Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch andererseits diskutiert. Während sich das erste Szenario bisher nicht bewahrheitet hat, gibt es immerhin eine gewisse Evidenz für das positivere zweite Szenario. In den meisten Ländern sinkt die Menge an notwendiger Energie für die Produktion einer Einheit Wirtschaftsleistung [vgl. auch Abb. 2]. Auf globaler Ebene sank die nötige Energie pro Einheit Bruttoinlandprodukt zwischen 1990 und 2006 um 1.6 Prozent jährlich [vgl. WORLD ENERGY COUNCIL 2008, S. 1].

Der Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum ist komplex und hängt von unterschiedlichen Einflüssen ab. Um diese zu systematisieren und voneinander zu trennen, ist es sinnvoll, Energie als einen Produktionsfaktor anzunehmen. Das bedeutet, Energie stellt neben den Faktoren Arbeit, Kapital und technischer Fortschritt ein Element in der gesamtwirtschaftlichen

Abb. 2 Steigende Energieeffizienz – vor allem in China



Nicht zuletzt bei den Grossverbrauchern USA und vor allem China nahm in den letzten 30 Jahren der Energieeinsatz pro Wirtschaftsleistung deutlich ab.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis EIA 2008

Produktionsfunktion dar. Nun kann der Zusammenhang zwischen Energie und Output im Wesentlichen durch vier Dimensionen bestimmt werden: i) die mögliche Substitution von Energie durch andere Faktoren wie Kapital und Arbeit, ii) technischen Fortschritt bzw. Innovation, iii) Veränderungen bei der Zusammensetzung der verwendeten Energieträger und iv) Veränderungen bei der Zusammensetzung des Outputs [vgl. STERN UND CLEVELAND 2004, S. 18]. Im Folgenden werden diese Dimensionen einzeln diskutiert.

Geringe Substitution von Energie durch Kapital — Zahlreiche empirische Studien analysierten die Rolle der Energie in der Produktion, insbesondere ob sie als Substitut oder Komplement zum Produktionsfaktor Kapital agiert. Im Falle der Komplementarität verlangt der grössere Einsatz von Kapital gleichzeitig mehr Energie. Der Zusammenhang kann wie folgt erklärt werden: Mehr Maschinen und Anlagen benötigen für ihre Herstellung, aber auch ihren Betrieb Energie. Im Falle der Substitutionsbeziehung ist der Zusammenhang umgekehrt: Durch den höheren und verbesserten Einsatz von Kapital im Sinne von Investitionen in Anlagen und Maschinen wird der Energieeinsatz gesenkt. Sowohl für den einen als auch den anderen Ansatz lassen sich Beispiele aus der Praxis nennen. Schwieriger ist aber eine aggregierte Analyse der Beziehung zwischen Kapital und Energie.

In den diversen empirischen Studien liess sich für beide Ansätze Evidenz finden oder auch dafür, dass es sich weder um Substitute noch um Komplemente handelt [vgl. auch STERN UND CLEVELAND 2004, S. 19/20 sowie ERDMANN UND ZWEIFEL 2008, S. 116 – 117]. Die divergierenden Resultate lassen sich auf die unzureichende Aussagekraft volkswirtschaftlich aggregierter Daten sowie auf Schwierigkeiten bei der Unterscheidung zwischen der langen und der kurzen Frist zurückführen. Während in der kurzen Frist Kapital und Energie eher Komplemente sind, besteht die Substitutionsbeziehung vor allem längerfristig. Daneben lässt sich der Einfluss des technischen Fortschritts im Sinne von Innovationen statistisch nur sehr schwer von den beiden Effekten isolieren.

Der separate Einfluss der Innovation wird im nächsten Abschnitt diskutiert. Viel deutlicher zeigt sich in der Statistik dagegen die Substitutionsbeziehung zwischen Energie und Arbeit im Sinne von Muskelkraft, was sich in erster Linie auf die zunehmende Automatisierung zurückführen lässt. Diese Substitution hat nicht zuletzt während einer frühen Phase der Industrialisierung eine zentrale Rolle gespielt.

Innovation senkt und erhöht den Energieverbrauch — Nach weit verbreiteter Auffassung hat weniger der Einsatz von Kapital als vielmehr die technische Innovation einen zentralen Einfluss auf den Energieverbrauch. Hierfür gibt es – mindestens aus technischer Optik – offensichtliche Evidenz. So erhöhten technische Innovationen den Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke. Das heisst, sie erreichen bei der Energieumwandlung eine höhere Effizienz, es entsteht weniger ungenutzte Abwärme. So haben moderne Steinkohlekraftwerke heute einen Wirkungsgrad von etwa 45 Prozent, 1980 lag dieser noch unter 40 Prozent [vgl. HIRSCHHAUSEN ET AL. 2007, S. 66]. Effizienzsteigerungen gab es aber auch bei Automotoren oder bei elektrischen Haushaltgeräten. So sank der Stromverbrauch von Geräten wie Gefriertruhen, Kühlschränken und Waschmaschinen zwischen 1985 und 2000 um durchschnittlich über 40 Prozent. Dennoch lässt sich daraus nicht direkt schliessen, dass der aggregierte Energieverbrauch um dieselbe Rate gesunken ist. Trotz effizienteren Haushaltgeräten stieg der Elektrizitätsverbrauch Schweizer Haushalte im selben Zeitraum um rund 10 Prozent [vgl. GRANDJEAN UND MEISTER 2009]. Das Beispiel illustriert, dass der Begriff der Innovation sich nicht nur auf die Effizienzsteigerung im engeren Sinne beziehen darf, sondern breiter gefasst werden muss. Innovationen führen auch dazu, dass neue Geräte und Anwendungen sowohl in der Produktion als auch im Haushalt Verwendung finden – wer hatte 1970 schon einen Computer, eine Espressomaschine oder einen Geschirrspüler? Oder parallel zur höheren Motoreffizienz nahm das durchschnittliche Gewicht sowie die Motorisierung der Motorfahrzeuge zu, was den Energieverbrauch erhöhte. Auf aggregierter Ebene zeigt sich denn auch unterschiedliche Evidenz. Aufgrund

allgemeiner Innovationen – der sogenannten Autonomous Energy Efficiency Increases – werden insbesondere in den Haushalten mehr strombetriebene Geräte verwendet, umgekehrt finden vor allem in der Industrie vermehrt energiesparende Technologien Anwendung [STERN UND CLEVELAND 2004, S. 21, und WORLD ENERGY COUNCIL 2008, S. 3].

Natürlich werden energieeffizienzsteigernde Innovationen nicht zuletzt durch steigende Energiepreise induziert. Dies ist einleuchtend, schliesslich kann in einer freien Marktwirtschaft davon ausgegangen werden, dass höhere Preise den Anlass für energiesparende Innovationen liefern, zumal auch die Zahlungsbereitschaft für entsprechende Technologie zunimmt. Allerdings ist es nicht ganz einfach, diesen Effekt in der Realität statistisch zu messen bzw. zu separieren, um sinnvolle Aussagen bezüglich des Zusammenhangs zwischen Energiepreisen und Innovationen zu machen. Innovationen können schliesslich auch auf die Veränderung von Normen oder auf Förderprogramme zurückzuführen sein – oder auf die oben angesprochenen allgemeinen Innovationen, die Autonomous Energy Efficiency Increases. Dennoch konnte in empirischen Studien ein Zusammenhang zwischen Energiepreisen und der Innovation in höhere Effizienz festgestellt werden. Solche Evidenz gibt es bei elektrischen Haushaltgeräten wie z.B. Klimaanlage. Eine US-Studie aus dem Jahr 1999 zeigt allerdings, dass lediglich etwa ein Viertel der Effizienzsteigerung seit 1973 auf preisinduzierte Innovationen zurückzuführen war [vgl. NEWELL ET AL. 1999]. Relativ offensichtliche Evidenz für den Zusammenhang zwischen Energiepreisen und Innovation liefert am ehesten die Autoindustrie, welche in den vergangenen Jahren mit neuen Technologien (z.B. Hybrid) auf höhere Treibstoffpreise reagierte. Als gegenläufiger Trend zur höheren Effizienz wird häufig auf den sogenannten Rebound-Effekt hingewiesen [vgl. Box 2].

Veränderungen im Energieportfolio — Veränderungen des Gesamtenergieverbrauchs können zudem auf Veränderungen der Zusammensetzung der Energieträger zurückzuführen sein. Energieträger haben unterschiedliche

Box 2: Gegenläufige Wirkung des Rebound-Effekts 1/2

Die Wirkung von effizienzsteigernden Innovationen wird häufig überschätzt. Die tatsächliche Energieeinsparung liegt meist unter dem technischen Potenzial der Innovation. Dieser Umstand wird häufig mit Rebound-Effekt oder «Khazzoom-Brookes-Effekt» bezeichnet [vgl. z.B. BROOKES 1990]. Sollte im Extremfall sogar netto ein höherer Energieverbrauch resultieren, wird dies als Backfire-Effekt bezeichnet. Die (ökonomische) Argumentation stützt sich häufig auf zwei Effekte. In einem ersten direkten reduziert sich am Markt aufgrund der geringeren Nachfrage nach Energie deren Preis, was sich in einer höheren Nachfrage manifestiert. Im Rahmen eines zweiten indirekten Effektes würde der tiefere Preis das verfügbare Einkommen erhöhen, was wiederum zu einer erhöhten Nachfrage nach anderen (energieintensiven) Produkten führt. Daneben werden häufig auch soziopsychologische Einflüsse angefügt, um den Rebound-Effekt zu erklären.

Empirische Studien fokussieren vor allem auf den direkten Einfluss. Die festgestellten direkten Rebound-Effekte (gemessen als prozentuale Verringerung der aus Ingenieursicht möglichen Energieeinsparung) sind allerdings sehr heterogen. Verschiedene Studien zeigen relativ deutliche Effekte bis zu 30 oder in einigen Fällen gar 50 Prozent [vgl. MADLENER und ALCOTT 2007, S. 71]. Andere kommen zum Schluss, dass die Rebound-Effekte – nicht zuletzt wegen der geringen Nachfrageelastizität nach Energie – klein sind [vgl. auch HOWARTH 1997]. Auch die Evaluation der Einflüsse von unterschiedlichen nationalen Effizienzsteigerungsprogrammen durch die Internationale Energieagentur (IEA) weist darauf hin, dass die Erosion von Energieeinsparungen aufgrund von Rebound-Effekten «relatively modest in most cases» ist [vgl. IEA 2005, S. 36]. Messungen bezüglich des indirekten Effektes gibt es dagegen kaum, zumal es sehr schwierig ist, eine kausale Relation zwischen mikroökonomischen Effizienzsteigerungen und makroökonomischen Veränderungen des Energieverbrauchs herzustellen [vgl. MADLENER und ALCOTT 2007, S. 71].

Aus ökonomischer Sicht ist die Existenz des direkten Rebound-Effektes nichts Besonderes und folgt im Grunde aus der allgemeinen Angebots-Nachfrage-Theorie, die letztlich für alle Güter gilt. In einer vereinfachten Angebots-Nachfrage-Illustration kann dies dargestellt werden. Durch eine Innovation (die den Einsatz energieeffizienterer Geräte erlaubt) reduziert sich die Nachfrage eines Haushaltes nach Energie um einen bestimmten Betrag. Die geringere Energienachfrage führt im neuen Marktgleichgewicht zu einem tieferen Energiepreis. Gerade wegen dieses tieferen Preises sinkt nun der Energieverbrauch nicht um den ursprünglich durch die technische Innovation bestimmten Betrag. Vielmehr hängt die Einsparung von den Angebots- und Nachfrageelastizitäten ab. Grundsätzlich gilt: Je elastischer die Nachfrage nach ...

Box 2: Gegenläufige Wirkung des Rebound-Effekts 2/2

... Energie, desto geringer ist die Einsparung. Das heisst, falls die Nachfrage nach Energie sehr stark auf den Preis reagiert, dann motiviert der gesunkene Preis eben zu einer höheren Nachfrage – was dem ursprünglichen Einfluss der Effizienzsteigerung entgegenwirkt. Da jedoch beim Energieverbrauch im Allgemeinen von einer tiefen Nachfrageelastizität ausgegangen wird, ist der Rebound-Effekt eher als gering anzunehmen. Auch dürfte die Wahrscheinlichkeit eines Backfire-Effekts marginal sein [vgl. HOWARTH 1997]. Im skizzierten Angebots-Nachfrage-Schema kann der tiefere Preis nicht zu einer netto höheren Nachfrage führen. Weitere Mechanismen müssten deshalb unterstellt werden. So könnte im Rahmen des indirekten Effektes die Zusatznachfrage bei anderen Produkten den Energieverbrauch erhöhen. Doch ist davon auszugehen, dass dabei auch Produkte mit geringem Energiebedarf enthalten sind. Eine netto höhere Nachfrage könnte ausserdem entstehen, wenn sich durch die Innovation und die höhere Effizienz nicht nur die Position, sondern auch die Elastizität der Energienachfrage verändert und damit ein neues Verhalten induziert.

Qualitäten im Sinne unterschiedlicher Grenzproduktivitäten. So lässt sich ein elektrisches Gerät nicht direkt mit Kohle betreiben. Vorher muss ein Kohlekraftwerk die fossile in elektrische Energie umwandeln. Geht man dabei von einem Wirkungsgrad von etwa 45 Prozent aus, dann entfällt mehr als die Hälfte der ursprünglichen Energie als Abwärme – sofern diese nicht genutzt werden kann, beispielsweise für Fernwärmanlagen. Die unterschiedliche Qualität der Energieträger folgt aus unterschiedlichen Faktoren, beispielsweise durch die physische Knappheit, Energiedichte (und damit Transportfähigkeit), Sauberkeit, Möglichkeit der Lagerung, Sicherheit, Flexibilität der Nutzung, Kosten der Umwandlung usw. Je nach Verwendung stehen unterschiedliche Attribute im Vordergrund. So ist die Flugindustrie auf einen in Relation zum Gewicht sehr energiehaltigen Treibstoff angewiesen. Im Allgemeinen werden die Energien nach ihrer Qualität wie folgt geordnet: Elektrizität, Erdgas, Öl, Kohle, Holz [vgl. auch STERN UND CLEVELAND 2004, S. 23].

Die hohe Qualität der Elektrizität resultiert aus der effizienten Energieumwandlung, die praktisch ohne Verluste erfolgt. Umgekehrt sind fossile Ener-

gien in einer globalen Betrachtung die wichtigste Grundlage der Elektrizitätsproduktion. Dennoch lässt sich umgekehrt nicht daraus schliessen, dass die Produktivität der Elektrizität aus diesem Grund ebenfalls gering ist. Vielmehr gilt, dass Öl-, Gas- oder Kohlegrosskraftwerke bei der Energieumwandlung weit höhere Wirkungsgrade erlauben als bei einer dezentralen Verwendung, beispielsweise im Rahmen eines Automotors. Tatsächlich gibt es starke Evidenz dafür, dass die Veränderung der Zusammensetzung der verbrauchten Energie zu Einsparungen geführt hat. So lässt sich am Beispiel der USA zeigen, dass in den vergangenen 50 Jahren vor allem die Rolle von Kohle abgenommen hat, während Gas, Öl und vor allem die Elektrizität wichtiger wurden. Diese Entwicklung dürfte wesentlich zu einer höheren Energieeffizienz beigetragen haben [vgl. auch KAUFMANN 2004].

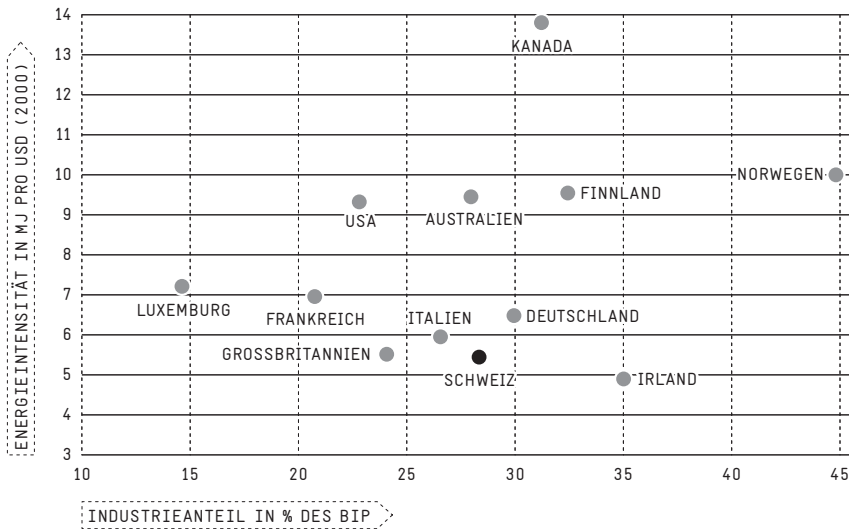
Doch die Verwendung höherwertiger Energieformen relativiert gleichzeitig die These von einer grundsätzlichen Abkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. Eine Studie für die USA, welche die Energien nach der oben definierten Qualität indexiert, zeigt einen engen Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und indexiertem Energieverbrauch. Währenddessen ist der «echte» bzw. nicht indexierte Energieverbrauch nach 1975 weit weniger stark angestiegen als die Wirtschaftsleistung [vgl. STERN 1993]. Mit anderen Worten: Die Veränderung des Energieverbrauchs hat wesentlich zu den Effizienzsteigerungen beigetragen und damit – jedenfalls während einer Transformationsphase – eine scheinbare Abkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum angezeigt. Doch auf längere Sicht ist das Potenzial begrenzt. Sobald ein Grossteil der qualitativ schlechteren Energien abgelöst ist, dürfte der Verbrauch von Energie wieder stärker mit dem Wirtschaftswachstum einhergehen. Ausserdem gibt es Grenzen der Substitution. So ist Strom weiterhin keine Alternative zum Flugpetrol.

Veränderung des Outputs — Schliesslich wird der Energieverbrauch wesentlich durch die Zusammensetzung der Produktion bzw. des wirtschaftli-

chen Outputs bestimmt. Etwas vereinfacht ausgedrückt: Je höher der Anteil der Industrie in einer Volkswirtschaft ist, desto grösser ist tendenziell der Energieverbrauch, je höher der Anteil der Dienstleistungen, desto geringer ist der Energieverbrauch. Neben der absoluten Grösse des Energieverbrauchs induziert die Branchenstruktur auch Unterschiede bei der Zusammensetzung der verwendeten Energie. Während in der Industrie (v.a. Zement/Beton) fossile Energie zur Produktion von Wärme dominiert, steht bei den Dienstleistungen vor allem der Verbrauch von höherwertiger Elektrizität im Vordergrund. Abbildung 3 illustriert, dass in der Tat ein tendenziell positiver Zusammenhang zwischen Energieverbrauch pro Wirtschaftsleistung und Anteil des Industriesektors existiert. Allerdings illustriert die Abbildung auch, dass Unterschiede in der Energieeffizienz existieren. Obschon die Schweiz einen grösseren Anteil Industrie aufweist, liegt ihre Energieintensität unter jener von Ländern wie Italien oder Frankreich. Dies ist offensichtlich ein Hinweis auf eine relativ hohe Energieeffizienz in der Schweiz.

Gerade auf nationaler Ebene ist der Aspekt der Struktur der Wirtschaftsleistung von besonderer Bedeutung. Und insbesondere in kleineren Ländern wie der Schweiz könnten bereits die Ansiedelung und der Wegzug einzelner Industriezweige einen spürbaren Einfluss auf den Gesamtenergieverbrauch haben. Dennoch ist nicht davon auszugehen, dass selbst im Falle eines kompletten Wegzugs der (energieintensiven) Industrie eine Entkoppelung zwischen Energie und Wirtschaftswachstum stattfindet. Eine Entkoppelung würde sich lediglich während einer Transformationsphase abzeichnen. Auch der Dienstleistungssektor ist auf Energie angewiesen, so dass sein Wachstum einen steigenden Energieverbrauch impliziert – wenn auch auf tieferem Niveau [vgl. auch STERN UND CLEVELAND 2004, S. 24]. Aus einer breiteren Perspektive stellt sich natürlich die Frage, ob das steigende Gewicht des Dienstleistungssektors in den entwickelten Ländern und eine damit einhergehende «Abschiebung» energieintensiver Industrien in die Schwellenländer eine sinnvolle Entwicklung ist. Zum einen muss davon ausgegangen werden, dass dort Umwelt- und

Abb. 3: Grösse des Industriesektors und Energieverbrauch (2006)



Länder mit einem hohen Industrieanteil wenden tendenziell mehr Energie pro Wirtschaftsleistung auf. Allerdings zeigt die Abbildung, dass Länder wie die USA oder Frankreich trotz geringerem Industrieanteil mehr Energie pro Wirtschaftsleistung aufwenden als die Schweiz.

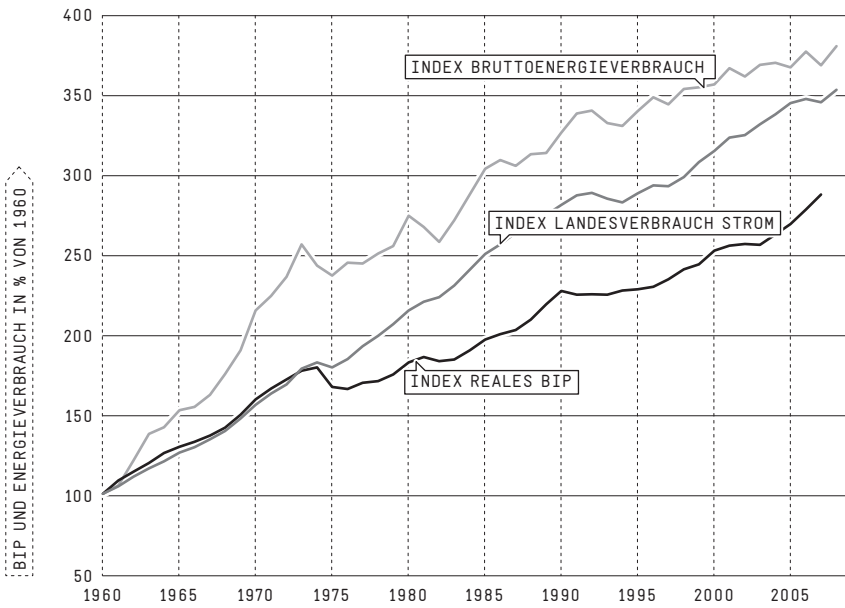
Quelle: Avenir Suisse auf Basis Weltbank und EIA

Sicherheitsstandards tiefer liegen als in den entwickelten Volkswirtschaften. Eine blosser Verschiebung der energieintensiven Wirtschaftsleistung führt in diesem Fall sogar zu einer global höheren Umweltbelastung. Zum anderen kann es kaum das Ziel einer Standort- bzw. Wirtschaftspolitik sein, den Industrieanteil konsequent auszudünnen. Schliesslich profitiert auch der Dienstleistungssektor von der Existenz der Industrie. Ausserdem kann eine breitere sektorale Diversifizierung auch Vorteile hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Stabilität haben.

Energie und Wirtschaftswachstum in der Schweiz — Energieverbrauchs- und Wirtschaftswachstum gingen in den letzten hundert Jahren in der Schweiz eng miteinander einher. Eine einfache Datenauswertung zwischen 1910 und 2007 zeigt, dass zwischen 1910 und 2007 der Energieverbrauch überproportional anstieg: Das reale BIP wuchs in diesem Zeitraum um den Faktor 9,6, der Bruttoenergieverbrauch (welcher neben der Endenergie auch Umwandlungsverluste berücksichtigt)⁷ dagegen um den Faktor 10,7. Der Zusammenhang zwischen Energieverbrauchs- und Wirtschaftswachstum war über diesen Zeitraum jedoch alles andere als konstant. Deutlich überproportional stieg der Energieverbrauch während der 1960er Jahre, als die steigende Industrieproduktion sowie die zunehmende individuelle Motorisierung zu einem massiv wachsenden Energieverbrauch führten. Nach 1990 drehte sich diese Entwicklung jedoch um. Die Wirtschaft wächst seither im Durchschnitt stärker als der gesamte Energieverbrauch [vgl. Abb. 4]. Zwischen 1990 und 2007 stieg das reale BIP um etwa 27 Prozent, während der Bruttoenergieverbrauch um lediglich 13 Prozent zunahm.

Die jüngere Entwicklung ist das Resultat der technologisch bedingten höheren Energieeffizienz, des Strukturwandels sowie der steigenden Relevanz der Elektrizität. Beim Strukturwandel schlägt sich in erster Linie die zunehmende Tertiarisierung der Wirtschaft nieder. So arbeiteten 1973 noch 45 Prozent aller Erwerbstätigen im Industriesektor und 47 Prozent in dem als wenig energie-

Abb. 4: BIP und Energieverbrauch: Positiver Zusammenhang



Zwischen 1960 und 1990 nahm der Energieverbrauch gegenüber dem Wirtschaftswachstum überproportional zu. Nach 1990 lag hingegen das Wirtschafts- über dem Energieverbrauchs- wachstum.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis von Daten Schweizerischer Energierat, BFE, BFS

intensiv geltenden Dienstleistungssektor. Heute liegt der Anteil der Erwerbstätigen in der Industrie bei nur noch 23 Prozent, während fast drei Viertel im Dienstleistungssektor beschäftigt sind. Ähnlich wie im internationalen Kontext nahm auch in der Schweiz der Anteil höherwertiger Energien am Gesamtverbrauch zu. Abbildung 4 illustriert eine zunehmende Relevanz der Elektrizität im Schweizer Energiemix. Der Stromverbrauch ist mit einem Plus von 23 Prozent seit 1990 deutlich stärker angestiegen als der Gesamtenergieverbrauch und liegt damit nur wenig unter der Zunahme des realen Bruttoinlandproduktes.

Unterschiedliche Determinanten der Energienachfrage — Das Energieverbrauchswachstum hängt nicht alleine vom Wirtschaftswachstum ab. Vielmehr sind es unterschiedliche Faktoren, die den Bedarf an Öl, Gas oder Strom bestimmen. Als wichtige Determinanten der Energienachfrage gelten im Allgemeinen: i) der individuelle Wohlstand, der als Pro-Kopf-Einkommen gemessen werden kann, ii) die Durchschnittstemperatur, welche vor allem den Heiz- oder Kühlbedarf bestimmt, iii) der Energiepreis sowie iv) die Struktur der Wirtschaft, insbesondere die Relevanz der Industrie.

Eine eigene empirische Auswertung schweizerischer Daten zwischen 1970 und 2007 zeigt, dass der Gesamtenergieverbrauch deutlich auf die Zunahme des Pro-Kopf-Wirtschaftswachstums reagierte. Danach führte ein reales Pro-Kopf-Wirtschaftswachstum um ein Prozent zu einem etwa um 0,8 Prozent höheren Energieverbrauch. Da die Elastizität geringer als eins ist, weist dies auf eine abnehmende Energieintensität der Volkswirtschaft hin. Gerade im schweizerischen Kontext hat das Klima einen sehr deutlichen Einfluss auf den aggregierten Energieverbrauch. Ein Prozent mehr Heizgradtage pro Jahr erhöht den Gesamtenergieverbrauch um etwa 0,3 Prozent – der Zusammenhang ist statistisch signifikant. Eher gering – aber ebenfalls statistisch signifikant – ist der Einfluss der Preise fossiler Energieträger. Steigt der reale Benzinpreis um ein Prozent, nimmt der gesamte Energieverbrauch um etwa 0,16 Prozent ab. Natürlich beeinflusst der Benzinpreis in erster Linie die Nachfrage nach

Box 3: Nachfrage nach Treib- und Brennstoffen sowie Strom –
eine eigene Schätzung

Bei der Nachfrage nach Strom zeigt sich kein relevanter und signifikanter Einfluss des Preises auf die Nachfrage. Dieses Resultat ist nicht verwunderlich. Immerhin weisen auch andere Schätzungen auf sehr geringe Preiselastizitäten hin [vgl. ERDMANN und ZWEIFEL 2008, S. III]. Substanziell ist dagegen die Einkommenselastizität. Bei einer Steigerung des realen BIP pro Kopf um ein Prozent steigt der Stromverbrauch um etwa 0,6 Prozent. Signifikanten Einfluss haben ausserdem der Wohnungsbestand sowie die Anzahl Heizgradtage. Das kann auf die Existenz von ineffizienten Elektroheizungen, aber auch auf die steigende Zahl von Wärmepumpen, die ihrerseits Strom benötigen, zurückzuführen sein. Auch beim Benzin zeigt sich ein äusserst starker Zusammenhang zwischen Verbrauch und dem realen BIP pro Kopf (Elastizität von 0,9). Die Benzinpreiselastizität zwar relativ gering (Elastizität von -0,2), jedoch statistisch signifikant. Bei der Benzinpreiselastizität zeigt sich eine gute Übereinstimmung mit dem Resultat einer im Auftrag des BFE erstellten Studie. Auch dort ist die Preiselastizität der Treibstoffnachfrage in der Schweiz relativ schwach (-0,27), selbst auf lange Frist. Die davon separierte Preiselastizität der Benzinnachfrage ist etwas stärker (-0,34). Dies kann durch eine erhöhte Substitutionsmöglichkeit (z.B. Diesel statt Benzin) erklärt werden [vgl. BFE 2009c, S. 6]. Bei den Brennstoffen dominiert eindeutig der Effekt der Heizgradtage (Elastizität von 0,4). Die Preiselastizität ist zwar wie erwartet negativ und unelastisch, jedoch statistisch wenig gesichert. Der Einfluss der Preise dürfte vor allem längerfristig relevant sein. Besonders interessant ist daher, dass die Analyse einen signifikanten autonomen Trend einer kontinuierlichen Abnahme des Brennstoffverbrauchs anzeigt, was auf den vermehrten Einsatz von Wärmedämmung oder alternativen Heiztechnologien wie Gasheizungen oder Wärmepumpen hindeutet.

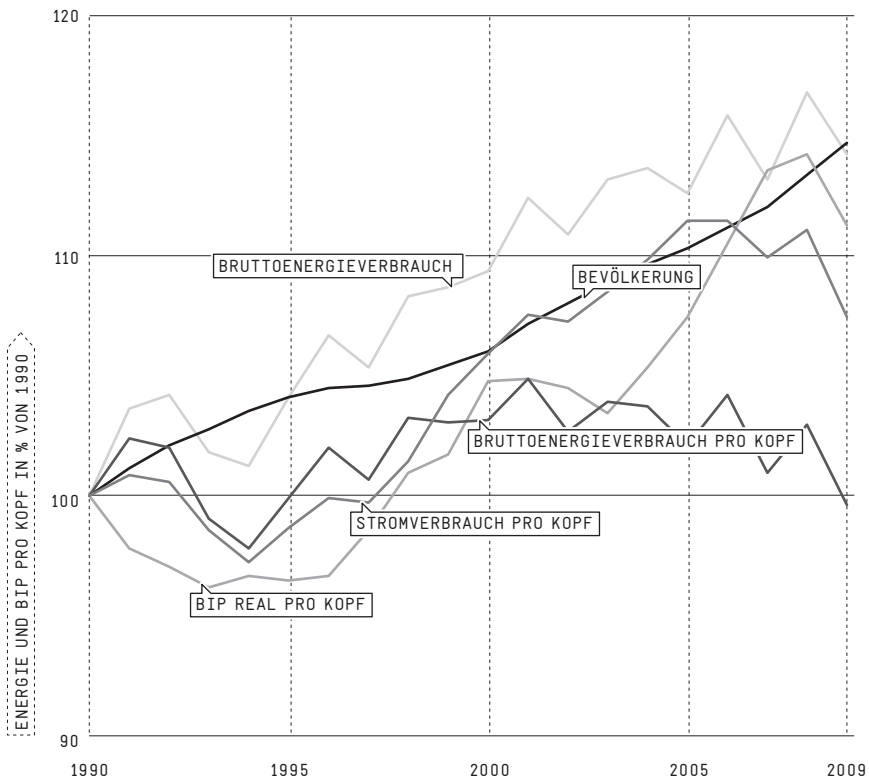
Treibstoffen, allerdings ist er auch ein Indikator für die Preise der restlichen fossilen Energien. Langfristig dürfte die gemessene Elastizität jedoch höher liegen, da die Verbraucher bessere Möglichkeiten der Verbrauchsanpassung nutzen können – z.B. durch Verhaltensanpassungen sowie den Kauf neuer, verbrauchsärmerer Geräte. Die aggregierte Betrachtung erschwert jedoch die Interpretation der Zusammenhänge. Schliesslich ist davon auszugehen, dass Veränderungen des individuellen Wohlstands, der Temperaturen sowie der Preise die Nachfrage nach Strom, Brenn- und Treibstoffen differenziert beeinflussten. Box 3 untersucht daher die unterschiedlichen Energien separiert.

Da die Industrie im Allgemeinen als energieintensiver gilt als der Dienstleistungssektor, muss davon ausgegangen werden, dass eine Veränderung ihrer Relevanz entsprechenden Einfluss auf die Energienachfrage haben würde. In der statistischen Analyse wird dies separat analysiert, um eine Vermengung mit dem Pro-Kopf-BIP zu verhindern. Dabei zeigt sich, dass eine um ein Prozent höhere industrielle Produktion mit einem um 0,3 Prozent höheren Gesamtenergieverbrauch einhergeht. Der Einfluss scheint nicht sehr hoch zu sein, allerdings ist er statistisch signifikant.

Die dargestellten Werte gelten für den Zeitraum zwischen 1970 und 2009. Das heisst, es handelt sich um Durchschnittswerte für die gesamte untersuchte Periode. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich, dass sich im Laufe der Zeit die Zusammenhänge bzw. Elastizitäten verändert haben. So hat der Einfluss des realen BIP pro Kopf abgenommen. Eine deutliche Senkung der BIP-Elastizität fand in den Jahren zwischen 1975 und 1985 statt. Dies dürfte nicht zuletzt eine Folge der beiden Ölkrisen sein, die zu einer erhöhten Energieeffizienz führten. Ähnliches gilt für die industrielle Produktion. Der Einfluss auf den Energieverbrauch nahm in dieser Zeitperiode ab, blieb danach aber relativ stabil. Das heisst, zunehmender individueller Wohlstand, aber auch eine Steigerung des industriellen Outputs gehen heute mit einem geringeren Anstieg des Energieverbrauchs einher als noch zu Beginn der Betrachtungsperiode. Dies weist auf eine höhere Effizienz beim Energieverbrauch hin. Dieser Umstand wird auch in Abbildung 5 ersichtlich, in welcher der Zusammenhang zwischen Pro-Kopf-Energieverbrauch und dem realen BIP pro Kopf seit 1990 dargestellt ist: Trotz steigenden individuellen Wohlstands stagnierte der Bruttoenergieverbrauch pro Kopf zwischen 1990 und 2009. Der steigende Gesamtverbrauch in dieser Periode dürfte in erster Linie auf die wachsende Bevölkerung zurückzuführen sein.

Daneben deutet die Zunahme des Pro-Kopf-Stromverbrauchs auf eine Verschiebung der Zusammensetzung des Energieverbrauchs hin. Das illustriert

Abb. 5: Energie und BIP pro Kopf: Stabiler Gesamtverbrauch, allerdings mehr Strom



Während der Pro-Kopf-Gesamtenergieverbrauch zwischen 1990 und 2009 stagnierte, nahm in der Schweiz der Pro-Kopf-Stromverbrauch in etwas geringerem Ausmass zu als die Pro-Kopf-Wirtschaftsleistung.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BFE/BFS

gleichzeitig, dass ein Teil der festgestellten Energieeffizienzsteigerung eine Folge des Substitutionseffekts ist: Der qualitativ höherwertige Strom ersetzt vermehrt die fossilen Energieträger. Die Analyse der Zahlen zwischen 1970 und 2009 illustriert ausserdem, dass während dieser Periode der Einfluss der Preise auf den Energieverbrauch tendenziell abgenommen hat. Das heisst, steigende Preise veranlassen heute die Verbraucher zu geringeren Einsparungen als noch vor vierzig Jahren. Fasst man die dargestellten Entwicklungen zusammen, bedeutet dies, dass eine höhere Energieeffizienz offenbar mit einer geringeren Preissensitivität einherging.

2.4 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Die Energieintensität der Schweizer Volkswirtschaft hat in den vergangenen 40 Jahren abgenommen. Daraus lassen sich zwei wesentliche Schlüsse ziehen. Erstens wurde die Volkswirtschaft hierdurch resistenter gegenüber Preisschocks, insbesondere Ölpreisschocks. Höhere Energiepreise beeinträchtigen die schweizerische, aber auch die globale Konjunktur in geringerem Ausmass als noch während der Zeit der ersten Ölkrise. Und zweitens geht das Wirtschaftswachstum in geringerem Ausmass mit einem Energieverbrauchswachstum einher. In einer Pro-Kopf-Betrachtung resultiert seit 1990 sogar ein etwa unveränderter Energieverbrauch. Dennoch lässt sich daraus nicht ableiten, dass das Wirtschaftswachstum in der Schweiz künftig mit einem anhaltend stagnierenden oder gar nachhaltig sinkenden Energieverbrauch einhergehen wird. So illustriert die Abbildung 5, dass seit 1990 der gesamte Energieverbrauch weiter zugenommen hat. Das ist vor allem auf das Bevölkerungswachstum zurückzuführen, welches auch in den kommenden Jahren anhalten dürfte. Das Bundesamt für Statistik (BFS) geht in seinem Referenzszenario davon aus, dass die Zahl der Personen mit ständigem Aufenthalt in der Schweiz von 7,8 Mio. Ende 2009 auf 9 Mio. im Jahr 2060 ansteigen wird.⁸

Der für das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum notwendige Energieeinsatz hat in den vergangenen Jahren allerdings abgenommen. Analog zur internationalen bzw. theoretischen Analyse ist dies im Wesentlichen auf drei Effekte zurückzuführen. Erstens nahm die Effizienz von Anlagen und Geräten aufgrund von Innovationen zu, zweitens hat eine Verschiebung bei den verwendeten Energien stattgefunden (also hin zu «qualitativ höherwertigen» Energien, v.a. Strom) und drittens hat sich auch die Struktur des Outputs im Sinne einer geringeren Energieintensität der hergestellten Güter verändert. Dadurch nahm zwar der positive Zusammenhang zwischen Gesamtenergie und Wirtschaftswachstum nach 1990 ab. Jedoch deuten vor allem die steigende Relevanz von Strom sowie die hohe BIP-Elastizität des Stromverbrauchs [vgl. Box 3) darauf hin, dass keine nachhaltige Entkoppelung zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch stattgefunden hat.

Hohe Relevanz von Strom — Das aber bedeutet nicht, dass weitere Effizienzgewinne unmöglich sind. Durch eine anhaltende Substitution von Ölheizungen durch die effizienteren Wärmepumpen dürften weitere Energieeinsparungen resultieren – was umgekehrt zu einem höheren Stromverbrauch führt. Und durch eine Elektrifizierung der Fahrzeuge könnten ausserdem auch Treibstoffe weitgehend durch Elektrizität substituiert werden. Daraus lässt sich schliessen, dass der Elektrizität künftig eine Schlüsselrolle zukommen wird. Würde der gesamte aktuelle Verbrauch von Gas sowie Erdölbrenn- und Treibstoffen durch Elektrizität substituiert, vervierfacht sich ungefähr der Stromverbrauch in der Schweiz. Dabei ist der mögliche Effizienzgewinn durch die qualitativ höherwertige Elektrizität allerdings nicht eingerechnet. Geht man etwas pauschal davon aus, dass bei der Stromproduktion in Grosskraftwerken die Energieeffizienz sehr grob und optimistisch geschätzt etwa dreimal so hoch ist als bei der dezentralen Verwendung in Automotoren oder Heizungen, dann erhöht sich der Stromverbrauch «lediglich» auf etwa das Doppelte. Die theoretische Überlegung illustriert aber auch, dass mit dieser Substitution keine Entkoppelung zwischen Wirtschafts- bzw. Bevölkerungswachstum und

dem Energieverbrauchswachstum verbunden ist. Vielmehr handelt es sich um eine Art «Niveaueffekt», der lediglich temporär ist. Sobald nämlich die Substitution vollständig ist, dominiert wiederum der Einfluss des steigenden BIP bzw. der wachsenden Bevölkerung auf den Stromverbrauch. Nun nimmt der Energieverbrauch wiederum mit dem Wirtschaftswachstum zu – wenn auch auf tieferem Niveau.

Wenig realistische «2000-Watt-Gesellschaft» — Ungeachtet dieser Zusammenhänge wird im politischen Prozess immer häufiger eine strikte Einschränkung des Energieverbrauchs gefordert. So hat das Stadtzürcher Stimmvolk Ende 2008 einer Änderung der Gemeindeordnung zugestimmt, wonach die «2000-Watt-Gesellschaft» zur allgemeinen energiepolitischen Zielsetzung definiert wird. Der Begriff der «2000-Watt-Gesellschaft» ist keineswegs neu und geht unter anderem auf eine Arbeit aus dem Jahr 1994 zurück. Die Autoren P. Kesselring und C.-J. Winter postulierten die technische Machbarkeit eines Szenarios, in welchem pro Person lediglich 2000 Watt Dauerleistung zur Verfügung stehen. Im Jahr 1998 wurde der Begriff auch vom ETH-Rat aufgegriffen und in der «Strategie Nachhaltigkeit im ETH-Bereich» verwendet. Die 2000 Watt Dauerleistung entsprechen einem Jahresverbrauch an Energie von 17 520 kWh, also $(2000 \text{ Watt} \times 24 \text{ Stunden} \times 365 \text{ Tage})$. Diese Grösse wurde nicht zufällig gewählt, sondern bezieht sich auf den ungefähren weltweiten durchschnittlichen Energieverbrauch pro Person. Heute verbraucht ein Schweizer etwa das Zweieinhalbfache, ein US-Amerikaner etwa das Sechsfache und ein Afrikaner weniger als die Hälfte davon. Damit enthält das Konzept auch eine Dimension der Verteilungsgerechtigkeit: Konsumenten in der ersten Welt sollen sich am Verbrauch des Weltdurchschnitts orientieren. In der aggregierten Betrachtung wird der Energieverbrauch nicht nur eingefroren, sondern auch gleichmässig auf die Weltbevölkerung aufgeteilt [vgl. GUTZWILLER 2006, S. 2/3]. Die 2000-Watt Dauerleistung entspricht ungefähr dem Energiebedarf eines Schweizer zu Beginn der 1960er Jahre. Das rasante Wachstum des Individual- sowie des Pendelverkehrs, aber auch die Elektrifizierung der Haushaltgeräte

sowie die steigende Verwendung von elektronischen Unterhaltungs- und Kommunikationsgeräten standen der Gesellschaft zu diesem Zeitpunkt noch bevor.

Dennoch unterstellt das Konzept bei seiner Umsetzung keine massiven Einbussen bei der Lebensqualität. Im Zentrum des Ansatzes steht vielmehr die Weiterentwicklung von Technologien, welche bei sinkendem Energieverbrauch gleichen Wohlstand möglich machen sollen.⁹ Mindestens in der kurzen und mittleren Frist dürften Effizienzsteigerungen alleine aber kaum genügen, vielmehr sind Verhaltensänderungen nötig. So stehen einer Person in der 2000-Watt-Gesellschaft noch etwa 500 Watt für Mobilität zur Verfügung. Heute verbraucht ein Durchschnittsschweizer rund 1500 Watt für die Mobilität. Das aber bedeutet, dass die 2000-Watt-Gesellschaft ohne massive Verhaltensänderungen gegenüber dem Status quo nicht auskommt [vgl. SES 2009, S. 9, und HÄNE 2010, S. 17]. Diesbezüglich scheint inzwischen ein relativ breiter Konsens zu herrschen. Auch die Energieperspektiven des Bundes stellten fest, dass das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft nur durch Änderungen und Einschränkungen der heutigen Bedürfnisse realisierbar ist. Abstriche wären vor allem bei der Mobilität nötig [vgl. GUTZWILLER 2006, S. 14/15]. Zu einem gleichen Schluss kommt auch die obige Analyse: Ein nachhaltig stabiler Energieverbrauch ist in einer wachsenden Wirtschaft nicht möglich. Ein massgeblicher Teil der steigenden Energieeffizienz war in den vergangenen Jahren auf die Substitution von Energieträgern und die Veränderung der Wirtschaftsleistung zurückzuführen. Da es sich um «Niveau-Effekte» handelt, muss davon ausgegangen werden, dass in einer längerfristigen Betrachtung der Einfluss des wachsenden Wohlstandes auf den Energieverbrauch dominiert. Die postulierte 2000-Watt-Gesellschaft ist in diesem Kontext nicht dauerhaft aufrechtzuerhalten – jedenfalls nicht ohne Einschränkungen für Wirtschaftswachstum und Wohlstand.

Eine andere Optik: Energieeinsparungen als Wachstumstreiber? — Geht man von der im Allgemeinen verbreiteten Annahme aus, dass sich die Prei-

se für fossile Energien in Zukunft weiter erhöhen werden, dann wird die Nachfrage nach neuen, energiesparenden Technologien sowie alternativen Energieerzeugungstechnologien weiter zunehmen. Die obigen Ausführungen illustrieren, dass mit den höheren Kosten negative Wirkungen auf die Konjunktur und womöglich das Wirtschaftswachstum einhergehen können. Umgekehrt aber eröffnen sich auch wirtschaftliche Möglichkeiten. Wie in Kapitel 2.3 dargelegt, führen die höheren Preise auch zu Innovationen.

Je nach Struktur einer Volkswirtschaft könnte dies sogar ein höheres Wachstum implizieren. Das gilt vor allem dann, wenn die inländischen Produzenten stark im Bereich der Energie bzw. Energieeffizienz engagiert sind. Häufig wird die Meinung vertreten, dass durch eine gezielte Energie- bzw. Klimapolitik dieser Effekt verstärkt werden kann. So könnte die frühe Entwicklung eines inländischen Marktes für energieeffiziente Technologien den heimischen Unternehmen einen Vorteil am Weltmarkt generieren. Daneben könnten sich sinkende Erdöl- und Erdgasimporte positiv auf die inländische Konjunktur auswirken. Unterschiedliche Instrumente stehen für eine solche Politik zur Verfügung. Dazu gehören die Subventionierung zukunftssträchtiger Technologien (Einspeisevergütung für neue erneuerbare Energien), die Besteuerung des Verbrauchs fossiler Energien (z.B. CO₂-Abgabe bzw. Zertifikate) oder die Festlegung von minimalen technischen Standards. Verschiedene Studien haben sich mit dem Potenzial solcher Strategien für das Wirtschaftswachstum auseinandergesetzt [vgl. Box 4].

Die unterschiedlichen Resultate illustrieren jedoch, dass eine klare Voraussage über die Entwicklung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen schwierig ist. So geht die Subventionierung mit einer ganzen Reihe von Risiken einher: i) systematische Förderung der falschen bzw. ineffizienten Technologien (z.B. einseitig starke Subvention teurerer Technologien über eine kostenbasierte Vergütung), ii) ungewollte Verteilungswirkungen (grosse, ineffiziente Verbraucher profitieren stärker), iii) steigende Importquote durch die

Box 4: Höheres Wachstum durch Energieeinsparungen? 1/2

Eine 2009 von McKinsey im Auftrag des BFE erstellte Studie kommt zum Schluss, dass durch eine strikte CO₂-Reduktionspolitik in der Schweiz netto Arbeitsplätze geschaffen würden. Die unterstellten CO₂-Einsparungen im Gebäude- und Transportbereich in der Grössenordnung von ca. 6,7 Mt CO₂ und die dazu nötigen Investitionen würden gemäss den Schätzungen bis 2020 netto 10600 neue Arbeitsplätze schaffen. Allerdings würde es sich in erster Linie um Arbeitsplätze im relativ wenig produktiven Bausektor handeln, gleichzeitig würden aufgrund des öffentlichen Finanzierungsbedarfs Arbeitsplätze in möglicherweise produktiveren Sektoren verlorengehen (Crowding-out). Als gering schätzt die Studie ausserdem die Effekte einer Förderung von erneuerbaren Energien bei der Stromproduktion ein. Aufgrund des geringen Anteils von Schweizer Unternehmen am Bau solcher Anlagen kann nicht damit gerechnet werden, dass der Schweizer Wirtschaftsstandort gefördert wird [vgl. MCKINSEY 2009, S. 31 und 60].

Eine Studie der ETH aus dem Jahr 2010 schätzt auf makroökonomischer Ebene die Auswirkungen einer strikten Energiereduktionspolitik (Umsetzung der 2000-Watt-Gesellschaft) bzw. das CO₂-Reduktionspotenzial auf das Wirtschaftswachstum in der Schweiz bis 2050. Im Zentrum der Simulationsrechnungen steht die Besteuerung von Energie bzw. CO₂. Je nach Szenario werden die Steuereinnahmen rückverteilt oder als Subventionen für Forschung und Entwicklung verwendet. Die Studie kommt zum Schluss, dass eine solche Politik moderate, aber nicht vernachlässigbare Wohlfahrtskosten verursachen würde [vgl. BRETSCHGER ET AL. 2010, S. 39]. Während vor allem die Maschinenindustrie sowie die Dienstleistungssektoren ein höheres Wachstum als im Referenzszenario aufweisen, fällt das Wachstum in den Sektoren Landwirtschaft und Transport sowie im Bausektor geringer aus. Im Gegensatz zur McKinsey-Studie ergeben sich hier vermehrt neue Arbeitsplätze in produktiveren Branchen. Natürlich besteht umgekehrt auch die Gefahr, dass mit jeder Politik der Besteuerung oder auch Subventionierung negative wirtschaftliche Einflüsse einhergehen, zumal die Mittel potenziell produktiveren Bereichen der Wirtschaft entzogen werden. So schätzt eine spanische Studie aus dem Jahr 2009, dass pro subventionierten Arbeitsplatz in der Branche für erneuerbare Energien 2,2 andere Arbeitsplätze verloren gehen [vgl. ALVARES ET AL. 2009].

Gerade bei der Förderung von neuen erneuerbaren Energien besteht die Gefahr, dass die erhofften wirtschaftlichen Impulse ausbleiben oder gar negativ sind. Das hat einerseits damit zu tun, dass vor allem die Förderung von Photovoltaik sehr teuer ist und dass andererseits die Technologie vermehrt importiert wird, so dass sich im Inland kaum positive wirtschaftliche Impulse bemerkbar machen. Während die ...

Box 4: Höheres Wachstum durch Energieeinsparungen? 2/2

... Internationale Energieagentur mit Kosten von 200 bis 600 USD pro MWh für die Photovoltaik rechnet (je nach Standort und Zinssatz), beliefen sich die Strompreise an der European Energy Exchange (EEX) für das Marktgebiet Deutschland im Jahr 2009 für Grundlast auf 39 und für Spitzenlast auf 52 EUR/MWh. Dabei garantieren die hohen kostenbasierten Förderbeiträge über die Einspeisevergütung keineswegs inländische Wertschöpfung. Mit einem Marktanteil von etwa einem Drittel war 2009 China der weltweit bedeutendste Hersteller von Solarmodulen.¹⁰ Der steigende Wettbewerb und die offensichtlich fallenden Margen führen zur vermehrten Produktionsverlagerung nach Asien, so dass der chinesische Marktanteil weiter wachsen dürfte [vgl. auch THE ECONOMIST 2010a, S. 57]. Ein ebensolcher Trend zur Produktionsverlagerung nach China zeichnet sich auch bei Windkraftanlagen ab. 2009 betrug der kumulierte Marktanteil der dominanten drei Produzenten aus den Industrieländern (General Electric, Vestas Wind Systems und Siemens) nur noch 14 Prozent – vor fünf Jahren lag ihr Anteil noch bei 71 Prozent. Marktanteile dazugewonnen haben vor allem chinesische Unternehmen wie Sinovel Wind und Xinjiang Goldwind Science & Technology. Zwar verfügen die westlichen Unternehmen nach wie vor über einen technologischen Vorsprung, doch ist die Herstellung der Anlagen in China günstiger. Chinesische Unternehmen produzieren die Anlagen daher häufig in Lizenz. Daneben verlagern westliche Hersteller ihre Produktion vermehrt nach China [vgl. nzz 2010f, S. 26].

Förderung von Technologien, die im Ausland hergestellt werden [vgl. Box 4), iv) Vernichtung anderer, möglicherweise wertschöpfungsintensiverer Arbeitsplätze (da die nötige Finanzierung negative Wirkungen auf den Output anderer Sektoren haben kann) und v) Mitnahmeeffekte (die entsprechenden Investitionen z.B. in die Wärmedämmung usw. würden von den privaten Investoren auch ohne die Förderung vorgenommen, dennoch nimmt man gerne die Subvention). Doch ganz unabhängig davon könnten Subventionen – wenn wir diese als politisches Faktum annehmen – auch in anderen Sektoren eingesetzt werden, beispielsweise in der Bildung und Forschung. Deren Förderung gehört zu den eigentlichen Aufgaben eines Staates. Aus einer aggregierten Kosten-Nutzen-Betrachtung würden dort die Subventionen möglicherweise produktiver eingesetzt.

Weniger verzerrend – aber politisch weniger attraktiv – ist dagegen die Besteuerung von Energie bzw. CO₂. Doch auch hier könnten negative Auswirkungen resultieren. Zu hohe Abgaben könnten die inländische Produktion im internationalen Wettbewerb benachteiligen und Standortverlegungen provozieren, so dass in einer aggregierten Betrachtung keine CO₂-Senkung resultiert. Aus diesem Grund ist eine internationale Abstimmung zwingend nötig. Auch könnten ungewollte Einflüsse auf die Einkommensverteilung resultieren, zumal bei Haushalten mit geringerem Einkommen der Anteil der Energie an den Ausgaben relativ hoch ist und die Substitutionsmöglichkeiten z.B. durch Investitionen relativ gering sind. Allfällige Mechanismen einer Rückverteilung können solche verzerrende Wirkungen nur beschränkt reduzieren – womöglich resultieren gar neue unerwünschte Effekte. Dennoch weisen Steuern im Vergleich zu den Subventionen einen wichtigen Vorteil auf. Hier steuert grundsätzlich der Markt die Förderung von energieeffizienten Technologien.

Die Ausführungen sind kein Argument gegen eine Klimapolitik. Doch illustrieren sie, dass die Vermischung von Zielen der Klimapolitik mit der Wirtschafts- bzw. Industriepolitik wenig sinnvoll ist – zu unklar sind die Wirkungen, zu gross sind die wirtschafts- und finanzpolitischen Risiken. Ob die Gesamtwirtschaft von spezifischen Förderprogrammen profitiert, ist nicht nur sehr unsicher, sondern auch schwer zu berechnen. Mit grosser Wahrscheinlichkeit sind die Effekte sogar negativ.

03/

Globale Entwicklungen des Energieangebots

3.1 Begrenzte fossile Energien – eine Übersicht

Fossile Energiequellen sind nach verbreiteter Auffassung das Produkt abgestorbener organischer Bestandteile, welche sich, in Sedimenten eingeschlossen, zu energetisch hochwertigen Kohlenwasserstoffen umgewandelt haben. Da dieser Prozess Jahrmillionen dauert, gelten fossile Rohstoffe als endlich. Trotz dieser faktischen Begrenzung ist kaum davon auszugehen, dass die Energiereserven schon bald versiegen. Die Ökonomie geht vielmehr davon aus, dass sich ein allfälliger Mangel über eine längere Periode manifestiert und dabei über den Preismechanismus verschiedene Anpassungen in Gang gesetzt werden. So gehen mit zunehmender Knappheit in erster Linie höhere Preise einher. Diese implizieren ihrerseits Explorationstätigkeiten in unzugänglicheren Regionen. Die steigenden Kosten der Förderung werden durch zunehmend effiziente Technologien gedämpft. Gleichzeitig werden bei den Verbrauchern neue Technologien eingesetzt, die entweder weniger Energie oder andere Energieträger voraussetzen. In einer solchen Betrachtung dürfte das Versiegen fossiler Energien keine eigentliche Gefahr für die Menschheit darstellen, vielmehr können damit Innovationen und Wirtschaftswachstum verbunden sein.

Als problematisch müsste vielmehr eine Entwicklung betrachtet werden, bei der sich die Knappheit bereits in der kurzen Frist bemerkbar macht und sich fast schockartig in höheren Preisen manifestiert. Solche Befürchtungen wurden nicht zuletzt im Jahr 2008 geweckt, als die Preise für Öl, Gas und Kohle Rekordwerte erreichten. Vielfach wurde darauf hingewiesen, dass die Ära des billigen Öls endgültig vorüber ist. In diesem Zusammenhang wurde häufig der Ausdruck «Peak Oil» verwendet. Dabei wird der Begriff des Fördermaximums eines einzelnen Ölfeldes auf die globale Ölförderung übertragen. Dies wurde erstmals vom amerikanischen Geologen Marion King Hubbert beschrieben. Der Begriff beschreibt eine Kurve, die auf eine vorerst steigende Ergiebigkeit hinweist, ein Maximum erreicht und dann stetig zurückgeht. Eine solche Entwicklung kann bei einzelnen Ölfeldern tatsächlich beobachtet werden – wobei jedoch durch verschiedene technische Massnahmen die Ergiebigkeit in den letzten Jahren ständig gesteigert werden konnte. Und auch in der aggregierten Betrachtung der US-Ölförderung zeichnete sich eine solche Kurve ab, wobei das Fördermaximum schon etwa 1970 erreicht wurde. Daneben haben auch Länder wie Norwegen oder Indonesien den Peak bereits erreicht. Die Peak-Oil-Theorie geht davon aus, dass es bereits vor dem eigentlichen Versiegen der fossilen Energien zur Krise kommt, zumal die steigende Nachfrage auf ein sinkendes Angebot trifft [vgl. GANSER ET AL. 2008, S. 4].

Die eigentliche Schwierigkeit im Zusammenhang mit der Theorie liegt in der Prognose des tatsächlichen Peaks, des Fördermaximums. Hierzu fehlt es schlicht an den Informationen über den künftigen Verbrauch, die technischen Entwicklungen und tatsächlichen Vorkommen. So wurde der weltweite «Peak Oil» schon für verschiedene Jahre zwischen 1989 und 2008 vorausgesagt. Heute wird häufig etwas globaler darauf verwiesen, dass der Zeitpunkt innerhalb der nächsten 20 Jahre eintreffen wird. Ein Blick auf die nachgewiesenen Öl-, Gas- und Kohlevorräte (sog. Proved Reserves)¹¹ zeigt allerdings, dass die Vorräte trotz steigendem Verbrauch ständig nach oben angepasst wurden. Während Kohle bei konstantem Verbrauch noch für mehr als 120 Jahre verfügbar sein

dürfte, sind es beim Gas noch etwa 60 Jahre und beim Öl etwa 45 Jahre. Interessant ist vor allem die Tatsache, dass die Reichweite – also das Verhältnis von Reserven zur Produktion – von Öl und Gas während der vergangenen 30 Jahre etwa konstant blieb bzw. beim Öl sogar etwas zunahm [vgl. Abb. 6]. Diese Feststellung deutet darauf hin, dass die nachgewiesenen bzw. gesicherten und wirtschaftlich förderbaren Reserven keine feste Grösse sind. Vor allem die Entwicklung neuer Such- und Fördertechnologien bestimmt, inwiefern sich sogenannte Ressourcen, bei denen es sich um bisher wirtschaftlich uninteressante oder geologisch noch nicht genau erfasste Vorkommen handelt, in technisch sowie ökonomisch nutzbare Reserven verwandeln, welche auch in Abbildung 6 zugrunde gelegt werden.¹²

Einfluss von strategischem Verhalten — Eine Prognose des Förderpeaks ist auch aufgrund von strategischem Verhalten der Marktteilnehmer schwierig. Schliesslich reagieren Förderländer, aber auch Verbraucher auf (erwartete) Veränderungen des technischen und wirtschaftlichen Umfelds. Etwas vereinfacht dargestellt, wägt der Besitzer eines Ressourcenbestandes zwischen zwei grundlegenden Optionen ab. Er kann erstens seine Reserven rasch abbauen und die daraus resultierenden Gewinne im Rahmen eines Staatsfonds am Kapitalmarkt anlegen. Oder er kann sie zweitens im Boden belassen und darauf warten, dass die Rohstoffpreise wegen der zunehmenden Knappheit ansteigen. Im ökonomischen Gleichgewicht ist er zwischen den beiden Optionen indifferent. Das trifft dann zu, wenn sich der Wert der Ressource mit der Rate des Marktzinssatzes erhöht. Dies wiederum impliziert, dass der Marktpreis einer endlichen Ressource stärker ansteigt als die Preise der übrigen Güter und Dienstleistungen. Der Zusammenhang wird in der Ökonomie als Hotelling-Regel bezeichnet.

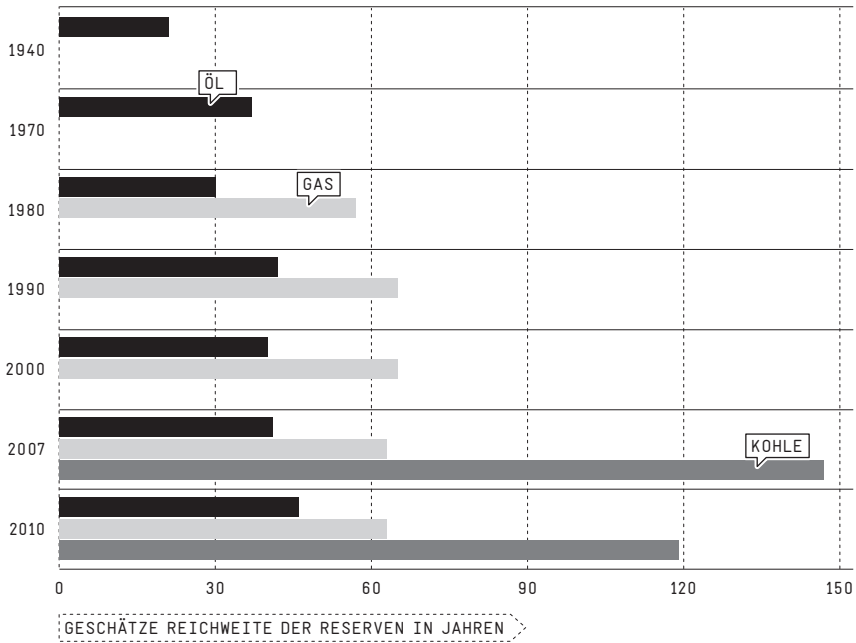
Allerdings setzt die Regel überaus hohe Anforderungen an den Informationsstand sowie das rationale Verhalten der Marktteilnehmer voraus. Aufgrund der Unsicherheiten über die künftige Entwicklung der Nachfrage, der Förder-

technologien und der tatsächlich verfügbaren Reserven sowie der politischen Einflussnahme im Energiemarkt sind diese Anforderungen in der Praxis nur sehr begrenzt erfüllt. Darüber hinaus besteht die Gefahr von sich selbst erfüllenden Prophezeiungen: Mit der Erwartung steigender Preise steigen diese an, zumal bei den Förderländern die Anreize zunehmen, den Reserveabbau zu verzögern. Umgekehrt reagieren Verbraucher auf die Erwartung höherer Preise mit einer Zusatznachfrage und tragen – mindestens kurzfristig – ebenfalls zum Preisanstieg bei. Eine wachsende Überzeugung, dass der «Peak Oil» schon bald eintritt, verstärkt daher die Preisspirale [vgl. ERDMANN UND ZWEIFEL 2008, S. 127–129, 133 und 202]. Die Überlegungen illustrieren, dass eine simple Berechnung der Reichweite von Reserven auf Basis des Bestandes sowie der aktuellen Produktion wenig aussagekräftig ist. Vielmehr spielen vielfältige Erwartungen und damit zusammenhängende strategische Verhaltensweisen zentrale Rollen. Und da sich Erwartungen über die Zeit rasch verändern können, neigen Energiemärkte zu volatilen Preisentwicklungen. Die Höchstpreise für Öl, Gas und Kohle im Jahr 2008 waren daher keineswegs klare Indikatoren für das baldige Erreichen des Fördermaximums.

3.2 Erdöl: Nationalisierung und geringe Investitionen

Der Ölpreis erreichte 2008 mit knapp 150 USD pro Barrel einen historischen Höchstwert. Die starke Konjunktur und die damit einhergehende hohe Nachfrage vor allem der aufstrebenden Volkswirtschaften Asiens führten zu diesem massiven Preisausschlag. Mit dem Einsetzen der Rezession brach der Ölpreis zusammen und erreichte 2009 einen Durchschnittswert von etwa 60 USD. Doch auch damit ist der Ölpreis alles andere als günstig. Der Wert liegt deutlich über dem langfristigen Durchschnitt von knapp 31 USD seit 1982. Diese Feststellung ändert sich nicht, wenn man die Inflation ausklammert: Der Ölpreis ist sowohl nominell als auch real auf relativ hohem Niveau [vgl. ERSTE BANK RESEARCH 2010, S. 3]. Die signifikanten Preisveränderungen wäh-

Abb. 6: Schätzung der Reichweite nachgewiesener Reserven: Scheinbares Wachstum



Bei Gas und Öl blieben die nachgewiesenen Reserven (gemessen als Reserven in Relation zur Jahresproduktion) seit den 1970er Jahren ungefähr konstant. Die grössten Reserven bestehen bei der Kohle.

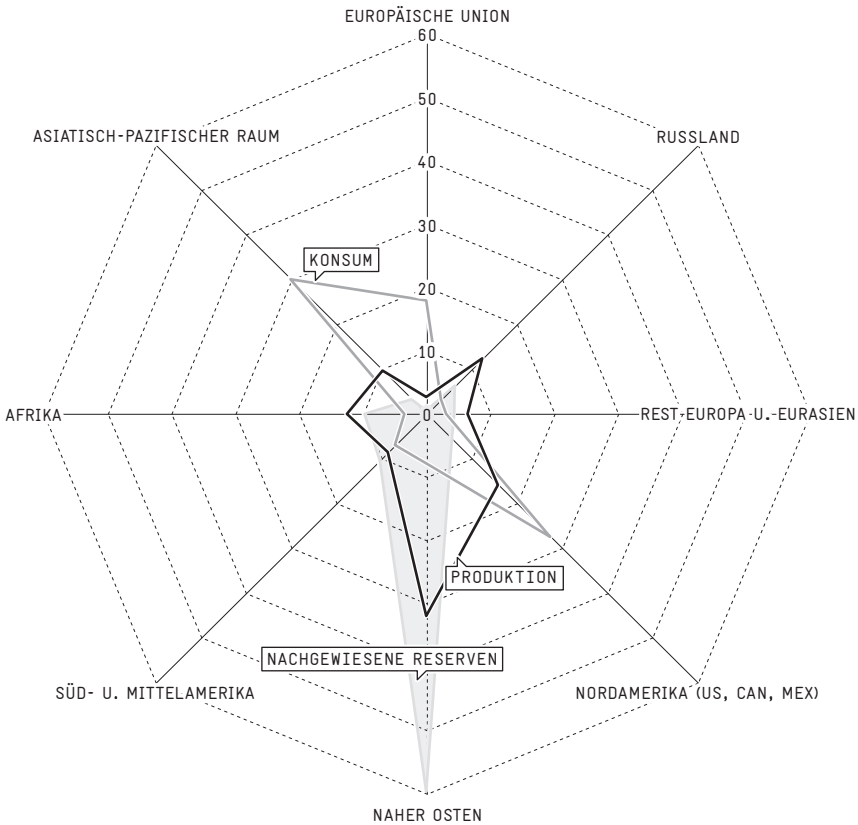
Quelle: Avenir Suisse auf Basis BP

rend der letzten drei Jahre illustrieren, dass in der kurzen Frist vor allem die Konjunktur den Ölpreis bestimmt. Aufgrund der relativ rigiden Angebotskapazitäten können geringe Veränderungen der Nachfrage zu bedeutenden Preisveränderungen führen. Mittel- und längerfristig verändert sich aber auch das Angebot an Öl. Die höheren Preise geben Anreize für die Exploration von zuvor unrentablen Vorkommen.

Allerdings wurden in den vergangenen Jahren die Funde grosser Ölfelder immer seltener. Die grössten Felder wurden in den 1960er Jahren entdeckt, seither nehmen die Funde rapide ab. Die letzten Grossfunde meldete zuletzt die brasilianische Petrobras. Die beiden Felder Tupi und Guar sollen Reserven von 5 bzw. 2 Mrd. Barrel aufweisen. Zum Vergleich: 2009 lag die weltweite tägliche Ölproduktion bei etwa 80 Mio. Barrel. Daneben entdeckte BP im Jahr 2009 im Golf von Mexiko das Ölfeld Tiber mit einem Volumen von 1 bis 5 Mrd. Barrel. Dieses Öl allerdings dürfte nicht einfach zu fördern sein. Es handelte sich zu diesem Zeitpunkt um das tiefste je gefundene Ölfeld. Es liegt in einer Tiefe von rund 10 km. Zusätzlich liegt es unter einer mehrere Kilometer dicken Salz- und Gesteinsschicht, so dass die Förderung zusätzlich erschwert wird [vgl. ERSTE BANK RESEARCH 2010, S. 10]. Mit den aufwändigen Bohrverfahren gehen ausserdem erhebliche Risiken einher – was die jüngste Erdlkatastrophe im Golf von Mexiko illustriert. Die im April 2010 explodierte und gesunkene Bohrinself «Deepwater Horizon» wurde 2001 in Dienst gestellt und auch bei der Entdeckung des Tiber-lfelds eingesetzt.¹³

Steigende Kosten der Ölförderung — Jede Prognose künftiger Erdlfunde bzw. Erdölreserven ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Noch weit bedeutender sind die Unsicherheiten über die künftigen Kosten der Erdölförderung, die ihrerseits bei der Festlegung des Marktpreises bestimmend sein dürften. Heute wird im Nahen Osten sowie in Nordafrika Öl im Durchschnitt zu etwa 30 USD pro Barrel gefördert. Sobald aber ein Ölfeld zu etwa 50 Prozent ausgebeutet ist, fällt die Produktion steil ab, und die Förderkosten pro Barrel

Abb. 7: Weltweite Verteilung von Ölproduktion, -konsum und -reserven (in % des Totals 2008): Dominanz des Nahen Ostens



Während der weitaus grösste Teil der nachgewiesenen Ölreserven im Nahen Osten (v.a. Saudi-arabien) liegt, wird das Öl in erster Linie in den USA (ca. 22 Prozent), Europa und Asien (China ca. 10 Prozent) konsumiert.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BP 2009

steigen exponentiell an. Durch kostspielige Massnahmen der Enhanced Oil Recovery wie z.B. Injektion von Gas oder Chemikalien können die Kosten bis auf etwa 80 USD pro Barrel ansteigen.¹⁴ Daneben ist vor allem die zunehmende Nutzung unkonventioneller Vorkommen kostspielig. Dazu gehören neben der Förderung von Tiefseeöl und Polaröl vor allem die Gewinnung aus Schwerstölen, Ölsanden und -schiefern. Daneben könnte Öl auch aus Kohle gewonnen werden. Konservative Schätzungen beziffern die unkonventionellen Reserven und Ressourcen auf Basis von Ölsanden, Schwerstölen und Ölschiefer auf etwa 1800 Mrd. Barrel [vgl. KESICKI ET AL. 2009, S. 6]. Im Vergleich dazu: Die heute nachgewiesenen konventionellen Reserven betragen etwa 1333 Mrd. Barrel [vgl. auch BP 2010, S. 6].

Das tatsächliche Volumen der nutzbaren unkonventionellen Vorkommen dürfte allerdings schwer zu beziffern sein, zumal die Funde und die Möglichkeiten der Förderung stark von den technischen Gegebenheiten abhängen. Mit der Förderung gehen häufig auch massive Eingriffe in die Natur einher. So wird beispielsweise Ölsand im Tagebau gewonnen, grosse Mengen an (heissem) Wasser sind dabei nötig, um das Rohöl daraus zu gewinnen. Damit sind der Förderung nicht nur technische, sondern auch (umwelt)politische Grenzen gesetzt. Dennoch ist davon auszugehen, dass der Bestand an konventionellen, aber auch unkonventionellen Vorkommen den Bedarf an Öl noch über das nächste halbe Jahrhundert hinaus decken kann. Alleine die konventionellen Reserven würden bei gleichbleibender Produktion noch für mehr als 40 Jahre ausreichen. Daraus lässt sich aber nicht schliessen, dass die Ölpreise erst ab diesem Zeitpunkt sprunghaft ansteigen werden. Vielmehr ist es wahrscheinlicher, dass der Produktionsmix von konventionellem und teurerem unkonventionellem Öl bereits viel früher zu nachhaltig höheren Preisen führt. Bereits heute wird Öl aus der Tiefsee (z.B. im Golf von Mexiko oder auch an der Westküste Afrikas) oder Ölsanden (v.a. Kanada) gewonnen. Dies deutet darauf hin, dass das Zeitalter des billigen Öls tatsächlich vorüber sein könnte. Schliesslich bestimmt in der ökonomischen Theorie die teuerste noch produzierte und auch

nachgefragte Einheit den Gleichgewichtspreis. In der kurzen Frist handelt es sich um die Grenzkosten, also die zusätzlichen variablen Kosten der Produktion, welche im Markt den minimalen Preis vorgeben. In einer längerfristigen Betrachtung aber spielen die Durchschnittskosten, welche auch die Bohr- bzw. Erschliessungskosten berücksichtigen, eine zentrale Rolle. Neue Ölquellen werden nur dann erschlossen, wenn durch die Preise auch die Fixkosten der Investitionen gedeckt werden können. Und die Kosten sind gerade bei Projekten zur Erschliessung und Förderung von unkonventionellen Vorkommen besonders hoch. Aus einer globalen Perspektive liegen die Kosten für die Neuauffindung eines Barrels Öl bei etwa 75 USD. Während Saudiarabien als kritische Marke für neue Projekte einen Preis von 70 bis 75 USD pro Barrel nennt, dürften neue Projekte ausserhalb der OPEC Erschliessungskosten von oft mehr als 100 USD aufweisen [vgl. ERSTE BANK RESEARCH 2010, S. 7]. Anbieter beziffern die kritische Marke für die Rentabilität von Ölsandprojekten in Alberta bei 70 bis 75 USD [vgl. SHELL 2010, S. 3]. Unter Berücksichtigung der (steigenden) Förderkosten sind daher Ölpreise auf einem nachhaltig hohen Niveau wahrscheinlich – nicht zuletzt aufgrund einer stetig steigenden Nachfrage. So geht auch das IEA-Referenzszenario von einem nominellen Ölpreis von gegen 190 USD im Jahr 2030 aus (bzw. ca. 115 USD zu Preisen von 2008). In dem von der IEA dargestellten 450-Szenario, welches weltweit striktere Massnahmen zur Reduktion des CO₂-Ausstosses unterstellt [vgl. Kapitel 2.1], dürfte sich ein Preis von etwa 150 USD einstellen (ca. 85 USD zu Preisen von 2008) [vgl. auch SHELL 2010, S. 6, und IEA 2009, S. 8].

Steigende Marktmacht der Opec? — In der Praxis orientiert sich die Preisbildung am Erdölmarkt jedoch nur begrenzt an den Kosten der Förderung. Das kann auf verschiedene Faktoren zurückgeführt werden. Ein deutlich höherer Preis ist vor allem dann möglich, wenn die verfügbaren Förderkapazitäten aufgrund eines starken Nachfragezuwachses ausgelastet sind. Sobald die Produktion an ihre Kapazitätsgrenze gelangt, übersetzt sich die höhere Nachfrage praktisch vollständig in ein höheres Preisniveau. Erst mit Verzö-

gerung wirken Investitionen in neue Förderanlagen preissenkend. Vor allem während Phasen einer starken konjunkturellen Entwicklung ist eine solche Situation möglich [vgl. auch Kapitel 2.1]. Daneben ist auch das strategische Verhalten der Anbieter relevant. Einerseits spielen bei der Erschliessung neuer Erdölfelder die oben angedeuteten Überlegungen im Zusammenhang mit der Hotelling-Regel eine Rolle. Andererseits illustrieren die Erfahrungen der ersten beiden Ölkrisen, dass die Ausübung von Marktmacht eine wichtige Determinante des Ölpreises ist. Trotzdem existiert ein Zusammenhang mit den Kosten der Produktion. Gelingt es einzelnen oder einer Gruppe von Akteuren am Markt, ihre Produktion ausreichend zu drosseln, bestimmt mit höherer Wahrscheinlichkeit eine kostenintensive Ölquelle den Preis am Markt – z.B. Ölsand. Die hohe Anzahl Ölförderländer impliziert, dass ein einzelnes Land nur sehr beschränkt über Marktmacht verfügen kann. Vielmehr braucht es dazu eine Organisation, welche die Produktionsmenge über die Verteilung von Förderquoten steuern kann. Ein solches Ziel verfolgt die bereits 1960 gegründete Organisation erdölexportierender Länder, kurz Opec (Organization of Petroleum Exporting Countries). Heute gehören der Opec 12 Länder an: Irak, Iran, Kuwait, Saudiarabien, Venezuela, Katar, Libyen, die Vereinigten Arabischen Emirate, Algerien, Nigeria, Angola, Ecuador.

In der Zeit nach den Ölkrisen nahm allerdings die Macht der Opec kontinuierlich ab. Zum einen weil die westlichen Industrieländer vermehrt eigene Vorkommen (z.B. Nordsee und Alaska) erschlossen, zum anderen weil sich eine Vielzahl von Förderländern nur schwer nachhaltig in einem Kartell organisieren lässt – gerade bei hohen Ölpreisen ist der Anreiz, auszuscheren und zusätzliches Erdöl zu verkaufen, erheblich. Daneben ist mit Russland einer der weltweit grössten Ölproduzenten nicht Mitglied im Kartell. Während der Anteil der Opec am geförderten Erdöl in den 1970er Jahren zeitweise bei rund 55 Prozent lag, nahm er bis heute auf knapp 41 Prozent ab. 1985 lag der Anteil sogar auf einem Tiefststand von knapp 30 Prozent.¹⁵ Dennoch sollten die Entwicklungen der letzten Jahre nicht dazu verleiten, die längerfristige

Relevanz des Opec-Kartells zu unterschätzen. In vielen westlichen Ländern hat die Ölförderung ihr Maximum erreicht, ihre Abhängigkeit von der Opec dürfte daher mittelfristig zunehmen. Mehr als drei Viertel der weltweit gesicherten Reserven liegen im Boden der Opec-Mitglieder (wobei allerdings auf Unsicherheiten und offensichtliche strategische Interessen bei den Reserve-schätzungen hinzuweisen ist). Der weitaus grösste Teil der nachgewiesenen Reserven liegt in Saudiarabien (ca. 265 Mrd. Barrel), gefolgt von Venezuela (172 Mrd.), Iran (138 Mrd.), Irak (115 Mrd.) und Kuwait (102 Mrd.) [vgl. BP 2010, S. 6].

Doch die Heterogenität der Opec-Mitglieder illustriert gleichzeitig eine offensichtliche Schwäche. Saudiarabien ist aufgrund seines hohen Produktionsanteils sowie der bedeutenden Produktionskapazitäten faktisch in der Rolle eines Swing-Producer. Das heisst, Saudi Arabien verfügt über hinreichend relevante Reservekapazitäten, die in Zeiten der Angebotsknappheit eingesetzt und umgekehrt zur Preisstabilisierung vom Markt genommen werden können. Das Land kann es sich ausserdem aufgrund seiner Devisenreserven leisten, seine Produktion flexibel anzupassen, während andere Länder wie z.B. Venezuela kurzfristig kaum auf Einnahmen verzichten können [vgl. HIRSCHHAUSEN ET AL. 2009, S. 372]. Das hat nicht nur Vorteile. So hatte Saudiarabien die 2008 von der Opec angekündigte Produktionsdrosselung im Umfang von 4,2 Mio. Barrel pro Tag praktisch im Alleingang umgesetzt, während andere Mitglieder als Trittbrettfahrer über ihren Quoten blieben. Unter dem Strich blieb eine Produktionsreduktion von 3,3 Mio. Barrel [vgl. MÖCKLI ET AL. 2010, S. 91].

Marktsimulationen deuten tatsächlich darauf hin, dass es der Opec in den letzten Jahren nicht mehr gelang, eine Kartellstrategie im Sinne einer gemeinsamen Gewinnmaximierung durchzusetzen. Dennoch lagen die tatsächlichen Preise über denjenigen der vollständigen Konkurrenz. Das deutet darauf hin, dass die Opec-Mitglieder weniger als Mitglieder eines straff geführten Kartells

als vielmehr im Sinne eines Oligopols handelten. Dabei zeigt sich sogar, dass Saudiarabien eher über den im Oligopol optimalen Fördermengen produzierte [vgl. HIRSCHHAUSEN ET AL. 2009, S. 374]. Eine stärkere Macht könnte die Opec dann erhalten, wenn Russland der Organisation beitreten würde. Das Land verfügt über knapp 6 Prozent der nachgewiesenen Reserven, produzierte 2009 aber etwa 13 Prozent des weltweiten Öls. Damit lag der Weltmarktanteil von Russland knapp ein Prozentpunkt über demjenigen von Saudi Arabien. Doch Russland profitierte von den Massnahmen zur Preisstabilisierung durch die Opec. Zwar hatte Russland 2008 eine engere Zusammenarbeit mit der Opec signalisiert,¹⁶ angekündigte Produktionsverringerungen fanden jedoch nicht statt. Vielmehr erhöhte Russland die Ölproduktion und profitierte von den Produktionskürzungen Saudiarabiens.¹⁷ Doch ungeachtet der Anreize des Trittbrettfahrens ist eine russische Opec-Mitgliedschaft aus machtpolitischen Erwägungen unwahrscheinlich. Russland würde dann hinter Saudiarabien eine untergeordnete Rolle spielen. Das ist besonders deshalb von Bedeutung, weil die Steuerung der Ölpreise nicht nur wirtschaftlich, sondern auch politisch motiviert ist [vgl. MÖCKLI ET AL. 2010, S. 91].

Nationalisierung und Mangel an Investitionen — Noch stärker als der Aspekt der Marktmacht könnte die zunehmende Nationalisierung den Ölmarkt beeinflussen. Während 1973 lediglich etwa 20 Prozent der Ölproduktion durch staatliche Unternehmen erfolgte, sind es heute etwa 85 Prozent [vgl. MÜLLER 2008, S. 6]. Private Unternehmen wie BP, Shell, Exxon oder Chevron werden zunehmend durch staatliche Unternehmen wie z.B. Aramco (Saudiarabien), Gazprom (Russland), NIOC (Iran) oder Petróleos de Venezuela S.A. verdrängt. Den Privaten bleiben die tendenziell teureren (unkonventionellen) Vorkommen, während die konventionellen Reserven vermehrt durch die Staatsunternehmen genutzt werden. Die Nationalisierung der Ölproduktion ist allerdings kein neues Phänomen, sondern hat eine lange Tradition: Aserbaidschan (1924), Mexiko (1938), Rumänien (1948), Iran (1951–53), Indonesien (1960), Algerien (1970), Libyen (1971), Irak (1972), Iran (1973), Kuwait (1975), Saudiarabien (1980),

Box 5: Internationale Transportwege für Öl
und die Risiken von Unterbrechungen

Täglich werden etwa 40 Mio. Barrel Öl über die Ozeane verschifft, was etwa der Hälfte des weltweiten Gesamtverbrauchs entspricht. Schätzungen gehen davon aus, dass bis 2020 das Volumen auf etwa 67 Mio. Barrel ansteigen könnte, vor allem aufgrund des steigenden Importbedarfs der USA und Chinas. Die Transportlogistik ist daher bei der Erdölversorgung von hoher und zunehmender Relevanz. Der Anteil für Transport- bzw. Bereitstellungskosten, der heute vom Endkunden getragen wird, macht etwa 5 bis 20 Prozent des Gesamtpreises aus. Eine genaue Quantifizierung dieses Anteils ist nicht nur wegen der Ölpreisvarianz, sondern auch wegen der schwankenden Schiffs-transportkosten schwierig. Sobald beim Schiffstransport Überkapazitäten vorhanden sind, fallen die Transportkosten massiv zusammen – die hohe Varianz des Baltic Dry Index (BDI) und dessen enge Korrelation mit der Konjunktur geben einen Hinweis darauf [vgl. auch PIOT 2009, S. 3/4].

Noch viel bedeutender als die Transportkosten im engeren Sinne ist das Risiko von Unterbrechungen der Seewege. Für den internationalen Öltransport auf dem Seeweg spielen einige Passagen eine ganz besondere Rolle. Dazu gehört vor allem die Strasse von Hormus. Dabei handelt es sich um eine fast 1000 km lange Wasserstrasse zwischen Iran und der Arabischen Halbinsel. Durch sie verläuft der Schiffsverkehr von und zu den wichtigen Ölhäfen von Kuwait, Bahrain, Irak, der Vereinigten Arabischen Emirate und Iran, ausserdem der grösste Teil des saudiarabischen Verkehrs. Über die Strasse von Hormus wird gegen ein Viertel der globalen Ölversorgung abgewickelt. An ihrer engsten Stelle ist die Wasserstrasse lediglich 55 km breit, was sie militärisch besonders sensibel macht und ihr eine hohe strategische Bedeutung verleiht. Insbesondere im Falle eines Konflikts zwischen Iran und den USA würde eine Blockierung der Strasse drohen. Eine Schliessung würde bedingen, dass deutlich längere Transportrouten zu höheren Kosten erschlossen werden müssten – z.B. über die Ost-West-Pipeline über Saudiarabien an den Hafen von Yanbu am Roten Meer. Weitere bedeutende und sensitive Passagen sind der Sues-Kanal, der das Rote Meer mit dem Mittelmeer verbindet, die Bab-el-Mandeb-Strasse, welche das Rote Meer mit dem Golf von Aden verbindet, die Bosphorus-Strasse, welche einen wichtigen Exportkanal für russisches und kaspisches Öl darstellt, sowie die Strasse von Malakka, durch welche etwa 80 Prozent der Importe von Japan und Südkorea sowie etwa die Hälfte der chinesischen Importe geleitet werden [vgl. YERGIN 2006, S. 78/79].

Venezuela (1975–1990 und 2004), Russland (2004), Bolivien (2006) [vgl. ERDMANN UND ZWEIFEL 2009, S. 195].

Die jüngste Runde der Nationalisierung begann etwa 2004. Der Grund hierfür liegt nicht zuletzt in den ansteigenden Ölpreisen, vor allem verursacht durch die massiv angestiegene Nachfrage der aufstrebenden Volkswirtschaften in Asien. Dabei setzte sich rasch die Erkenntnis durch, dass Öl in diesem Kontext vermehrt als «strategische Waffe» eingesetzt werden kann. Parallel zu den steigenden Preisen nahm auch die Angst vor einer Energieknappheit zu. Die Verstaatlichung wird häufig als Mittel zur Sicherung der Energievorkommen angesehen. Dabei sind zur Verstaatlichung nicht zwingend Enteignungen nötig, zumal die Zentralregierung Förderrechte in Form von Lizenzen bzw. Konzessionen vergeben und im Gegenzug entsprechende Abgeltungen verlangen kann. In den letzten Jahren gingen diese Lizenzen aber immer häufiger an staatlich beherrschte Unternehmen [vgl. auch ERDMANN UND ZWEIFEL 2009, S. 195, MANIRUZZAMAN 2009, S. 81, MÜLLER 2008, S. 6].

Die Folgen dieser Verstaatlichungen sind jedoch schwierig abzuschätzen. Etwas pauschal könnte man unterstellen, dass sich staatliche Anbieter weniger an die Regeln des Marktes halten. Das heisst, statt ökonomische stehen vielmehr (macht)politische Interessen im Vordergrund. Energie wird zum Instrument der Aussen- und Innenpolitik. Während nach aussen die Energiepolitik Macht und Einfluss garantiert, wird sie im Inneren zur Aufrechterhaltung der Stabilität und zur Förderung energieintensiver Wirtschaftszweige eingesetzt. Staatliche Energieunternehmen bevorzugen daher – unabhängig vom Marktpreis – inländische Konsumenten. Bei näherer Betrachtung allerdings zeigt sich, dass diese Zusammenhänge nicht ganz so offensichtlich sind. Unabhängig von ihrer Eigentümerschaft befinden sich staatliche Unternehmen auf einem internationalen Markt und damit in einem Wettbewerb. Verfolgen sie neben der reinen Gewinnmaximierung auch andere Zielsetzungen wie Preissubventionen für Treibstoffe im Inland, dann würden sie eher mehr statt weniger produzieren und damit am Markt preisdämpfend wirken [vgl. HIRSCHHAUSEN ET AL. 2009, S. 373]. Schliesslich können staatliche Institutionen nicht nur macht- und wirtschaftspolitische Zielsetzungen verfolgen,

vielmehr steht auch bei ihnen häufig das Gewinnmotiv im Vordergrund. Viele ressourcenreichen Länder kalkulieren die Einnahmen in den staatlichen Budgets im Wesentlichen der auf Basis der prognostizierten Erträge aus dem Ölverkauf an den internationalen Märkten. So lag 2008 der durchschnittliche Ölpreis, der bei den Opec-Staaten den Budgetausgleich sicherstellte, bei rund 80 USD pro Fass [vgl. MÖCKLI 2010, S. 88]. Dass dieser Break-even-Preis»verhältnismässig hoch ist, zeigt, dass der politische Handlungsspielraum bescheiden ist. Denn je tiefer der Weltmarktpreis ist, desto geringer sind die Möglichkeiten zur Subventionierung der inländischen Konsumenten durch künstlich verbilligte Preise für Brenn- und Treibstoff. Letztlich schmälert der dadurch verursachte Mehrverbrauch im Inland die Einnahmen aus dem internationalen Verkauf. Die Erdölförderer sind aber auf die Einnahmen aus dem Exportgeschäft angewiesen. So kündigte das russische Energieunternehmen Gazprom 2010 an, dass die Gasausfuhren nach Europa um 15 Prozent erhöht werden sollen. Gleichzeitig will das staatlich beherrschte Unternehmen die bisher äusserst tiefen inländischen Gaspreise bis 2014 auf das Niveau anheben, welches ausländische Kunden bezahlen.¹⁸

Die Ausführungen zeigen, dass der (macht)politische Spielraum bei der Energiepolitik in vielen Ländern deutlich geringer ist, als landläufig angenommen wird. Das aber bedeutet umgekehrt nicht, dass die zunehmende Verstaatlichung des Sektors folgenlos bleibt. Von grösserer Tragweite ist die Tatsache, dass parallel dazu Anreize für Investitionen abzunehmen drohen. Es ist keineswegs anzunehmen, dass die staatlich beherrschten Unternehmen längerfristig planen. Die kurzfristige politische Relevanz des staatlichen Budgets verdrängt vielmehr die Perspektive längerfristig notwendiger Investitionen, die eine Stabilisierung oder gar Ausweitung der Fördermengen möglich macht. Die stetig sinkende Fördermenge in Venezuela illustriert diesen Umstand [vgl. BP 2010, S. 8]. Umgekehrt sind für private Investoren die von Verstaatlichungen geprägten oder bedrohten Märkte kaum attraktiv – sie sehen sich dem Risiko von Enteignungen gegenüber.

Parallel mit der Nationalisierung sorgten 2008 und 2009 die schwache konjunkturelle Entwicklung, die eingebrochenen Energiepreise sowie die Finanzkrise für einen Rückgang der Upstream-Investitionen (Ölförderanlagen). Ausbleibende Investitionen könnten allerdings längerfristig die internationale Ölversorgung destabilisieren. Nach Berechnungen der IEA wären bis 2030 im Erdölsektor Investitionen im Umfang von 6300 Mrd. USD nötig – davon entfallen etwa 80 Prozent auf die Entwicklung neuer Produktionskapazitäten [vgl. HIRSCHHAUSEN ET AL. 2009, S. 370, und IEA 2009]. Der momentane Trend zeigt aber eher weniger Investitionen: Nach Schätzungen der IEA wurden 2009 die Investitionsbudgets gegenüber 2008 um etwa 20 Prozent gekürzt. Erschwerend kommt hinzu, dass die Opec derzeit einen Ölpreis in einer Preisspanne zwischen 70 und 80 USD als optimal zu betrachten scheint. Auf diesem Preisniveau sind alternative Ölquellen wie Ölsande oder Tiefseeöl häufig wenig attraktiv – entsprechende Investitionen werden dadurch tendenziell verzögert. Das aber könnte in der mittleren Frist Folgen haben, zumal zwischen dem Zeitpunkt des Bohrentscheids und der ersten Förderung häufig acht bis zehn Jahre stehen. Das heisst, dass trotz ausreichenden weltweiten Ölvorkommen in den nächsten Jahren eine Verknappung an den Märkten möglich ist – allerdings nicht wegen eines Mangels an Ölreserven, sondern wegen fehlender verfügbarer Förderkapazitäten. Gemäss Einschätzungen der IEA könnten wegen des Investitionsmangels bereits im Jahr 2013 Versorgungsengpässe am Rohölmarkt auftreten¹⁹ [vgl. ERSTE BANK RESEARCH 2010, S. 6/7, IEA 2009, S. 5, HIRSCHHAUSEN ET AL. 2009, S. 370].

Raffinerien: Steigende Relevanz des schweren Rohöls — In der kurzen und mittleren Frist können neben der Erdölförderung bzw. -produktion auch die Raffineriekapazitäten bei der Preisbildung eine entscheidende Rolle spielen. Schliesslich wird Erdöl in Form von verarbeiteten Produkten – insbesondere Treibstoff – konsumiert. Sobald die Raffineriekapazitäten knapp werden, können sie zu einem Flaschenhals in der vertikalen Erdölversorgungskette

werden. Eine solche Situation entsteht weniger bei einem Mangel an gefördertem Rohöl als vielmehr im Falle einer stark anziehenden Nachfrage nach verarbeiteten Produkten. Falls die Kapazitätsauslastung bereits sehr hoch ist, führt ein Nachfrageboom rasch zu sprunghaften Preissteigerungen. Falls die Auslastung bei 100 Prozent liegt, übersetzt sich die erhöhte Nachfrage vollständig in eine Preissteigerung, da neue Raffineriekapazitäten nicht kurzfristig geschaffen werden können. Die weltweiten Kapazitäten beliefen sich 2009 auf rund 91 Mio. Barrel am Tag. Gegenüber dem Jahr 2008 stiegen die Kapazitäten um mehr als zwei Prozent an – wobei das Wachstum vor allem auf die Länder China und Indien zurückzuführen ist. Parallel zum sinkenden weltweiten Ölverbrauch (–1,7 Prozent) nahm die Auslastung der globalen Raffineriekapazitäten von knapp 85 auf rund 81 Prozent ab – was das tiefste Niveau seit 1994 ist. Ein Blick auf die letzten zehn Jahre zeigt, dass die Auslastung der Raffinerien im globalen Durchschnitt nie über 90 Prozent hinaus wuchs [vgl. BP 2010, S. 18/19].

Allerdings ist eine solch pauschale Betrachtung von Raffineriekapazitäten nicht adäquat. Insbesondere sind regionale Unterschiede bei der Kapazitätsauslastung möglich, so dass differenzierte regionale Preise bei den Fertigprodukten entstehen können. So lag die Kapazitätsauslastung in den USA in den vergangenen Jahren üblicherweise deutlich über jener in Europa, wo tendenziell grössere Überkapazitäten bestehen.²⁰ Ausserdem gilt es, die Struktur der Raffinerien zu berücksichtigen. Während ältere und einfache Raffinerien lediglich über Destillationsmöglichkeiten verfügen, können modernere Raffinerien das sogenannte Konversionsverfahren anwenden.

Seit einigen Jahren spielt bei der Verwendung des Erdöls der Anteil des Treibstoffs eine zunehmend wichtige Rolle. Dabei handelt es sich um leichte (Benzin) und mittlere (Kerosin, Dieselöl) Destillationsprodukte. Und gemäss der IEA-Prognose wird auch das künftige Wachstum der Erdölnachfrage in erster Linie durch den zunehmenden Bedarf aus dem Verkehr bestimmt [vgl. Kapitel 2.1]. Um die steigende Nachfrage nach solchen Produkten zu decken, müssen

einfache Raffinerien mit dem Destillationsverfahren ihren Erdöldurchsatz erhöhen [vgl. INSIDE 2008, S. 3]. Damit aber steigt parallel die produzierte Menge des weniger gefragten und hinsichtlich des Absatzpreises weniger attraktiven Schweröls (das z.B. für den Antrieb von Schiffsmotoren gebraucht wird). Aus diesem Grund bevorzugen die Raffinerien leichte Rohölqualitäten, die eine grössere Treibstoffausbeute erlauben. Das aber dürfte mittel- bis längerfristig nicht nachhaltig sein. Schliesslich steigt bei der weltweiten Ölförderung der Anteil des schwereren Rohöls stetig an.

Aus diesem Grund nimmt die Relevanz von Raffinerien zu, die mittels des sogenannten Konversionsverfahrens auch schwere Rohöle zu Treibstoff verarbeiten können. Solche Raffinerien können einen Teil der schweren Bestandteile des Rohöls in leichtere umwandeln. Diese modernen Raffineriekapazitäten waren bisher jedoch relativ knapp, was sich in den Margen niederschlägt. Während seit 2000 die Margen von Raffinieren für leichtes und süsses Rohöl (Brent Cracking) eher konstant und tief blieben, stiegen während Perioden hoher Nachfrage die Margen von Raffinerien, die schwere und saure Sorten (West Texas Sour Coking) verarbeiten, weit stärker [vgl. BP 2010, S. 19, HEUTERKES 2008, S. 28, und YERGIN 2006, S. 19]. Die höheren Margen machen Investitionen in Raffinerien, die über das Konversionsverfahren verfügen, interessant. Tatsächlich nehmen die entsprechenden Investitionen zu, wobei auch aufwändige Nachrüstungen bestehender Raffinerien möglich sind [vgl. INSIDE 2006, S. 3]. Unsicherheiten über die weltweite konjunkturelle Entwicklung sowie den längerfristigen Wachstumstrend der Weltwirtschaft dürften jedoch Investoren von einem weiteren allzu raschen Ausbau solcher Kapazitäten abhalten. Die Zurückhaltung bei Investitionen in Raffineriekapazitäten basiert auch auf der Tatsache, dass diese besonders spezifisch und daher risikoreich sind. So werden Raffinerien für eine bestimmte Rohölsorte gebaut, ausserdem sind sie durch ihre geographische Lage an einen spezifischen Absatzmarkt gebunden. Die beiden Aspekte führen dazu, dass solche Investitionen eher zeitlich verzögert erfolgen [vgl. HEUTERKES 2008, S. 29].

Fazit Erdöl: Nachhaltig höhere Preise — Nachhaltig höhere Erdölpreise sind wahrscheinlich. Ein solcher Preisanstieg dürfte allerdings auch in der längeren Frist weniger auf ein Versiegen der Erdölquellen zurückzuführen sein als vielmehr auf die höheren Produktionskosten. Grundsätzlich gilt, dass die teuerste noch produzierte und konsumierte Einheit den Preis am Markt bestimmt. Das heisst, die Förder- bzw. Produktionskosten von nicht-konventionellen Reserven wie Tiefseeöl, Ölsand oder Ölschiefer bestimmen den Preis. Und diese Reserven dürften am Weltmarkt ohnehin eine immer grössere Bedeutung erhalten, zumal westliche private Konzerne heute kaum mehr Zugriff auf die günstigeren konventionellen Reserven haben.

Aus heutiger Optik ist die Gefahr von massiven Preisanstiegen alleine aufgrund von kartellähnlichen Absprachen als eher gering einzustufen. Zu heterogen sind die Interessen der Produzenten, zu wenig homogen ihr Vorgehen und ihre Schlagkraft. Die Anreize zum Trittbrettfahren dominieren und unterminieren die Wirkung der Opec-Entscheidungen. Das heisst aber nicht, dass der Ölmarkt durch einen perfekten Wettbewerb charakterisiert ist, vielmehr funktioniert er als Oligopol, in dem die Preise über den Grenzkosten zu stehen kommen. Bedeutender ist das Risiko von Nebenwirkungen der Nationalisierung des Eigentums an Ölförderunternehmen. Das beinhaltet die Gefahr, dass die Investitionen in neue Förder- bzw. Produktionskapazitäten abnehmen. Längerfristig könnte eine sinkende Produktion resultieren, was zwangsläufig eine Angebotsverknappung und damit steigende Preise zur Folge hätte.

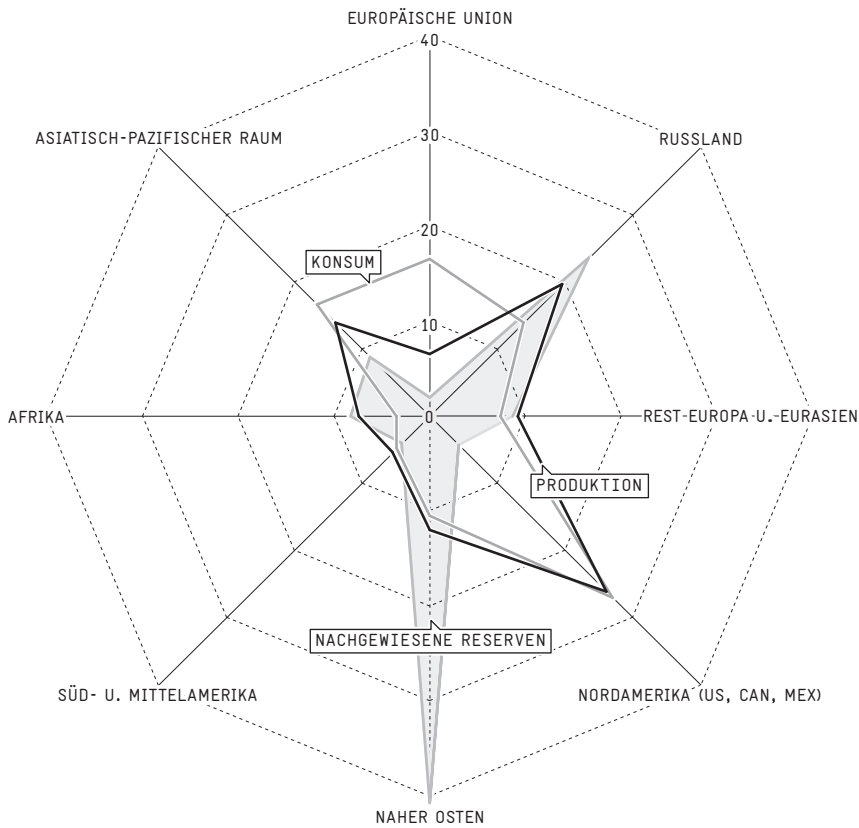
Massive und möglicherweise sprunghafte Preisaufschläge beim Erdöl wären vor allem bei einem deutlichen Anziehen der Konjunktur möglich, zumal dann eine gesteigerte Nachfrage auf begrenzte Förderkapazitäten trifft – ähnlich wie dies 2007/2008 passierte. Die anhaltend steigende Erdölnachfrage der stark wachsenden Schwellenländer wie China macht die Wiederholung eines solchen Szenarios realistisch. Mangelnde Investitionen in den Ausbau von Förderkapazitäten erhöhen dieses Risiko zusätzlich.

3.3 Erdgas: Neues Potenzial durch unkonventionelle Ressourcen

Erdgas deckt heute etwa ein Viertel des weltweiten Energiebedarfs. Zwar könnte Gas auch im Transportsektor als Substitut zum Erdöl eingesetzt werden, doch findet es als Treibstoff relativ wenig Verwendung. Gas wird hauptsächlich zur Stromproduktion sowie als Brennstoff zur Erzeugung von Wärme eingesetzt. Ein Blick auf die gesicherten und vornehmlich konventionellen Reserven zeigt, dass diese bei konstantem Verbrauch noch für weitere 60 Jahre reichen [vgl. Abb. 6]. Gas dürfte demnach noch etwa 20 Jahre länger zur Verfügung stehen als Öl. Unterstellt man allerdings, dass Gas künftig gerade bei der Stromproduktion vermehrt Verwendung findet, um die CO₂-intensivere Kohle abzulösen, dann relativiert sich diese Prognose. Die Entwicklung des Gasverbrauchs hängt damit wesentlich von der künftigen internationalen Klimapolitik ab, die ihrerseits sehr schwer zu prognostizieren ist. Daneben illustriert Abbildung 6, dass – ähnlich wie beim Öl – die Reichweite der gesicherten Gasreserven in den vergangenen 30 Jahren etwa konstant blieb. Mehr noch als beim Erdöl dürften beim Gas schon in naher Zukunft unkonventionelle Vorkommen diese Reichweite beeinflussen.

Ungleiche Verteilung konventioneller Reserven — Die heute nachgewiesenen Gasreserven (Proved Reserves) sind sehr ungleich verteilt. Russland verfügt mit einem Anteil von knapp 24 Prozent über die weltweit bedeutendsten Vorkommen, gefolgt von Iran (16%) und Katar (14%). Gemeinsam verfügen sie damit über mehr als die Hälfte der weltweiten Reserven. Die OECD-Staaten dagegen verfügen nur gerade über 9 Prozent, die USA alleine über knapp 4 Prozent und die EU über etwas mehr als 1 Prozent [vgl. BP 2010, S. 22]. Damit ist die Verteilung der Reserven noch weit ungleicher als beim Öl, was die einseitige Abhängigkeit der westlichen Industrienationen mindestens theoretisch grösser macht. Etwas anders präsentiert sich die Situation, wenn die aktuelle Förderung bzw. Produktion betrachtet wird. Die grössten

Abb. 8: Weltweite Verteilung von Gasproduktion, -konsum und -reserven (in % des Totals 2008): Russland und USA als dominierende Produzenten



Der weitaus grösste Teil der nachgewiesenen Gasreserven befindet sich in den drei Ländern Russland, Iran und Katar.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BP 2009

Gasproduzenten sind mit einem Anteil von je etwa einem Fünftel Russland und die USA. Sogar die EU produziert mit einem Anteil von 6 Prozent mehr als Iran (4%) und Katar (3%).

Der Vergleich zwischen Reserven und Produktion illustriert, dass künftig grössere Machtverschiebungen stattfinden könnten [vgl. Abb. 8]. Der rasche Abbau der Reserven in den USA und Europa führt in der mittleren Frist zu einer stärkeren Abhängigkeit von Importen. Neben Russland kommen vor allem Katar und Iran als mögliche Lieferanten in Frage. Aus Optik der Sicherheitspolitik ist die letzte Variante wenig vielversprechend. Heute allerdings ist Iran nicht einmal in der Lage, den eigenen Gasbedarf zu decken. Katar dagegen positioniert sich inzwischen als bedeutendster Exporteur von Liquefied Natural Gas (LNG). Solch verflüssigtes Erdgas lässt sich ähnlich wie Erdöl einfach verschiffen [vgl. Box 6]. Katar erhöhte seine Gasproduktion zwischen 2005 und 2009 um mehr als 90 Prozent und hat punkto Produktionsvolumen sogar Grossbritannien überholt. Das rasante Wachstum der Exporte aus Katar illustriert gleichzeitig eine zunehmende Bedeutung von LNG auf dem Weltmarkt. Und das hat Konsequenzen: Zum einen erhöht sich der Wettbewerb, zumal einseitige Abhängigkeiten von festen Pipelinestrukturen vermehrt aufgebrochen werden. Zum anderen führt dies zu einer stärkeren Konvergenz der Märkte (Europa/Russland, Asien, Amerika), die bisher aufgrund regionaler (Pipeline-)Strukturen fragmentiert blieben und teilweise signifikant unterschiedliche Preisniveaus aufwiesen.

Unkonventionelles Gas als Game Changer? — Die für Ende 2009 nachgewiesenen Gasreserven im Umfang von gegen 190 Billionen Kubikmeter basieren vor allem auf konventionellem Gas [vgl. BP 2010, S. 22]. Schätzungen gehen allerdings davon aus, dass die längerfristig förderbaren Reserven wesentlich grösser sind und sich auf etwa 850 Billionen Kubikmeter belaufen [vgl. IEA 2009, S. 13]. Fast die Hälfte davon entfällt auf unkonventionelles Gas. Dazu gehören insbesondere Coalbed Methan (Gas aus Kohleflözmethan),

Tight Gas (aus Lagerstätten mit sehr geringer Durchlässigkeit bzw. dichten Gesteinen) sowie Shale Gas bzw. Schiefergas (Gas aus ebenfalls undurchlässigen Schieferformationen).

Welcher Anteil dieser Vorkommen tatsächlich gefördert wird, hängt im Wesentlichen vom Marktpreis und von den Kosten der Förderung ab. Die Kosten werden durch die ortsspezifischen geologischen Verhältnissen sowie die verfügbaren Bohrtechnologien bestimmt. Während beim konventionellen Gas üblicherweise relativ einfache vertikale Bohrungen ausreichen, sind für die Förderung von unkonventionellen Vorkommen weit komplexere Verfahren nötig. Dazu gehören das horizontale Bohren sowie das hydraulische Aufspalten [vgl. hierzu TITZ 2010, S. 53, oder KORN 2010, S. 3]. Durch eine ferngesteuerte Drehung des eingesetzten Bohrmeissels kann die Richtung der Bohrung beeinflusst werden. So kann die Bohrung ab einer bestimmten Tiefe in die Horizontale gelenkt werden. Damit wird es insbesondere möglich, Schiefer-schichten auf mehreren Kilometern in der Länge zu durchbohren. Danach wird das Gestein hydraulisch aufgespalten. Hierzu wird mit Chemikalien und Quarzkügelchen versetztes Wasser mit Druck ins Bohrloch injiziert, so dass sich Spalten im Gestein öffnen, damit das im Schiefer eingeschlossene Gas entweichen kann. Die technologischen Fortschritte haben dazu geführt, dass solche Bohrverfahren günstiger wurden und auch beim Schiefergas kommerziell eingesetzt werden können.

Eine grosse Bedeutung hat die Förderung von unkonventionellem Gas heute vor allem in den USA [vgl. HORN UND ENGERER 2010, S. 12]. Ausgangspunkt für diese Entwicklung waren steuerliche Anreize, die Ende der 1980er Jahre für kurze Zeit gewährt wurden. Zu Beginn wurde vor allem die Gewinnung von Gas aus dichten Gesteinen forciert, in den 1990er Jahre folgte die Förderung von Kohleflözgas, danach Schiefergas. Heute stammt bereits etwa die Hälfte der US-Gasförderung aus unkonventionellen Vorkommen. Der grösste Teil davon basiert auf Tight Gas. Die Förderung von Schiefergas, wel-

Box 6: Gastransport über Pipelines und LNG 1/2

Der internationale Gashandel wird seit je mehrheitlich über das feste Pipelinesnetz abgewickelt. Rund 72 Prozent der Gaslieferungen entfielen 2008 auf die Pipelines, der Rest wurde durch LNG-Tanker verschifft. Der hohe Anteil des Gashandels über das Pipelinesnetz ist vor allem durch die hohen Importe Europas aus Russland sowie der USA aus Kanada bestimmt. Einen Grossteil der LNG-Lieferungen stellen dagegen die Importe Japans sowie Südkoreas aus Indonesien, Malaysia, Australien und Katar dar. Die bedeutendsten europäischen Importeure von verflüssigtem Erdgas sind Spanien und in weit geringerem Ausmass Frankreich [vgl. BP 2010, S. 30]. Der LNG-Handel hat weltweit an Relevanz gewonnen. Ein zentraler Vorteil des verflüssigten Gases ist der Umstand, dass es über weite Entfernungen mit Schiffen transportiert werden kann und daher nicht auf das starre Pipelinesnetz angewiesen ist. Allerdings setzt der LNG-Handel entsprechende Infrastrukturen voraus. Auf Seiten des Exporteurs braucht es eine Verflüssigungsanlage, welche das Gas auf unter minus 160 Grad abgekühlt und damit verflüssigt. In den Häfen der Empfänger braucht es ebenfalls Terminals, sogenannte Regasifizierungsanlagen, welche die flüssige Fracht in Gas umwandeln. Die Planung und der Bau der Anlagen sind jedoch komplex und vor allem kostspielig. Die hohen Investitionen sind vor allem dann unattraktiv, wenn gleichzeitig Konkurrenz durch Pipelinegas besteht. Nicht zuletzt aus diesem Grund gibt es in Deutschland noch heute kein LNG-Terminal – obschon bereits seit Anfang der 1970er Jahre Wilhelmshaven als möglicher Standort im Gespräch ist. Die Kosten der ...

ches den grössten Anteil an den vermuteten unkonventionellen Vorkommen einnimmt, macht bisher etwa zehn Prozent der gesamten US-Gasproduktion aus. Aufgrund der verbesserten Bohrtechnologien dürfte sich dies bald ändern: Schon 2020 könnten etwa zwanzig Prozent der Gesamtproduktion aus Schiefer stammen. In der längeren Frist könnte das unkonventionelle Gas die Position der USA im Weltmarkt verändern, indem es von Importen gänzlich unabhängig wird. Optimistische Schätzungen gehen davon aus, dass sich das Land für die nächsten 100 Jahre komplett selber versorgen kann [vgl. TITZ 2010, S. 53]. Die Prognosen müssen allerdings relativiert werden. Der Boom könnte nicht zuletzt durch befürchtete Umweltbelastungen gebremst werden [vgl. auch HORN UND ENGERER 2010, S. 12]. So geht mit der Förderung von Schiefergas ein sehr hoher Wasserverbrauch einher. Negative Wirkungen auf den Grundwasserhaushalt sowie chemische Belastungen sind dabei nicht

Box 6: Gastransport über Pipelines und LNG 2/2

... Logistik stellen die Wettbewerbsfähigkeit in Frage und machen Investitionen in LNG-Infrastrukturen risikoreich. Gemäss einer Faustregel gilt, dass der Schiffs-transport erst ab Transportdistanzen von rund 3000 km konkurrenzfähig gegenüber den Pipelines ist. In Europa (inklusive Türkei) gibt es heute 17 Regasifizierungsterminals mit einer jährlichen Förderkapazität von rund 131 Mrd. m³. Allerdings entfallen heute lediglich etwas mehr als ein Zehntel der Gasimporte auf verflüssigtes Erdgas [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2010a, S. 4 und 19, sowie ASENDORPF und HEINRICH 2009]. Eine Alternative zum Ausbau von festen LNG-Terminals stellen Spezialschiffe (Floating Storage and Regasification Units) dar, die selber mit den nötigen Anlagen ausgerüstet sind, um das flüssige Gas zurückzuverwandeln, um es anschliessend direkt ins Leitungsnetz einzuspeisen. Ein wesentlicher Vorteil der Spezialschiffe ist der deutlich geringere Investitionsbedarf in den Hafenterminals. Gleichzeitig können die Schiffe sehr flexibel eingesetzt werden. So können sie als ständig schwimmende Regasifizierungsanlage an einem Terminal liegen – herkömmliche Tanker übernehmen den eigentlichen Transport. Oder sie können als fahrende Tanker und als Verflüssigungsanlage vor Ort eingesetzt werden. Allerdings dauert die Wiedergewinnung von Erdgas bei einem Tanker von 140 000 m³ volle sechs Tage. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Technologie für die Grundversorgung mit Gas eher zu teuer ist. Dagegen dürfte sie aufgrund ihrer Flexibilität vor allem bei der Abdeckung des Spitzenbedarfs attraktiv sein [vgl. SIETZ 2009].

gänzlich auszuschliessen. Gerade in sehr dicht besiedelten Gebieten dürften ökologische Aspekte der Nutzung von Schiefergas enge Grenzen setzen.

Auswirkungen von unkonventionellem Gas auf Europa — Nordamerika ist nicht die einzige Region, die über unkonventionelles Gas verfügt. Die bedeutendsten Vorkommen werden daneben im asiatisch-pazifischen Raum (vor allem Australien, China und Indien) sowie den Ländern der früheren Sowjetunion vermutet. Aber auch in anderen Regionen wie z.B. Lateinamerika, Nordafrika oder Europa dürften relevante Ressourcen vorhanden sein [vgl. hierzu HORN UND ENGERER 2010, S. 13]. Ob und in welchem Ausmass diese Vorkommen jemals genutzt werden, lässt sich heute schwer voraussagen. Neben der Marktsituation bestimmen die spezifischen geologischen Verhältnisse das tatsächliche Potenzial. Ungeachtet dessen sind die Auswir-

kungen des amerikanischen Booms beim unkonventionellen Gas bereits heute an den internationalen Märkten spürbar. So hat das steigende Angebot an relativ günstigem unkonventionellem nordamerikanischem Gas dazu geführt, dass im US-Markt die Preise unter Druck geraten [vgl. NZZ 2010b, S. 71]. Gleichzeitig treten die USA aufgrund der steigenden Eigenproduktion in geringerem Ausmass als Nachfrager auf dem Weltmarkt in Erscheinung. Das hat Folgen für das weltweite LNG-Geschäft. Bisher galten die USA als eigentlicher Schlüsselmarkt für Flüssiggas [vgl. MÖCKLI 2010, S. 2]. Nun zeichnen sich Überkapazitäten bei den LNG-Infrastrukturen ab. Um ihre Kapazitäten auszulasten, versuchen Exporteure wie Katar, ihr Gas auf anderen Märkten abzusetzen, wodurch die (Spotmarkt-)Gaspreise auch in anderen Weltregionen unter Druck geraten.

Damit profitiert auch Europa von den Entwicklungen in den USA. Allerdings ist kaum davon auszugehen, dass sich der Kontinent aufgrund eigener unkonventioneller Vorkommen von seiner (steigenden) Importabhängigkeit befreien kann. Relevante Mengen an Schiefergas werden insbesondere in Polen (wo bereits erste Testbohrungen erfolgten), Norddeutschland und der Nordsee-region vermutet. Das Gesamtpotenzial ist jedoch beschränkt und weit geringer als in Nordamerika. Noch schwerer aber wiegt die Tatsache, dass in Europa die geologischen Gegebenheiten voraussichtlich deutlich unattraktiver und die Bohr- bzw. Produktionskosten höher sind als in Nordamerika. Schätzungen zufolge ist die Nutzung des unkonventionellen Gases in Europa erst ab einem Gaspreis von etwa 25 EUR/MWh rentabel, in den USA dagegen schon ab etwa 10 EUR/MWh [vgl. KORN 2010, S. 10]. Zum Vergleich: Am Spotmarkt der EEX wurde Gas im ersten Halbjahr 2010 etwa zwischen 10 und 20 EUR/MWh gehandelt. Die unattraktiven Bedingungen schaffen insbesondere im europäischen Kontext strategische Markteintrittsbarrieren. So sind mit den Investitionen in die Erschliessung unkonventioneller Vorkommen beträchtliche Risiken verbunden. Russland als konkurrierender Anbieter könnte mit temporär tiefen Preisen für konventionelles Gas, welches über Pipelines nach

Europa gelangt, die neuen Anbieter aus dem Markt drängen. Und aufgrund der angespannten Finanzlage in vielen europäischen Ländern ist auch nicht mit einer massiven Subventionierung der innereuropäischen Gasproduktion zu rechnen, welche das Investitionsrisiko beseitigt – selbst wenn hierfür sicherheitspolitische Überlegungen Gründe liefern könnten. Doch ganz unabhängig von den geologischen und ökonomischen Aspekten ist das Potenzial des unkonventionellen Gases in Europa mit hohen Unsicherheiten behaftet. Gerade im dicht besiedelten Europa dürften ökologische Argumente die grossräumige Nutzung von Schiefergas begrenzen [vgl. MÖCKLI 2010, S. 3].

Notwendige Investitionen in die russische Gasförderung — Durch die Überkapazitäten im LNG-Markt sinken nicht nur die Preise am Spotmarkt. Ausserdem erhalten europäische Abnehmer eine stärkere Verhandlungsposition gegenüber dem russischen Lieferanten Gazprom. Das wirkt sich auf die Ausgestaltung der bisher langfristig orientierten Lieferverträge aus. Abnehmer fordern eine stärkere Anbindung der Preise an den günstigeren Spotmarkt [vgl. Box 7]. Eine Abkehr von den Take-or-Pay-Verträgen, die drohende Konkurrenz durch unkonventionelles Gas sowie mögliche Überkapazitäten im LNG-Markt könnten aber dazu führen, dass sich wichtige Investitionen im russischen Gassektor verzögern oder dass sie gänzlich ausbleiben. Das könnte sich für die europäische Gasversorgung als kritisch erweisen, zumal die Importe aus dem Osten auch in der längeren Frist eine zentrale Rolle spielen werden. Damit Russland seine Produktion aufrechterhalten bzw. ausbauen kann, sind grosse Investitionen nötig. Denn bei den für die Belieferung Westeuropas wichtigsten Gasfeldern Westsibiriens (Urengoj, Jamburg und Medweshje) ist ab etwa 2015 mit einem deutlichen Rückgang der Fördermengen zu rechnen. Die bereits seit den 1970er bzw. 1980er Jahren ausgebeuteten Felder lieferten noch im Jahr 2000 vier Fünftel der russischen Produktion. Ihre rückläufige Ergiebigkeit dürfte vorerst mit dem letzten grossen Erdgasvorkommen auf dem russischen Festland, dem 2001 erschlossenen Feld Zapoljarnoe, ausgeglichen werden. Längerfristig aber muss Russland die Grossvorkommen auf der Jamal-Halbinsel

und in der Barentssee erschliessen, um die hohe Produktion aufrechtzuerhalten oder gar auszubauen [vgl. GÖTZ 2006, S. 5, und GÖTZ 2007b]. Dies ist mit hohen Investitionen verbunden, sowohl für die Förderanlagen als auch die Erschliessung mit Pipelines bzw. LNG-Terminals. Die drohende Konkurrenz durch unkonventionelles Gas sowie die 2009 relativ günstigen Gaspreise dürften wesentliche Gründe dafür sein, dass Anfang 2010 Gazprom eine mögliche Verschiebung der Erschliessung und Ausbeutung des Schtokman-Feldes in der Barentssee angekündigt hat. Die Förderkosten im Schtokman-Feld liegen aufgrund technischer und logistischer Herausforderungen tendenziell höher als die aktuellen Produktionskosten für nordamerikanisches Schiefergas [vgl. ERSTE BANK RESEARCH 2010, S. 18]. Bleiben allerdings russische Investitionen in die Erschliessung neuer Gasfelder aus, könnte dies Auswirkungen auf die Sicherheit der europäischen Gasversorgung haben.

Anhaltend hohe Relevanz der Pipelines für die europäische Versorgung —

Noch 1970 deckte die EU nur gerade 10 Prozent ihres Gasverbrauchs durch Importe, 2007 waren es bereits 60 Prozent. Bei einem Gesamtverbrauch von 505 Mrd. m³ beliefen sich die Einfuhren auf 307 Mrd. m³. Immerhin stammen diese zu fast 30 Prozent aus Norwegen, einem Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR). Der mit Abstand wichtigste Lieferant ist jedoch Russland mit einem Anteil von rund 40 Prozent, daneben stammen etwa 16 Prozent aus Algerien [vgl. ENGERER UND HORN 2009, S. 278, und A.T. KEARNEY 2009b, S. 11]. Der Trend steigender Importe dürfte anhalten, zumal die Fördermenge in der Nordsee nachlässt und der Bedarf an Gas weiter anwächst – vor allem wegen der steigenden Relevanz bei der Stromproduktion. Bis 2030 werden sich nach Schätzungen der Energy Information Administration (EIA) Europas Gasimporte auf gegen 600 Mrd. m³ pro Jahr erhöhen. Schätzungen der EU im Rahmen eines Basisszenarios beziffern den Importbedarf auf etwa 520 Mrd. m³ [vgl. ENGERER UND HORN 2009, S. 278, und DEUTSCHE BANK RESEARCH, 2007, S. 12]. Als Lieferanten kommen neben Russland vermehrt Länder des Nahen Ostens, Zentralasiens sowie Nordafrikas in Frage, die ebenfalls über grössere

Box 7: Take-or-Pay-Verträge, Risiken und Investitionsanreize 1/2

Die vergleichsweise tiefen Gaspreise an der EEX im Jahr 2009 führten dazu, dass für viele Abnehmer die üblichen langfristigen Abnahmeverträge kaum mehr interessant waren. Gemäss solchen Take-or-Pay-Verträgen mit einer Laufzeit von typischerweise 15 bis 30 Jahren verpflichtet sich der Käufer zur Abnahme einer bestimmten Menge und damit zur Zahlung eines festen Betrages, unabhängig davon, ob er die vereinbarte Menge tatsächlich bezieht. Häufig besteht eine begrenzte Abnahmepflicht, z.B. über 90 Prozent der vereinbarten Menge. Der zugrunde liegende Preis wird dabei über eine Preisformel definiert. Dabei erfolgt in der Regel eine Bindung an den Preis eines konkurrierenden Energieträgers, wobei vor allem Öl relevant ist. Häufig findet eine «6/3/3-Regel» Verwendung. Danach fliesst der sechsmonatige Durchschnitt des Ölpreises nach einem dreimonatigen Zeitverzug für eine Periode von drei Monaten in die Preisformel ein [vgl. ERDMANN und ZWEIFEL 2008, S. 235]. Als Folge davon schlagen sich Ölpreissteigerungen mit einer Verzögerung von etwa drei bis sechs Monaten in den Gaspreisen nieder.

Im kapitalintensiven und daher langfristig orientierten Gasgeschäft sollte diese Vertragsform die Risiken zwischen Käufer und Verkäufer aufteilen. Während die Verkäufer aufgrund der Bindung an konkurrierende Energieträger das Preisrisiko tragen, müssen die Käufer das Mengenrisiko übernehmen, welches durch veränderte Marktbedingungen entsteht. Diese Form der Risikoteilung soll Anreize für langfristige Investitionen schaffen. Im liberalisierten europäischen Gasmarkt allerdings bereitet die Aufrechterhaltung solcher Abmachungen Schwierigkeiten, zumal sich bei den Käufern das Mengenrisiko durch die Konkurrenz erhöht. Konkurrenten, aber auch Endkunden könnten sich alternativ auf dem Spotmarkt mit Gas eindecken. Das ist natürlich vor allem dann interessant, wenn dort die Preise deutlich tiefer liegen. Eine solche Situation entstand 2009, als die schwache Konjunktur zu einer tiefen ...

Erdgasreserven verfügen. Zwar dürfte der relative Anteil der Importe aus Russland abnehmen, allerdings ist in absoluten Zahlen eher ein Anstieg russischer Gaslieferungen zu erwarten. Geht man davon aus, dass die innereuropäische Produktion von unkonventionellem Gas vorderhand keine entscheidende Rolle spielt, wird die Abhängigkeit Europas von Gasimporten insbesondere aus Russland anhaltend hoch bleiben. Unter den oben dargestellten Unsicherheiten über den Ausbau der russischen Förderkapazitäten bestehen daher nicht unbedeutende Versorgungsrisiken. Letztlich stellt sich die Frage, ob Russlands

Box 7: Take-or-Pay-Verträge, Risiken und Investitionsanreize 2/2

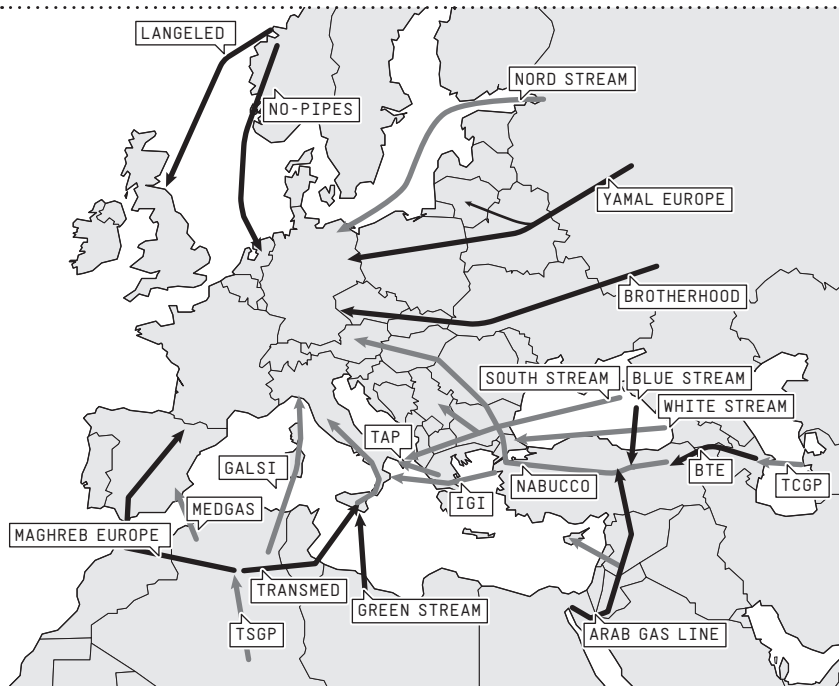
... Nachfrage und tiefen Preisen an den Spotmärkten führte. Viele europäische Grossabnehmer konnten in der Folge die in den Langfristverträgen vereinbarten Mindestmengen nicht mehr einhalten, zumal sie diese nicht absetzen konnten. Diese Situation führte zu Neuverhandlungen der Vertragsbedingungen mit Gazprom. So hat beispielsweise der deutsche Versorger E.ON mit Gazprom vereinbart, dass neu bis zu 15 Prozent der Abnahmemengen an die Preise des Spotmarktes gebunden sind. Auch weitere Abnehmer dürften ähnliche Bedingungen ausgehandelt haben [vgl. NZZ 2010c, S. 61].

Insgesamt ist im liberalisierten Markt damit zu rechnen, dass sich die Gaspreise vermehrt an jenen der (transparenteren) Spotmärkte orientieren. Für die importierenden Länder hat dies eher Vorteile, zumal eine stärkere Entkoppelung zwischen Gas- und Ölpreisen zu einer stärkeren Diversifikation und damit zu tieferen gesamtwirtschaftlichen Risiken führt. Eine Abkehr von den Langfristverträgen könnte aber umgekehrt dazu führen, dass langfristige Investitionen auf Seiten der Förderländer weniger attraktiv werden. Tatsächlich blieben in den vergangenen Jahren wichtige Investitionen im russischen Gasmarkt aus. Vielmehr hatte das Land als Ausgleich zu fehlender eigener Produktion Gas in Zentralasien dazugekauft.²¹

Förderkapazitäten ausreichen, um künftig allen Lieferverpflichtungen nachzukommen [vgl. auch Götz 2007a, S. 16].

Nach wie vor spielt bei den europäischen Importen das Pipelinennetz eine zentrale Rolle. Drei Routen stehen dabei im Zentrum: Nord-Süd, Süd-Nord und Ost-West. Die Nord-Süd-Route verbindet die Nordsee mit Grossbritannien bzw. dem europäischen Kontinent. Die wichtigsten Transportpipelines sind die Vesterled (nach Schottland), Franpipe (nach Frankreich) und Zeepipe (nach Belgien) sowie die Norpipe und Europipe I und II (nach Deutschland). Die Süd-Nord-Route ermöglicht Importe aus dem nordafrikanischen Raum. Dabei führt die Maghreb-Europe-Pipeline von Algerien über Marokko nach Spanien, die Trans-Mediterranean-Pipeline über Tunesien nach Sizilien und die Green-Stream-Pipeline von Libyen nach Sizilien. Ost-West-Transporte, also vor allem die Importe aus Russland, werden mehrheitlich über zwei Pipelines abgewickelt – die Brotherhood- und die Yamal-Pipeline. Die Brotherhood

Abb. 9: Die wichtigsten bestehenden und geplanten Pipelines nach Europa



BESTEHENDE PIPELINES	KAPAZITÄT in Mrd. m3/Jahr	PIPELINE-PROJEKTE	KAPAZITÄT in Mrd. m3/Jahr
Yamal Europe	30 (Ausbau auf ca. 66)	Nord Stream	55
Brotherhood/Union	130	South Stream	63
Blue Stream	16	Nabucco	8 (Endausbau 31)
Südkaucasus-Pipeline (BTE)	7 (Endausbau 10)	White Stream	8 (Endausbau 32)
Arab Gas Line	10	Galsi	8
Green Stream	10	Medgas	8
Maghreb Europe	12	Transadriatische Pipeline (TAP)	10 bis 20
Transmed	27	Interkonnektor (IGI)	10
		Trans-Sahara-Pipeline (TSGP)	20 bis 30
		Transkaspische Pipeline (TCGP)	28 bis 30

Die von der EU favorisierte Nabucco-Pipeline erhält Konkurrenz durch alternative Pipelineprojekte wie die South Stream. Ob sie jemals ausgelastet und rentabel betrieben werden kann, ist daher mit Unsicherheiten behaftet.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis Deutsche Bank Research 2010a, S. 17, und Pleines 2009, S. 30

verläuft von Russland über die Ukraine in die Slowakei. Von dort führen Abzweigungen in die Tschechische Republik, nach Österreich, Deutschland und Italien. Die Yamal-Europe-Pipeline verläuft von Russland über Weissrussland nach Polen und dann weiter nach Deutschland. Daneben verbindet die Offshore-Pipeline Blue Stream Russland via Schwarzes Meer mit der Türkei.

Als neuralgischer Punkt der europäischen Gasversorgung hat sich vor allem die Ost-West-Route erwiesen. Etwa 80 Prozent der russischen Lieferungen nach Europa führen durch die Ukraine. Beim Gaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine 2008/2009 wurde daher die europäische Versorgung empfindlich gestört. Vom Lieferunterbruch besonders stark betroffen war Bulgarien, das sein Gas ausschliesslich aus Russland bezieht und zudem kaum über Gasspeicher verfügt, die einen mehrwöchigen Unterbruch abfedern könnten [vgl. auch Box 8]. Als zentrale Ausweichroute für die russischen Lieferungen nach Europa gilt die Yamal-Pipeline via Weissrussland. Doch auch diese Route ist aus europäischer Sicht keineswegs sicher. So forderte Gazprom im Sommer 2010 von Weissrussland die Begleichung ausstehender Schulden. Um der Forderung Nachdruck zu verleihen, begann Moskau mit der Reduktion der Gaslieferungen und drohte gleichzeitig mit einer maximalen Drosselung um 85 Prozent [vgl. nzz 2010k, S. 33].

Der Ausbau der Ost-West-Verbindungen hat daher sowohl für Europa als auch für Russland höchste Priorität. Derzeit existieren verschiedene Leitungsprojekte, welche durch unterschiedliche Interessen getrieben werden. So versucht Russland mit den beiden Projekten *Nord Stream* und *South Stream* die Vormachtstellung von Gazprom als wichtigstem Gaslieferanten Europas zu zementieren. Die Nord-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, die bisher für die Versorgung Europas zentral waren, umgangen werden können. Neben dem Hauptaktionär Gazprom sind auch europäische Unter-

nehmen (Gasunie, E.ON Ruhrgas, Wintershall, GDF Suez) an der Pipeline-Gesellschaft beteiligt. Die South-Stream-Pipeline, welche Gas via Bulgarien und Serbien nach Südosteuropa leitet, ist in der Projektierungsphase und soll ab 2013 Gas nach Westeuropa transportieren. Die Pipeline teilt sich in Bulgarien, von wo aus sie auf einem nördlichen Strang Gas nach Österreich und auf einem südlichen Strang nach Italien befördern wird. Das Projekt war ursprünglich ein Joint Venture von Gazprom und dem italienischen Energieversorger ENI. Zusätzlich will sich nun auch der französische Stromproduzent Electricité de France (EDF) am Projekt beteiligen. Während Gazprom den Anteil von 50 Prozent an der Pipeline-Gesellschaft behält, reduziert ENI ihren Anteil zugunsten von EDF [vgl. NZZ 2010j, S. 19].

Der Bau neuer Ost-West-Pipelines ist durchaus im strategischen Interesse der EU. Je diversifizierter die Transportrouten sind, desto grösser ist die Sicherheit der Versorgung. Die neuen von Gazprom initiierten Pipelines vermindern die Risiken durch lokale Naturereignisse oder Konflikte, die eine Durchleitung nach Europa beeinträchtigen. Da aber sowohl Nord- als auch South Stream in der Hand von Gazprom sind, führt die Diversifizierung nicht zu einem schärferen Wettbewerb. Vielmehr zementieren sie die hohe Abhängigkeit Europas vom russischen Lieferanten. Aus diesem Grund versucht Europa, weitere Ost-West-Transportkorridore zu öffnen. Dabei sollen alternative Gaslieferländer unter Umgehung des russischen Territoriums erschlossen werden. Von besonderem Interesse ist dabei der ressourcenreiche kaspische Raum, zu welchem die postsowjetischen Staaten Zentralasiens und des südlichen Kaukasus gezählt werden. Bedeutende Gasvorkommen existieren vor allem in Turkmenistan, das über mehr als 4 Prozent der weltweit nachgewiesenen Reserven verfügt [vgl. auch BP 2010, S. 22]. Relevante Reserven befinden sich daneben in Kasachstan, Aserbaidshan und Usbekistan (je ca. 1%). Bisher wurde das in der Region geförderte und exportierte Gas fast ausschliesslich vom russischen Unternehmen Gazprom eingekauft und im Sinne eines Zwischenhandels an die Europäer weiterverkauft. Die russische Vormachtstellung

in der Region soll vor allem durch die neue *Nabucco-Pipeline* gebrochen werden, deren Bau von der EU unterstützt wird. Am Projekt sind mehrere internationale Konzerne beteiligt. Geleitet wird es von der österreichischen OMV, beteiligt ist auch die deutsche RWE. Die Route der 3300 km langen Pipeline verläuft von der Osttürkei via Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Baumgarten in Österreich, welches zur neuen Gas-Drehscheibe im europäischen Markt würde [vgl. Abb. 9]. Da im Osten die Pipeline in der Türkei endet, dürfte sie in einer ersten Phase vor allem das Gas aus Aserbaidschans Shah-Deniz-Feld südöstlich von Baku im Kaspischen Meer nach Europa transportieren. Einen wichtigen Zubringer stellt hierfür die bereits existierende südkaukasische *Baku-Tbilisi-Erzurum-Pipeline* (BTE) dar, welche von BP und der norwegischen StatoilHydro betrieben wird. Die Pipeline transportiert bereits heute Gas vom Shah-Deniz-Feld via Aserbaidschan und Georgien nach Ostanatolien in der Türkei, wo sie mit Nabucco verbunden werden könnte. Das aber setzt eine höhere Gasförderung voraus. Durch das Erweiterungsprojekt Shah Deniz 2 wird die jährliche Produktion des Feldes voraussichtlich um etwa 16 Mrd. m³ zunehmen. Ausgehend davon, dass die Türkei rund 6 Mrd. m³ davon abnimmt, bleiben 10 Mrd. m³ für den Export nach Europa.²² Das allerdings wird längerfristig nicht reichen, um die Kapazitäten von Nabucco auszulasten. Im Fokus stehen daher die bedeutenden Vorkommen in Turkmenistan. Um an diese zu gelangen, braucht es eine Verbindung von Turkmenistan durch das Kaspische Meer nach Aserbaidschan. Hierfür besteht bereits ein Projekt, die *Trans-Caspian-Gas-Pipeline* (TCGP). Sie soll mit einer Kapazität von etwa 30 Mrd. m³ an die Südkaukasische bzw. Nabucco-Pipeline angeschlossen werden. Die Realisierung des Projektes ist jedoch ungewiss. Bislang verhinderten Differenzen über den Status des Kaspischen Meeres und damit verbundene Grenzziehungen sowie von Seiten Russlands eingebrachte Umweltbedenken den Bau der Unterwasserpipeline. Daneben sind Auslastung und Wirtschaftlichkeit der Pipeline keineswegs gesichert [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2010a, S. 18, und Goetz 2007c, S. 52]. Um die Nabucco-Pipeline dennoch mit Gas zu füllen, könnte dieses

alternativ durch Länder des Nahen Ostens geliefert werden. Als Lieferanten kommen vor allem der Irak oder sogar Iran in Frage. Die politischen Unwägbarkeiten sind allerdings nicht nur im Falle Irans bedeutend. Zwar schloss 2010 RWE einen Kooperationsvertrag über die Lieferung von Erdgas mit der kurdischen Regionalregierung. Dies aber missfiel der irakischen Zentralregierung, zumal die Pipelineverbindung in die Türkei und Europa kurdische Unabhängigkeitsbestrebungen stärken könnte.²³ Die anhaltenden Unsicherheiten über die Herkunft des Gases für die Nabucco-Pipeline stellen letztlich ihre Realisierung in Frage. Schliesslich konkurriert Nabucco mit diversen anderen Projekten um das Gas in der Region, insbesondere der russischen South Stream [vgl. Abb. 9]. Möglicherweise müsste Nabucco gar russisches Gas transportieren, damit die Pipeline wirtschaftlich betrieben werden kann. Dann aber ist das europäische Ziel der Versorgungsdiversifizierung in Frage gestellt. Im schlechtesten Fall wird das Nabucco-Projekt gar nie umgesetzt [vgl. auch FUSTER 2008].

Neben Nabucco existieren verschiedene weitere Ost-West-Pipelineprojekte. Dazu gehört die *Trans Adriatic Pipeline (TAP)*, die ein gemeinsames Projekt der Schweizer Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL), der norwegischen Statoil und E.ON ist. Die TAP führt von Thessaloniki durch Nordgriechenland über Albanien nach Brindisi in Italien. Die 520 km lange TAP stellt allerdings nur ein Bindeglied dar. Das aus dem kaspischen Raum sowie dem Mittleren Osten stammende Gas soll in bereits bestehenden Leitungen bis nach Thessaloniki geführt werden. Im Fokus steht daher eine stärkere Anbindung Italiens an das Ost-West-Pipeline-Netz. Dort soll das durch die TAP transportierte Gas in erster Linie zur Stromerzeugung verwendet werden. Ähnlich wie bei Nabucco ist die Herkunft des Gases allerdings noch nicht völlig gesichert. Die Axpo-Tochtergesellschaft EGL hatte 2008 einen – international stark kritisierten – Gasliefervertrag mit der National Iranian Gas Export Company geschlossen. Ob es tatsächlich jemals zu Gaslieferungen kommen wird, ist aber alles andere als 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 Pipelineinfrastrukturen 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* 2008, S. 16]. Das TAP-Konsortium setzt daher – ähnlich wie die Nabucco – in einer ersten Phase auf Gaslieferungen aus Aserbaidschans Gasfeld Shah Deniz 2.

Die *Interconnection Turkey-Greece-Italy (ITGI)* ist ein weiteres Ost-West-Pipeline-Projekt. Daran beteiligt sind die italienische Edison, die griechische Depa sowie die staatliche türkische Botas. Ein Grossteil des ITGI-Gaskorridors zwischen der Türkei und Italien basiert auf dem bestehenden türkischen Gasnetz, welches zu diesem Zweck weiter ausgebaut werden soll. Das fehlende Teilstück ist die Verbindung zwischen Griechenland und Italien, die *Interconnection Greece-Italy (IGI)*. Die IGI ihrerseits besteht aus zwei Teilen, der etwa 200 km langen IGI-Poseidon-Offshore-Pipeline sowie der 600 km langen IGI-Onshore-Pipeline. Das Projekt kam im Sommer 2010 seiner Umsetzung einen Schritt näher, als ein Memorandum of Understanding über das Framework des Gastransits durch die Türkei vereinbart werden konnte. Dieses regelt insbesondere die Nutzung des bestehenden Netzes von Botas bis zur griechischen Grenze.²⁴

Daneben existieren weitere Pipelineprojekte, welche türkisches Territorium umgehen. Dazu gehört die *White-Stream-Pipeline*, welche vor allem von der Ukraine unterstützt wird. Die Pipeline soll Gas von der georgischen Küste durch das Schwarze Meer auf die Krim oder direkt nach Rumänien befördern. Erste Planungen gehen von einer Kapazität von 8 Mrd. m³ pro Jahr aus, später soll ein Ausbau auf etwa 32 Mrd. m³ erfolgen [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2010a, S. 18]. Die Umsetzung des White-Stream-Projekts ist allerdings sehr unsicher. Zwar hat die EU Interesse und Unterstützung

signalisiert, doch bleibt nach wie vor unklar, woher die bedeutenden finanziellen Mittel für den Bau tatsächlich kommen sollen [vgl. CER 2010, S. 9]. Ausserdem besteht parallel zur White-Stream das Projekt *Aserbaidshon-Georgien-Rumänien-Interconnector (AGRI)*. Auch dieses beabsichtigt, Gas aus dem kaspischen Raum via Schwarzes Meer und Rumänien nach Europa zu transportieren. Nur partiell ist dabei der Neubau von Pipelines nötig. In erster Linie würden bestehende Routen genutzt und ausgebaut. Für den Transport über das Schwarze Meer würden dagegen Tankschiffe eingesetzt [vgl. THE ECONOMIST 2010b, S. 34].

Auch wenn von vielen Seiten betont wird, dass es sich nicht um Konkurrenzprojekte handelt, sondern dass sie eher komplementär zu einer sicheren Gasversorgung Europas beitragen würden, so gilt letztlich, dass die Pipelines für einen rentablen Betrieb mit Gas versorgt werden müssen. Für eine wirtschaftliche Auslastung aller Pipelineprojekte dürfte das Gas der zentralasiatischen Länder allerdings kaum ausreichen, zumal ihr Exportpotenzial beschränkt ist. Usbekistan, wo der Erschöpfungsgrad der Reserven bereits relativ hoch ist, wird die Förderung kaum noch steigern können. Voraussichtlich wird das Land einen Grossteil seiner künftigen Gasproduktion für den inländischen Verbrauch benötigen. In Kasachstan handelt es sich bei den Reserven zu grossen Teilen um assoziiertes Gas in den Erdölvorkommen. Dieses wird häufig zur Erhöhung der Erdölproduktion in die Lagerstätten zurückgepresst, wodurch es nicht für den Export genutzt werden kann. Der bedeutendste potenzielle Lieferant für die verschiedenen Pipeline-Projekte ist Turkmenistan. Doch die von den offiziellen turkmenischen Stellen ausgewiesenen Reserven werden von Experten angezweifelt und sind daher mit grossen Unsicherheiten behaftet. Insgesamt ist nicht ausgeschlossen, dass Lieferungen aus dem kaspischen Raum künftig einen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit leisten können. Doch werden diese an der Vormachtstellung Russlands bei der europäischen Gasversorgung kaum etwas verändern [ENERGER UND HORN 2009, S. 280, und GOETZ 2007, 4–7].

Das gilt umso mehr, als am Gas aus der kaspischen Region nicht nur Europa und Russland, sondern vermehrt auch China interessiert ist. Durch den Bau der *Zentralasien-China-Rohrleitung* schaffte sich auch China die Möglichkeit, Gas direkt aus der kaspischen Region zu importieren. Ende 2009 wurde eine 1833 km lange Gasleitung zwischen China und Turkmenistan in Betrieb genommen [vgl. auch Hosp 2009, S. 31]. Die Leitung, welche über Usbekistan und Kasachstan führt, soll in einer weiteren Bauetappe ergänzt werden. Im Sommer 2010 unterzeichneten China und Kasachstan ein Abkommen über die Finanzierung einer Verzweigung der Pipeline, die eine Anbindung der Gasfelder im Westen von Kasachstan möglich machen soll [vgl. NZZ 2010i]. Die Zentralasien-China-Rohrleitung ist für die Region von hoher strategischer Bedeutung, zumal sie die einseitige Abhängigkeit von Russland reduziert. Bisher wurde turkmenisches, kasachisches und usbekisches Gas in erster Linie von Gazprom abgenommen und weiterverkauft. Nun gibt es mit China einen alternativen Kunden, was die Verhandlungsposition der Russen schwächt. Und Turkmenistan will die Diversifizierung des Kundenportfolios weiter ausbauen: Neben der neuen Pipeline nach China sollen auch die bereits bestehenden Lieferkapazitäten nach Iran erhöht werden. Zudem erhöht sich die Verhandlungsmacht der Länder zusätzlich, sobald die Nabucco-Pipeline Gaslieferungen nach Europa möglich macht.

Anhaltende Abhängigkeit von Russland — Die Struktur der Transportpipelines bestimmt wesentlich die Intensität der Verhandlungsmacht von Abnehmern und Produzenten. Je grösser die Auswahl an Lieferanten ist, desto intensiver ist tendenziell der Wettbewerb unter den Anbietern. Der Ausbau von Flüssiggasterminals stellt daher für Europa eine wichtige strategische Massnahme dar. Insbesondere sind dadurch vermehrt Gasimporte aus Fördergebieten in Nord- und Westafrika sowie im Nahen Osten möglich. 2009 verfügte die EU über LNG-Importkapazitäten von etwa 108 Mrd. m³. Obschon dies etwa einem Fünftel des EU-Gesamtverbrauchs entspricht, lag der Anteil LNG im europäischen Markt nur bei etwa 10 Prozent. Dennoch

Box 8: Erdgasspeicher in Europa

Der Ausbau von Erdgasspeichern stellt für die EU eine Option dar, um sich mindestens kurzfristig gegen Lieferausfälle – nicht zuletzt aufgrund von temporären Pipeline-Unterbrechungen – zu wappnen. Aufgrund des eher geringen und ungleich verteilten Speichervolumens sowie des wachsenden Gasbedarfs besteht ein grosser Investitionsbedarf. Bisher wurden Erdgasspeicher in Europa vor allem für den saisonalen Ausgleich von Bedarfsschwankungen eingesetzt. Üblicherweise werden sie im Sommer gefüllt und im Winter – wenn der Bedarf an Gas hoch ist – geleert. Ausserdem werden die Speicher für kommerzielle Zwecke eingesetzt. Die Speicherung bietet die Möglichkeit zur Arbitrage bzw. zur Optimierung des Einkaufs, indem Gas vor allem in Perioden tiefer Preise beschafft und im Falle von hohen Preisen veräussert wird. Insgesamt verfügt die EU über Gasspeicher im Umfang von etwa 80 Mrd. m³, was einem Anteil von etwa 15 Prozent ihres Verbrauchs entspricht [vgl. A. T. KEARNEY 2009b, S. 13].

Der Bestand an Gasspeichern ist in den europäischen Ländern sehr heterogen. Neun Länder verfügen über gar keine Speicher, während mehr als die Hälfte der Kapazität auf Deutschland, Italien und Frankreich entfällt. Dabei handelt es sich um Länder mit hohem Gasverbrauch und hoher Importabhängigkeit. Deutschland verfügt über mehr als 40 Speicheranlagen mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 20 Mrd. m³, was 2007 etwa 23 Prozent des Jahresverbrauchs entsprach. Die Speicher könnten die Versorgung für rund 40 Wintertage sicherstellen.²⁵ Daneben verfügen Italien und Frankreich über Speicherkapazitäten im Umfang von etwa 13 und 12 Mrd. m³, was einem Anteil von 16 Prozent und 25 Prozent ihres Verbrauchs entspricht. In Grossbritannien (wo der Gasverbrauch 2007 mit etwa 98 Mrd. m³ weit höher war als in Deutschland) ist das Speichervolumen mit nur rund 4 Mrd. m³ sehr bescheiden. Zwar deckt das Land 2009 etwa zwei Drittel seines Bedarfs durch eigene Produktion aus dem Nordseeraum ab, doch zeichnet sich seit einigen Jahren eine wachsende Importabhängigkeit ab.

Die Heterogenität der Speichervolumen in den europäischen Staaten ist nicht zuletzt auf die geologischen Gegebenheiten zurückzuführen. Bei den grossen Speichern handelt es sich um Untergroundspeicher. Dazu gehören vor allem ehemalige Erdgas- und Erdölfelder sowie Aquifere (wenn sich in den Hohlräumen Wasser befand) und Kavernen (künstlich in Salzstöcken ausgespülte Hohlräume). Aufgrund der hohen Kosten spielen Flüssiggasspeicher dagegen eine untergeordnete Rolle. Insbesondere in Grossbritannien, Italien und Deutschland wird der Ausbau von Speichern weiter vorangetrieben. Gemäss vorliegenden Planungen dürften die Kapazitäten in den nächsten Jahren um etwa zwei Drittel erhöht werden [vgl. ENGERER ET AL. 2009, S. 840/841].

wurden zahlreiche Projekte für einen weiteren Ausbau von LNG-Terminals angekündigt. In den nächsten Jahren könnten sich die Importkapazitäten demnach knapp verdoppeln [vgl. ENGERER ET AL. S. 839, A.T. KEARNEY 2009b, S. II, und DEUTSCHE BANK RESEARCH 2010a, S. 4].

Ob und in welchem Umfang die LNG-Terminal- sowie die Pipelineinfrastrukturprojekte tatsächlich realisiert werden, ist zum heutigen Zeitpunkt jedoch unsicher. Zwar wäre ein Maximum an Diversifizierung im Interesse Europas, doch besteht für privatwirtschaftliche Investoren ein erhebliches Risiko. So droht den LNG-Importen Konkurrenz durch möglicherweise günstigeres Pipelinegas. Umgekehrt konkurrieren sich die zahlreichen Pipelineprojekte untereinander sowie mit Russland und China um das Gas in der kaspischen Region. Würden alle Projekte umgesetzt, drohen ihnen ein scharfer Wettbewerb, fehlende Kapazitätsauslastung und damit der Zerfall der Renditen. In diesem Kontext ist nicht davon auszugehen, dass alle geplanten Vorhaben tatsächlich realisiert werden. Vielmehr dürften vor allem jene Projekte umgesetzt werden, die bereits weit fortgeschritten sind – oder mindestens glaubwürdig angekündigt wurden. Ein später Markteintritt ist dagegen aus strategischen Gründen wenig attraktiv, zumal ein Investor dann selber zum Margenzerfall beitragen würde. Der Zusammenhang ist in der Ökonomie als Stackelberg-Modell bekannt. Unter diesem Gesichtspunkt hat das russische Unternehmen Gazprom einen besonders starken Anreiz, seine eigenen Projekte Nord und South Stream möglichst rasch und konsequent voranzutreiben. Die eigenen Investitionen verdrängen die Investitionsanreize der privaten europäischen Investoren und zementieren die Vormachtstellung von Gazprom.

Die Dominanz des russischen Lieferanten dürfte auch dann erhalten bleiben, wenn einzelne europäische Pipelineprojekte wie Nabucco zur Erschließung der kaspischen Gasvorkommen realisiert werden. Im günstigsten Fall würden Turkmenistan, Aserbaidschan, Kasachstan und Usbekistan gemeinsam

die Nabucco-Pipeline gleichzeitig beliefern und deren Jahreskapazität im Umfang von rund 30 Mrd. m³ vollständig auslasten. Damit könnte Europa lediglich knapp 10 Prozent seiner Erdgasimporte decken – bei wachsendem Bedarf würden es noch weniger. Das aber bedeutet, dass daneben der Bedarf vor allem durch Russland und in etwas geringerem Ausmass durch afrikanische Lieferanten gedeckt werden müsste. Die einfache Rechnung illustriert, dass Nabucco alleine kaum etwas an der Tatsache ändern würde, dass Europa auch künftig in sehr bedeutendem Ausmass von russischen Lieferungen abhängig bleibt [vgl. Görz 2007a, S. 8/9]. Doch ganz unabhängig von der Realisierung der unterschiedlichen Pipelines bestehen in der kaspischen Region politische Unwägbarkeiten, welche die langfristige Sicherheit von Gaslieferungen nach Europa in Frage stellen. Erstens gerät die Gegend aufgrund ihrer zentralen Lage und ihres Ressourcenreichtums verstärkt in den Fokus geopolitischer Interessen unterschiedlicher Mächte wie Russland, China, Iran, USA und Europa. Damit verbunden sind politische Spannungen und sicherheitspolitische Risiken. Zweitens macht der Mangel an Demokratie und Stabilität die zentralasiatischen Länder nicht unbedingt zu den vertrauenswürdigsten Partnern.

Gefahr einer Gas-Opec? — Doch unabhängig davon, ob es Europa gelingt, weitere Gasimportmöglichkeiten durch neue Infrastrukturen zu schaffen, besteht die Gefahr einer wachsenden Marktmacht auf Seiten der Gasproduzenten. So könnte sich Russland mit anderen Staaten, welche über grosse Reserven verfügen, zu einem Kartell im Sinne einer «Gas-Opec» zusammenschliessen. Die wichtigsten Mitglieder eines solchen Kartells wären neben Russland vor allem Katar und Iran. Die geringe Anzahl relevanter ressourcenreicher Länder vereinfacht die Kartellbildung. Tatsächlich fanden bereits Anfang 2007 Gespräche zwischen Russland, Iran und anderen Gas exportierenden Ländern über eine engere Zusammenarbeit statt. Und Iran unterbreitete dabei die Idee einer Gas-Opec [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2007, S. 12].

Dennoch ist ein stabiles Preiskartell bisher nicht zustande gekommen. Schliesslich gibt es auch Argumente, die gegen ein solches Kartell sprechen. Zum einen dürften vor allem die politischen Interessen der Beteiligten in vielen Bereichen divergieren. Zum anderen erschweren die noch weit verbreiteten (relativ unflexiblen) Langfristverträge im Gasmarkt Preis- oder Mengenabsprachen zwischen den Produzenten. Die sich inzwischen abzeichnende stärkere Ausrichtung der Verträge an der Spotmarkt-Preisbildung könnte jedoch die Wahrscheinlichkeit von Absprachen erhöhen. Natürlich würde der Preissetzungsspielraum eines solchen Kartells durch das (zunehmende) Potenzial der unkonventionellen Gasvorkommen eingeschränkt. Falls aber die Investitions- und Förderkosten in Europa relativ hoch sind, ist auch der Preissetzungsspielraum gross. Alternative Importe z.B. aus Nordamerika müssten relativ teuer als LNG nach Europa gelangen.

Fazit Erdgas: Zwiespältige «Gas-Bubble» — Die bedeutenden Funde von unkonventionellem Gas vor allem in Nordamerika beeinflussen den weltweiten Gasmarkt. Vielfach wird von einer eigentlichen Gas-Bubble gesprochen. Tatsächlich können damit in der kurzen und mittleren Frist Überkapazitäten bei der Gasproduktion, aber auch den Transportinfrastrukturen verbunden sein. Damit einher gehen tiefere Gaspreise, wovon auch europäische Verbraucher profitieren. Allerdings muss die Euphorie über das unkonventionelle Gas etwas gedämpft werden. Der Preiseffekt wirkt im europäischen Markt vor allem über den internationalen Handel. Aufgrund der relativ geringen eigenen Vorkommen sowie der hohen Förderkosten ist nicht davon auszugehen, dass sich der Kontinent durch eine eigene Produktion aus seiner Importabhängigkeit lösen kann. Ausserdem bestehen in der längeren Frist bedeutende Unsicherheiten über den Einfluss des unkonventionellen Gases. Einerseits sind die Schätzungen über das weltweite wirtschaftliche Potenzial der Vorkommen mit grossen Unsicherheiten behaftet. Andererseits muss davon ausgegangen werden, dass auch die Nachfrage nach Gas gerade in den aufstrebenden Volkswirtschaften Asiens weiter anwachsen wird. Ein

wichtiger Treiber hierfür dürfte vor allem die zunehmende Verwendung bei der Stromproduktion sein [vgl. auch Kapitel 3.4].

Die vom unkonventionellen Gas ausgehenden Verunsicherungen am Markt bergen ausserdem die Gefahr, dass sich dringend nötige Investitionen in Kapazitätserweiterungen bei der konventionellen Gasförderung sowie bei den Pipeline- und LNG-Infrastrukturen verzögern. Vor allem die Erschliessung neuer Gasvorkommen in Russland könnte davon betroffen sein. Da die innereuropäische Gasförderung (inklusive Norwegen) weiter abnehmen wird, könnte sich dies für den Kontinent als ernsthaftes Versorgungsrisiko erweisen. Ob es Europa gelingt, durch den Bau neuer LNG-Kapazitäten sowie durch direkte Pipelines in den kaspischen und afrikanischen Raum allfällige russische Lieferengpässe auszugleichen, ist fraglich. So ist nicht nur Europa, sondern auch China am Gas aus dem zentralasiatischen Raum interessiert. Und welche Pipelines tatsächlich gebaut werden, ist aus heutiger Perspektive nicht sicher. Aufgrund der Konkurrenz um das Gas in der kaspischen Region ist die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte in Frage gestellt. Die wirtschaftlichen Unsicherheiten werden durch die geopolitischen Risiken sowie einen Mangel an Demokratie in den Förderländern noch verstärkt. Und schliesslich führen die von Europa präferierten Pipelines in die kaspische Region vor allem über türkisches Territorium. Auch damit sind Unsicherheiten verbunden. Die Beziehung zwischen der EU und der Türkei dürften nicht zuletzt von der türkischen EU-Beitrittsperspektive abhängen. Vieles spricht dafür, dass Europa in bedeutendem Ausmass von russischen Gaslieferungen abhängig bleibt. Trotz den vermeintlichen «Gas-Bubbles» impliziert dies ein Preis- und Versorgungsrisiko für Europa.

3.4 Strom: Steigender Anteil von Gas

Das Thema Elektrizität kann im Grunde genommen nicht isoliert analysiert werden. Vielmehr müsste es als ein Teilaspekt der fossilen Energien betrachtet

werden, da die Stromproduktion eine zentrale Nachfragekomponente darstellt. Anfang 2010 basierten 61 Prozent der Stromerzeugung in den OECD-Staaten auf der Verbrennung fossiler Energien, allen voran Kohle, daneben aber auch Gas und Öl [vgl. IEA 2010]. Weitere 22 Prozent stammen aus der Kernkraft, 14 Prozent aus Wasserkraft und etwa 3 Prozent aus neuen erneuerbaren Energien wie Wind, Solar und Geothermie. An der hohen Relevanz der fossilen Energien bei der Stromproduktion dürfte sich auch in der mittleren Zukunft wenig ändern.

Der weltweite Stromverbrauch wird gemäss den Prognosen im Referenzszenario der IEA bis 2030 etwa mit einer Jahresrate von 2,5 Prozent anwachsen, wobei etwa vier Fünftel des Wachstums auf Nicht-OECD-Länder entfallen [vgl. Kapitel 2.1 und IEA 2009, S. 5]. Die Befriedigung der steigenden Nachfrage bedingt einen Ausbau der Produktionskapazitäten um etwa 4800 Gigawatt (GW), was fast dem Fünffachen der gesamten in den USA installierten Produktionskapazitäten entspricht. Fast ein Drittel des Zubaus an Kapazitäten wird voraussichtlich in China erfolgen. Kohle wird aufgrund ihrer hohen und relativ günstigen Verfügbarkeit das «Rückgrat» der Stromerzeugung bleiben. Ihr Anteil an der weltweiten Stromproduktion wird gemäss den Prognosen bis 2030 um drei Prozentpunkte auf 44 Prozent zunehmen. Der Anteil der Kernkraft wird parallel dazu abnehmen, obschon die absolute Erzeugung in den meisten Weltregionen (ausser Europa) zunehmen dürfte. Daneben wird der Anteil der neuen erneuerbaren Energien – wenn auch auf relativ tiefem Niveau – deutlich zunehmen. Vor allem aufgrund der wachsenden Relevanz der Windkraft wird ihr Anteil von etwa 2,5 im Jahr 2007 auf gegen 9 Prozent im Jahr 2030 anwachsen.

Fossile Kraftwerke bestimmen Strompreis — Die Dominanz fossiler Energieträger bei der Stromerzeugung hat zwei wesentliche Konsequenzen. Erstens wird die Versorgungssicherheit bei der Elektrizität in bedeutendem Ausmass durch die Verfügbarkeit von Kohle und Gas bestimmt. Ein Mangel an Brennstoff führt zwangsläufig zu Produktionsausfällen, zumal die Struktur des Kraftwerksparks nicht kurzfristig verändert werden kann. Nur in begrenz-

Box 9: Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes 1/2

Aus unternehmerischer 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.

Wegen des Bedarfs an Brennstoff ist der Anteil variabler Kosten bei Öl-, Gas- und Kohlekraftwerken relativ hoch. Sie stellen daher den rechten, ansteigenden Ast der Angebotskurve dar, weshalb sie bei der Preisbildung in der Regel bestimmend sind. Bei Flusskraftwerken, Kernkraftwerken und Windkraftwerken hingegen sind die variablen Kosten sehr gering, vielmehr dominieren die fixen Bau- bzw. Investitionskosten. Sind sie einmal gebaut, verursacht ihr Betrieb nur noch relativ tiefe zusätzliche Kosten. Der Marktpreis gilt für sie als exogen, er bestimmt den Deckungsbeitrag an die fixen Bau- bzw. Investitionskosten und damit die Rentabilität der Investition. ...

tem Ausmass besteht bei den Brennstoffen eine Substitutionsmöglichkeit. So können moderne Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke zum Teil mit Erdöl statt Gas betrieben werden. Natürlich aber reduziert diese Form der Substitution die Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern nicht, sondern verändert bloss ihre Struktur. Zweitens bestimmen in den meisten Strommärkten die Grenzkosten der konventionell thermischen Kraftwerke die Strompreise im Gross- bzw. Spothandel. Und diese Kosten werden in erster Linie durch die Preise für die fossilen Energien bestimmt, also für Kohle, Gas und Öl [vgl. Box

Box 9: Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes 2/2

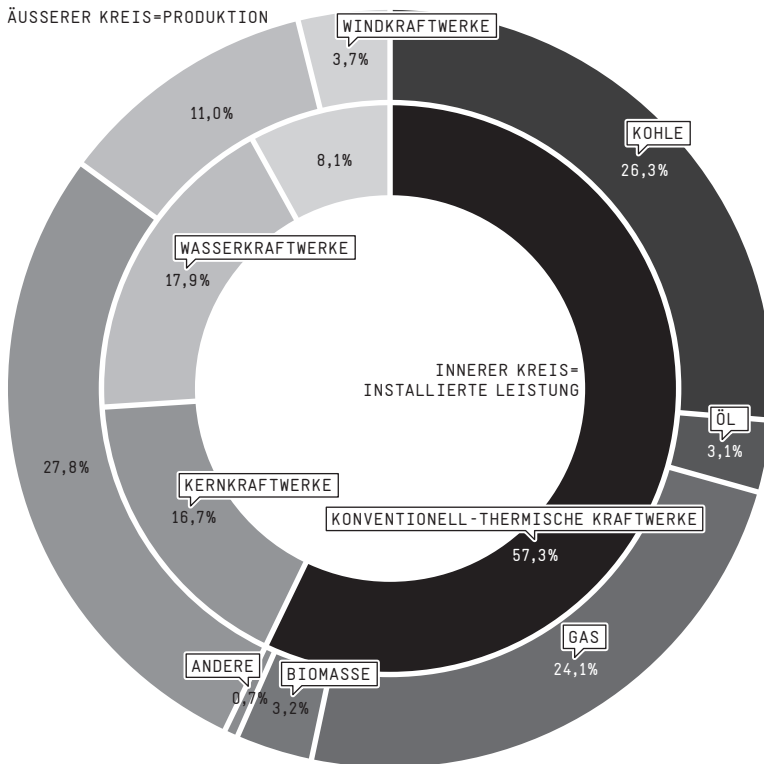
... Wind-, Flusslauf- und Kernkraftwerke werden auch bei tiefer Nachfrage eingesetzt, da ihr Betrieb kaum zusätzliche Kosten verursacht. Aufgrund der (bisher) relativ tiefen Kosten für Kohle werden daneben meist auch Braun- und Steinkohlekraftwerke für die Produktion von Grundlast eingesetzt. Grundlast bezeichnet jenen Strom, der während 24 Stunden als «Band» zur Verfügung gestellt wird und damit eine Basisabdeckung des Bedarfs sicherstellt. Zur Abdeckung der Spitzenlast – also der Bedarfsspitzen v.a. während des Tages – kommen dagegen vor allem (Pump-) Speicherkraftwerke sowie rasch regelbare Kraftwerkstypen wie moderne Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD) sowie Gasturbinen- und Öl-Kraftwerke mit Schnellstartfähigkeit zum Einsatz. Aufgrund des benötigten Brennstoffs weisen in der Regel gas- und ölbetriebene Kraftwerke relativ hohe variable Produktionskosten auf, so dass sie während der Grundlastzeiten meist nicht oder nur auf geringem Niveau betrieben werden.

Veränderungen der relativen Preise für Kohle, Gas und Öl können die «Merit Order» verändern. So führten z.B. im Frühjahr 2010 die auch konjunkturell bedingt tiefen Gaspreise dazu, dass moderne GuD tendenziell zu tieferen Grenzkosten Strom produzieren als Steinkohlekraftwerke. Dieser Umstand verändert die Kraftwerksreihenfolge in der Angebotskurve. Daneben können auch die Kosten für CO₂-Zertifikate (oder CO₂-Steuern) die «Merit Order» verändern. Da der CO₂-Ausstoss bei Kohlekraftwerken höher liegt als bei Gaskraftwerken, steigt der Produktionspreis bei den Kohlekraftwerken mit steigenden CO₂-Kosten relativ stärker an. Umgekehrt besteht zwischen dem CO₂-Zertifikatspreis und dem Kohlepreis ein Zusammenhang. Sinkt der Preis für Kohle, dann werden Kohlekraftwerke relativ attraktiver und daher häufiger eingesetzt, zumal sie weiter nach links in der Angebotskurve rutschen. Nun steigt auch der Bedarf an CO₂-Zertifikaten, weshalb ihr Preis ansteigt.

9]. Der Preis des Öls kann auf zwei unterschiedliche Weisen Einfluss auf den Strompreis haben: entweder direkt über die Kosten von Ölkraftwerken oder indirekt und verzögert über die Preisbindung des Gases an den Ölpreis [vgl. Box 7]. Knappheit und höhere Preise an den Märkten für fossile Energien haben damit Konsequenzen am Strommarkt.

Daneben kann auch die Klimapolitik Auswirkungen auf die Angebotsstruktur und damit den Marktpreis im Strommarkt haben. Durch die Erhebung einer

Abb. 10: Produktion und installierte Leistung 2008 in der EU-27: Viel Kohle und Gas



Der europäische Kraftwerkspark wird durch konventionell thermische Kraftwerke dominiert, dabei handelt es sich vor allem um Kohle- und Gaskraftwerke. Die installierte Windkraft beläuft sich auf etwa 8 Prozent der Gesamtkapazitäten. Die Geothermie mit einem Anteil von 0,2 Prozent an der Produktion bzw. 0,1 Prozent an der installierten Leistung ist in der Abbildung nicht sichtbar.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis Eurostat

CO₂-Steuer oder die Einführung von CO₂-Zertifikaten steigen die Grenzkosten der Stromproduktion und damit auch der gleichgewichtige Marktpreis. Ausserdem beeinflusst die Klimapolitik die Struktur des Kraftwerksparks. Erstens werden durch die CO₂-Zertifikate Investitionen in Kraftwerke mit relativ tiefem CO₂-Ausstoss attraktiver. Aufgrund dessen zeichnet sich vermehrt eine Substitution von Kohle- durch Gaskraftwerke ab. Zweitens werden im Rahmen der Klimapolitik häufig erneuerbare Energien wie Wind oder Photovoltaik gefördert. Dies führt dazu, dass Produktionskapazitäten mit hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt werden. Aufgrund ihrer tiefen oder inexistenten variablen Kosten ist es grundsätzlich sinnvoll, den anfallenden Strom aus Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen zu nutzen, während die Produktion von Gas- oder Kohlekraftwerken gedrosselt wird. Als Konsequenz daraus sinken am Spotmarkt die Preise. Dieser Effekt aber muss über Subventionen «erkauft» werden. Die Subventionierung erfolgt über Investitionszuschüsse oder – wie es in Europa und auch der Schweiz üblich ist – über Einspeisevergütungen. Im letzteren Fall erfolgt die Finanzierung über einen Preisaufschlag bei den vom Staat regulierten Netzgebühren.²⁶

Europa: Hoher Investitionsbedarf — Die europäische Stromproduktion unterscheidet sich nicht fundamental von der weltweiten. Auch hier dominieren die fossilen Energien. 2009 stammten etwa 56 Prozent des Stroms aus konventionell thermischen Kraftwerken auf Basis von Kohle, Gas und Öl, rund 28 Prozent aus Kernkraftwerken und 12 Prozent aus Wasserkraftwerken. Daneben stammen rund 4 Prozent aus Windkraftwerken. Strom aus Solar-kraftwerken ist mit einem Anteil von 0,3 Prozent bisher praktisch unbedeutend und liegt nur knapp über dem Anteil der Geothermie, der 0,2 Prozent beträgt. Abbildung 10 gibt einen Überblick über Produktion und installierte Kraftwerksleistung in der EU-27.

Aufgrund der schwachen Konjunktur sank die europäische Stromproduktion 2009 gegenüber dem Vorjahr um fünf Prozent. Mit einem Rückgang von

mehr als sieben Prozent waren davon vor allem die konventionell thermischen Kraftwerke betroffen, während die Stromproduktion aus Windkraftwerken um neun Prozent zulegte [vgl. EUROSTAT 2010]. Diese Asymmetrie hat zwei Gründe. Zum einen verursachen Windkraftwerke kaum Grenzkosten, weshalb ihr Betrieb auch bei tiefen Marktpreisen sinnvoll ist. Zum anderen besteht häufig eine Abnahmeverpflichtung für Netzbetreiber. So sind in Deutschland die Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, den Strom aus den Windkraftanlagen vorrangig abzunehmen und ihn gemäss den Vorgaben zur Subventionierung zu vergüten. Bisher reichten die Netzbetreiber diesen Strom direkt an die Versorger weiter (sog. Bandwälzung), neu wird er über die Börse vermarktet.²⁷ Der Einfluss auf die Preise ist grundsätzlich ähnlich. Entweder reduziert sich die (Rest-)Nachfrage am Markt oder die Angebotskurve schiebt sich nach rechts – in beiden Fällen sinkt der gleichgewichtige Marktpreis.

Der Einbruch der Nachfrage im Jahr 2009 ist im Wesentlichen auf konjunkturelle Gründe zurückzuführen. In der mittleren und längeren Frist werden jedoch einsetzendes Wirtschaftswachstum und die anhaltende Substitution fossiler Energieträger durch Elektrizität den Verbrauch erhöhen. Daneben gilt es in vielen Ländern, die alternden Kraftwerkskapazitäten durch neue zu ersetzen. Ähnlich wie im globalen Kontext steht auch die europäische Stromversorgung vor der Herausforderung der Erneuerung und Erweiterung des bestehenden Kraftwerksparks. Schätzungen für ein «Business as usual»-Szenario beziffern den Bedarf neuer Kraftwerkskapazitäten in der EU-27 zwischen 2005 und 2020 auf etwa 383 000 MW. Dabei entfallen rund 225 000 MW auf zusätzlichen Bedarf und 158 000 auf den Ersatz bestehender Anlagen [vgl. A. T. KEARNEY 2009, S. 21]. Zum Vergleich: Die in der EU-27 installierte Produktionskapazität beläuft sich auf etwa 800 000 MW.

Aus ökonomischer Sicht stellt diese Herausforderung allerdings kein eigentliches Problem, sondern vielmehr eine Investitionschance dar. Ein Mangel

an Produktionskapazitäten schlägt sich in höheren Preisen nieder, zumal durch die Angebotsverknappung vermehrt Kraftwerke mit hohen Grenzkosten eingesetzt werden. Investitionen in moderne Anlagen mit hohem Wirkungsgrad versprechen attraktive Deckungsbeiträge. Tatsächlich zeichnet sich in Europa ein Ausbau der Kraftwerkskapazitäten ab. Zwischen 2000 und 2009 wurden in der EU vor allem neue Gaskraftwerke in Betrieb genommen. Deren installierte Leistung nahm in dieser Zeitspanne netto um etwa 81 000 MW zu. Signifikant ausgebaut wurde daneben die Windkraft mit einem Plus von 65 000 MW. Die installierte Kapazität von Kraftwerken basierend auf Öl, Kohle und Kernenergie nahm dagegen wegen Stilllegungen netto um rund 32 000 MW ab [vgl. DEUTSCHE BANK RESEARCH 2010b, S. 6]. Die Investitionen in den europäischen Kraftwerkspark werden auf absehbare Zeit bedeutend bleiben. Die von Produzenten in der EU kommunizierten «Neubauprojekte und -ankündigungen» beliefen sich 2009 auf rund 240 000 MW. Etwa 43 Prozent dieser Kapazitäten basieren auf Gas, 24 Prozent auf Kohle und 21 Prozent auf Wind, weitere 7 Prozent auf Kernkraft [vgl. VGB 2009, S. 8].

Prognosen über die künftige Stromnachfrage und damit den tatsächlichen Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten und über das Ausmass des Ersatzbedarfs sowie die Feststellung und Quantifizierung bereits bestehender Kraftwerksprojekte sind allerdings mit hohen Unsicherheiten verbunden. So ist die Entwicklung der Stromnachfrage stark vom Wirtschaftswachstum abhängig, welches seinerseits nur schwer zu prognostizieren ist. Daneben ist die Ausserdienststellung von Kraftwerkskapazitäten von politischen Entscheidungen abhängig, was sich insbesondere beim Beschluss über den Ausstieg aus der Kernkraft und die mögliche Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland zeigt. Und auch die Feststellung der projektierten Kraftwerkskapazitäten ist nicht ganz einfach. Erstens werden insbesondere kleine Projekte nur unvollständig erfasst, zweitens ist die Realisierungswahrscheinlichkeit gerade bei Grossprojekten aufgrund ihrer politischen Relevanz oft schwer zu

bezüffern. Die (politischen) und derzeit auch konjunkturellen Unsicherheiten sind ein wenig attraktives Umfeld für langfristige Investitionen in Kraftwerksprojekte. Tatsächlich haben im Verlauf von 2009 viele grosse Stromproduzenten ihre Investitionsbudgets gegenüber den ursprünglichen Plänen gekürzt [vgl. A.T. KEARNEY 2009, S. 13].

Neuer «Dash for Gas» in Europa — Insgesamt zeichnet sich in Europa ein Ausbau der Kraftwerkskapazitäten vor allem auf der Basis von Gas, Wind und Kohle ab. Der weitaus bedeutendste Anteil entfällt dabei auf Gas. Das hat verschiedene Gründe: Gaskraftwerke sind wegen der tieferen CO₂-Emissionen im Vergleich zu Kohlekraftwerken politisch opportuner und damit einfacher zu bauen. Gleichzeitig sind sie auch weniger stark dem Risiko steigender CO₂-Preise ausgesetzt. Ausserdem lassen sich die flexiblen Gaskraftwerke optimal in Handelsstrategien integrieren oder auch im attraktiven Marktsegment der Regelennergie einsetzen, die zum Ausgleich von kurzfristigen Angebots- und Nachfrageschwankungen benötigt wird [vgl. auch Kapitel 4.3]. Aufgrund der parallel starken Zunahme von Windkraftwerken dürfte der Bedarf an rasch regelbaren bzw. flexibel steuerbaren Kraftwerken in Zukunft weiter zunehmen.

Und schliesslich gilt im Kontext von Unsicherheiten über die Konjunktur sowie den mittelfristigen Wachstumspfad der Wirtschaft, dass Projekte mit tieferen Investitionskosten und rascherer Amortisation präferiert werden. Auch dieser Umstand spricht dafür, dass von den Unternehmen tendenziell eher Gaskraftwerke gebaut werden – anstelle von Kern- und Kohlekraftwerken mit hohem Investitionsbedarf, langen Bauzeiten sowie Lebensdauern. Daneben besteht allgemein die Gefahr, dass das Management von Stromproduktionsunternehmen eher kurz- bzw. mittelfristig orientierte Projekte favorisiert, zumal sich auch die «Früchte der Investition» mit höherer Wahrscheinlichkeit noch während der eigenen Amtsdauer ernten lassen. Bei der Initiierung von Grossprojekten wie Kernkraftwerken ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass das

heutige Management vor allem mit den (finanziellen und politischen) Kosten sowie den Risiken der Planungs- und Bauphase konfrontiert wird.

Diese Erkenntnis ist keineswegs neu. Einen eigentlichen Boom erfuhr die Stromerzeugung aus Gas im Zuge der Liberalisierung und Privatisierung in Grossbritannien während der 1990er Jahre. Diese Phase des massiven Neubaus von Gaskraftwerken wird als «Dash for Gas» bezeichnet. Die Gründe für den Gas-Boom sind vielseitig: Parallel zur Marktöffnung wurde in Grossbritannien die Stromproduktion mittels Gaskraftwerken erlaubt, und aus unternehmerischer Sicht erwiesen sich Gaskraftwerke als attraktive Option. Aufgrund der hohen Strompreise und der gleichzeitig hohen Verfügbarkeit von britischem Gas aus der Nordsee waren die relativ rasch verfügbaren Kraftwerke wirtschaftlich interessant. Daneben wurde der Wechsel von Kohle zu Gas durch Umweltschutzvorgaben beschleunigt [vgl. SÖHLKE 2004, S. 16]. Doch was aus unternehmerischer Sicht durchaus attraktiv ist, muss für die aggregierte Stabilität der Versorgung nicht optimal sein. Der britische «Dash for Gas» führte zu einer höheren Abhängigkeit vom Ausland. Das Land wurde immer stärker zum Netto-Importeur von Gas.

Ein analoger Boom der Stromerzeugung auf Basis von Gas auf gesamteuropäischer Ebene hat daher negative Konsequenzen. So erhöht der wachsende Anteil Gas die Exposition gegenüber Gasimporten. Versorgungsengpässe beim Gas beeinträchtigen gleichzeitig die Systemstabilität im Stromsektor. Damit resultieren parallele Herausforderungen für die Versorgung bei Gas und Strom. Die zunehmend starke Fokussierung auf Erdgas ist zu einem gewissen Grad das Resultat eines Marktversagens – der negative Einfluss auf die aggregierte Versorgungssicherheit wird von den Marktteilnehmern in zu geringem Ausmass berücksichtigt. Umgekehrt aber förderte die europäische Klimapolitik ausdrücklich die Nachfrage nach Gas – so dass auch ein Staatsversagen unterstellt werden kann. Die Struktur und die Verfügbarkeit von Kraftwerken in Europa sind aufgrund der hohen Integration in den europäischen Kontext

auch für die Schweizer Versorgungssicherheit von Interesse. Aus Sicht der Systemstabilität spielen die Nachbarländer eine besonders relevante Rolle. Im Folgenden werden die Produktionsstrukturen in Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien etwas genauer analysiert.

Deutschland: Ausbau der Kohle-, Gas- und Windkraft — Deutschland ist Netto-Exporteur im europäischen Strommarkt. Bei einer Gesamtproduktion von 561 TWh im Jahr 2009 beliefen sich die Exporte auf 54 TWh und die Importe auf 42 TWh. Zum Vergleich: Der Stromlandesverbrauch in der Schweiz belief sich 2009 auf rund 62 TWh. Strom wird vor allem in Kohle- und Gaskraftwerken produziert (65%), daneben entfällt knapp ein Viertel auf die Kernkraft, etwa sieben Prozent auf die Windenergie und vier Prozent auf die Wasserkraft. Der Anteil der Solarstromerzeugung liegt – trotz grosszügiger Förderung – nur bei etwa einem Prozent. Die wohl bedeutendsten Herausforderungen im deutschen Strommarkt stellen der längerfristig geplante Ausstieg aus der Kernkraft, der Ersatz von älteren Kohlekraftwerken sowie der massive Zubau an Windkraftkapazitäten dar.

Der Ausstieg aus der Kernkraft war zwar beschlossene Sache, doch wurde dieser Entscheid 2010 unter der schwarz-gelben Koalitionsregierung relativiert. Danach sollen deutsche Kernkraftwerke im Durchschnitt zwölf Jahre länger in Betrieb bleiben. Im Gegenzug müssen die Betreiber neben zusätzlichen Investitionen in die Sicherheit Abgaben in Form einer Brennelementesteuer sowie einem Beitrag zur Förderung erneuerbarer Energien leisten. Ob mit diesem Entscheid das letzte Wort gesprochen ist, bleibt abzuwarten. Schliesslich ist eine weitere Laufzeitverlängerung nicht ausgeschlossen. Diskutiert wurden ursprünglich Laufzeitverlängerungen um bis zu 28 Jahre, womit sich die Gesamtlaufzeiten auf bis zu 60 Jahre erhöhen hätten. Theoretisch könnte eine Regierung sogar einen Wiedereinstieg in die Kernkraft beschliessen. Tatsächlich stellte ein Gutachten 2010 fest, dass der Bundestag jederzeit ein Gesetz über einen solchen Wiedereinstieg in die zivile Kernkraftnutzung

beschliessen kann [vgl. DEUTSCHER BUNDESTAG 2010].²⁸ Die Ausführungen illustrieren die damit verbundenen Unsicherheiten: Eine weitere Verlängerung oder eine Verkürzung der Laufzeiten, ein Wiedereinstieg oder auch ein abrupter Ausstieg sind in Zukunft mögliche Szenarien. Im politischen und rechtlichen Kontext dürften sich je nach Präferenz entsprechende Wege finden lassen. Solche auch langfristig anhaltenden Unsicherheiten über den Ausstiegsentscheid bzw. die Laufzeitverlängerungen schaffen Unklarheiten über den tatsächlichen Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten. Die Investitionsplanungen der privaten Anbieter werden zusätzlich durch Unsicherheiten über die künftige Klimapolitik erschwert.

Bei den Diskussionen um die künftige Struktur der Stromproduktion zeichnet sich offenbar ein Auseinanderdriften zwischen der politischen Wünschbarkeit und der energiewirtschaftlichen Realität ab. Während im politischen Kontext vor allem neue erneuerbare Energien als Substitut zur Kernkraft im Vordergrund stehen, planen und bauen die Stromproduzenten neue und effizientere Kohle- und Gaskraftwerke. Zwischen 2009 und 2012 werden voraussichtlich neun Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie sieben Gaskraftwerke in Betrieb genommen. Zusammen verfügen sie über eine installierte Leistung von 12 134 MW, drei Viertel davon entfallen auf die Kohlekraftwerke [vgl. DENA 2010, S. 20]. Zum Vergleich: Der gesamte Schweizer Kraftwerkspark verfügt über eine maximal mögliche Leistung von knapp 18 000 MW. In der kürzeren Frist dürfte sich im deutschen Markt keine Knappheit an Produktionskapazitäten abzeichnen. Vielmehr fand zwischen 2005 und 2008 sogar ein deutlicher Ausbau der Leistung um etwa 13 000 MW auf 133 000 MW statt. Und zwischen 2009 und 2012 wird ein weiteres Anwachsen der Produktionskapazitäten erwartet: Die im Bau befindlichen Kapazitäten übersteigen die geplanten endgültigen Stilllegungen im Umfang von etwa 2600 MW. Nach Einschätzungen der Bundesnetzagentur müsste mittel- bis längerfristig etwa die Hälfte der «geplanten bzw. durchgeführten» Investitionsvorhaben realisiert werden, um das bestehende Niveau der Kapazitäten stabil zu halten – kleine

Kraftwerkskapazitäten unter fünf MW sind dabei nicht mitgerechnet [vgl. BUNDESNETZAGENTUR 2010, S. 133].

Ein bedeutender Anteil der neuen Kraftwerkskapazitäten entfällt aber auch auf neue erneuerbare Energien, allen voran Wind. Das ist nicht zuletzt das Resultat einer grosszügigen Förderung über das Instrument der Einspeisevergütung. In Deutschland werden sich im Jahr 2011 die Kosten der Förderung des Ökostroms auf voraussichtlich 13 Mrd. EUR belaufen. Für die Verbraucher resultiert eine entsprechende Gebühr im Umfang von 3,5 Cent pro kWh (35 EUR pro MWh) – das sind 70 Prozent mehr als 2010.²⁹ Weil die Einspeisevergütung ein Subventionsversprechen für die Lebensdauer der Anlage ist, kann sie nicht einfach gekürzt werden. Faktisch handelt es sich um «pfadabhängige» Kosten. Je mehr Anlagen zusätzlich installiert werden, desto höher ist die nötige Subventionierung – selbst wenn die Kosten neuer Anlagen sinken. Der Betrag der Subvention misst sich an der Differenz zwischen dem Marktpreis und den Durchschnittskosten einer Technologie. Die bedeutenden Kosten für die Förderung von neuen erneuerbaren Energien sind in Deutschland nicht zuletzt auf die kostspielige Photovoltaik zurückzuführen, die zwar nach wie vor nur einen geringen Anteil an der Stromproduktion ausmacht, aber fast die Hälfte der Subventionen beansprucht.³⁰ Damit wird in der Praxis weniger Energie- als vielmehr Industriepolitik gemacht. Diese geht mit Umverteilungseffekten einher: Während die Solartechnologiebranche gefördert wird, bezahlen insbesondere die energieintensiven Industrien die Subventionen über den Aufschlag im Stromtarif. Der Spielraum für weitere Preisaufschläge und eine damit einhergehende Benachteiligung der energieintensiven Industrien am Standort Deutschland nimmt jedoch ab. Die finanziellen Restriktionen werden von der Energiepolitik zwangsläufig eine verstärkte Ausrichtung an Kosten und Nutzen verlangen. Will man dennoch an den ambitionierten (europäischen) Zielsetzungen bei den neuen erneuerbaren Energien festhalten, dann lässt sich dies am ehesten mit einem weiteren Ausbau der Windkraft realisieren. Im Vergleich zu anderen Technologien weist sie bereits heute relativ

tiefe Kosten auf, die unweit der Marktpreise liegen. Onshore, also an Land, könnten Windkraftwerke an den meisten Standorten in Deutschland Strom zu 50 bis 70 EUR pro MWh liefern, offshore könnten die Kosten allerdings bis zu 150 EUR zu stehen kommen [vgl. VAHRENHOLT 2010, S. 16]. Prognosen gehen davon aus, dass der Anteil des Windstroms bis 2030 auf bis zu einen Viertel der Gesamtstromproduktion in Deutschland ansteigen könnte [vgl. VDMA 2010, S. 7]. Ein grosses Potenzial wird dabei – trotz höheren Kosten – den Offshore-Anlagen beigemessen.

Bereits heute ist die Relevanz des Windstroms in Deutschland beträchtlich. 2009 lieferten die 21164 an Land installierten Windenergieanlagen rund 38 TWh oder etwa sieben Prozent der Gesamtstromproduktion [vgl. EUROSTAT 2010]. Auf den ersten Blick mag dieser Anteil nicht besonders bedeutend sein, doch in der Praxis ergeben sich dadurch einschneidende Konsequenzen. So ist die Durchschnittsproduktion der Windanlagen zwar relativ gering, doch ist ihr Anteil an der installierten Kraftwerkskapazität mit rund einem Fünftel bereits sehr bedeutend. An stürmischen Tagen mit gleichzeitig geringer Nachfrage kann es sein, dass die Windkraft alleine während Stunden den Gesamtstrombedarf decken kann. Dieser Umstand hat auch Konsequenzen für die Preisbildung am Spotmarkt. Bei windigen Verhältnissen bricht der Preis massiv ein, möglich sind sogar negative Preise. Aufgrund der Kosten der Kraftwerksabschaltung bieten ihre Betreiber lieber einen Geldbetrag für die Abnahme des Stroms. Negative Preise ergaben sich zum Beispiel am 4. Oktober 2009, als eine Windeinspeisung von über 17 000 MW auf eine sehr geringe Sonntagsnachfrage traf. Dies führte zu einem Day-ahead-Preis an der EEX von minus 500 EUR/MWh. Zur bisher längsten Periode negativer Strompreise kam es an Weihnachten 2009. Eine Windeinspeisung von mehr als 16 500 MW führte während elf aufeinanderfolgenden Stunden zu negativen Preisen [vgl. ANDOR 2010, S. 1]. 2009 entstanden an der EEX insgesamt 18-mal negative Strompreise. Der tiefste Preis lag dabei bei minus 1500 EUR/MWh.³¹ Davon profitieren insbesondere die Betreiber von Pumpspeicherwerken, welche den

Strom bei sehr tiefen Preisen flexibel abnehmen können. Die Füllung eines Speichersees verursacht dann keine Kosten, sondern Erträge. Zwar dürften auch in Zukunft die Handelsstunden mit negativen Preisen die Ausnahme bleiben, doch wird der anhaltende Zubau von Windkraftwerken dazu führen, dass Preiseinbrüche häufiger werden – auch wenn sie nicht in den negativen Bereich fallen. Und von einem anhaltenden Wachstum der Windstromproduktion ist auszugehen.

Die zunehmende Stromproduktion aus Windkraftwerken hat nicht nur Konsequenzen für die Preisbildung am Strommarkt. Darüber hinaus ergeben sich zwei wesentliche Herausforderungen für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Erstens handelt es sich bei Windstrom um unregelmässig produzierte Energie: Mangelt es an Wind, muss Strom mit alternativen Produktionskapazitäten produziert werden, die rasch und flexibel eingesetzt werden können – vor allem Gas- und Pumpspeicherwerke. Das Problem kann zwar durch immer genauer werdende Wetter- bzw. Windvorhersagen entschärft werden, so dass eine besser Kraftwerkseinsatzplanung möglich ist, doch entfällt damit nicht die grundlegende Notwendigkeit von Back-up-Kraftwerken, die während Perioden fehlenden Windes eingesetzt werden können. Die aggregierte Windstromproduktion kann allerdings «geglättet» werden, indem immer grössere Regionen miteinander vernetzt werden. Die durchschnittliche totale Windstromproduktion in einer Grossregion weist eine geringere Varianz auf als jene in einer einzelnen Subregion, wo die lokalen Wetterverhältnisse über die Produktion entscheiden. Die Vernetzung der Regionen setzt jedoch grosse Leitungskapazitäten voraus, die im gesamteuropäischen Kontext heute nur unvollständig existieren. Eine Alternative zum Ansatz der Vernetzung stellt eine Flexibilisierung der Nachfrage dar, indem Stromverbraucher bzw. stromverbrauchende Geräte vermehrt auf kurzfristige Angebotsschwankungen reagieren. Je höher das Stromangebot und je tiefer die Preise, desto höher ist ihr Verbrauch. Beide Ansätze setzen allerdings einen fundamentalen und aufwändigen Umbau der Netzstrukturen voraus [vgl. Box 10].

Auch die zweite Herausforderung steht in direktem Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz: Die Wahl des Standorts von Windkraftwerken orientiert sich weniger an den geographischen Gegebenheiten des Stromverbrauchs, sondern vielmehr an den optimalen Windverhältnissen. Während bisher in Deutschland die Kraftwerke nahe bei Industrie- und Bevölkerungszentren lagen, werden Windkraftanlagen vor allem im Norden (Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern) sowie in der Nord-/Ostsee erstellt. Parallel dazu werden neue Kohlegrosskraftwerke vor allem an der Küste im Nordwesten gebaut, wo günstige Importkohle einfach mit grossen Schiffen angeliefert werden kann. Die zunehmende Distanz zwischen der Produktion im Norden und den industriestarken Verbrauchszentren im Süden verlangt einen massiven Ausbau der Nord-Süd-Stromtransport-Kapazitäten in Deutschland, zumal sich bereits heute Engpässe abzeichnen. Die Stilllegung von Kernkraftwerken im wirtschaftsstarken Süden (v.a. Baden-Württemberg, Bayern und Hessen) verschärft die Diskrepanz zwischen Produktionsstandorten und Verbrauch zusätzlich. Auch wenn der Ausbau der Übertragungsnetze gelingt, bestehen aufgrund der Distanz zwischen Produktion und Verbrauch Risiken, zumal Leitungsunterbrüche grossflächige Stromausfälle produzieren würden. Mit einer gezielten Tarifregulierung (z.B. differenzierte Netzananschlusskosten bzw. Einspeisegebühren) oder auch der Schaffung von unterschiedlichen Marktpreiszielen könnten künftig Anreize geschaffen werden, dass Kraftwerke näher an den Verbrauchsstandorten gebaut werden – oder dass sie differenziert an die Kosten des Netzausbaus beitragen.

Österreich: Wachsende Produktion — Die Grösse des österreichischen Strommarktes ist etwa vergleichbar mit jener der Schweiz. 2009 produzierte das Land rund 67 TWh Strom. Fast zwei Drittel davon entfielen auf die Wasserkraft, ein weiterer Drittel auf konventionell thermische Kraftwerke und knapp vier Prozent auf die Windkraft [vgl. EUROSTAT 2010]. Bei den thermischen Kraftwerken handelt es sich sowohl um Gas- als auch um Kohlekraftwerke. Über Kernkraft verfügt das Land heute nicht. Zwar sah ein Energieplan im

Box 10: Smart Grid und HGÜ 1/2

Mit dem Begriff intelligentes Stromnetz oder Smart Grid wird ein Stromnetz bezeichnet, das eine kommunikative Vernetzung der Stromerzeugung, Stromspeicherung und des Stromverbrauchs sicherstellt. Zentrales Element eines Smart Grid stellt der «Smart Meter» dar. Er misst nicht nur den Stromverbrauch des Haushalts oder eines industriellen Betriebes, sondern kennt auch das Angebot bzw. den Preis des angebotenen Stroms. Die Verbraucher können von variierenden Preisen profitieren, indem ihre Geräte oder Anlagen vor allem dann Strom konsumieren, wenn dieser reichlich vorhanden und damit günstig ist. So würde sich die Waschmaschine erst dann einschalten, wenn der Strom besonders günstig ist. In der längeren Frist könnte man sich sogar vorstellen, dass ein breiter Einsatz von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen eine Art «virtuelle Batterie» darstellt. Überschüssiger Strom kann dann von den Fahrzeugen zwischengespeichert werden. Auf der aggregierten Ebene resultiert durch den Einsatz des Smart Grid eine verbesserte Nutzung der vorhandenen Stromproduktionskapazitäten: Grosse Mengen an Windstrom können einfacher absorbiert werden, während bei fehlender Produktion sich die Nachfrage dem geringeren Angebot anpasst. Dies setzt intelligente und kommunizierende Netze voraus. Die zunehmende Verbreitung von Breitbandanschlüssen oder auch der eigenen (Glasfaser-)Telekommunikationsnetze von Stromversorgern macht das grundsätzlich möglich. Daneben sind aber auch neue Tarifmodelle nötig. Bisher galten oft Einheitspreise oder im besten Fall Hoch- und Niedertarife. Das dargestellte intelligente Netz erfordert weit variabelere Tarifmodelle, die sich in Echtzeit den veränderten Verhältnissen am Markt anpassen. Die Umsetzung einer solchen Vision erfordert weit intelligentere Strommesser, als sie heute eingesetzt werden. Dabei fehlt es aber noch an der notwendigen technischen Standardisierung, die einen Austausch mit Elektrogeräten möglich macht. Daneben stellten sich Fragen der Akzeptanz auf Seiten der Verbraucher, zumal dies mit möglichen Einschränkungen der Verbrauchsgewohnheiten einhergehen könnte. Und schliesslich erfordert der Umbau des Netzes zum Smart Grid Investitionen. Wer aber kommt für diese auf und wer initiiert die Projekte: Die Netzbetreiber, die Stromverbraucher, die Anbieter von Windenergie oder der Staat als Regulator? Falls intelligente Netze die Nachfrage nach Stromproduktionskapazitäten reduzieren, dürften die Anreize auf Seiten der Anbieter relativ gering sein.

Von grösserer praktischer Bedeutung dürfte vorderhand der Ausbau der internationalen Vernetzung der fragmentierten Märkte sein. Herkömmliche Hochspannungsleitungen eignen sich hierfür nur beschränkt. Über grosse Distanzen weisen sie einen relativ hohen Energieverlust auf. Dieser resultiert aus dem Umstand, dass die Übertragungsstrecke kontinuierlich geladen und entladen wird, da der Strom ...

Box 10: Smart Grid und HGÜ 2/2

... 50-mal pro Sekunde die Polarität wechselt. Die dadurch entstehenden elektromagnetischen Felder wirken dem Ladungsvorgang entgegen. Um Nutzenergie zu übertragen, ist daher sogenannte Blindenergie nötig. Über grosse Distanzen ist der Bedarf an Blindenergie so gross, dass die Übertragung nicht mehr effizient ist [vgl. *ENERGEIA 2010*, S. 14]. Für den Stromtransport über weite Distanzen kommen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) in Frage. Im Gegensatz zu Wechselstromleitungen ist bei den HGÜ der Stromverlust geringer. Auf einer Distanz von 1000 km beläuft sich der Verlust auf 3 bis 4 Prozent des Stroms, bei einer herkömmlichen Wechselstromleitung sind es etwa 15 Prozent.³² Allerdings setzt der Einsatz von HGÜ Umrichterstationen voraus, um aus Gleichstrom brauchbaren Wechselstrom zu machen. Konventionelle HGÜ sind daher erst bei Transportdistanzen ab etwa 500 bis 800 km wirtschaftlich zu betreiben. Heute werden HGÜ bereits für die Verkabelung von Offshore-Windparks oder für die Vernetzung von bisher getrennten Marktregionen verwendet. So wurde 2008 eine 580 km lange Unterwasserleitung in Betrieb genommen, welche die Märkte Norwegen und Niederlande miteinander verbindet. Die eigentliche Zukunftsvision stellen aber weniger punktuelle Markverbindungen dar. Vielmehr könnte ein europäisches «Supergrid» zu einem Zusammenwachsen der Märkte führen. Wind- und Wasserkraftwerke in Nordeuropa würden mit (noch zu bauenden) Solarkraftwerken in Nordafrika vernetzt (Stichwort Desertec). Die Umsetzung der Vision könnte in Etappen erfolgen: In einem ersten Schritt würden vor allem Offshore-Windparks vor den Küsten Englands, Deutschlands und der Niederlande miteinander verbunden. In einer weiteren Etappe würde das Netz auf Nordafrika und sogar den Nahen Osten ausgebaut werden. Und auch die Schweizer Produzenten hätten Vorteile von einer Anbindung, zumal sich die flexible Wasserkraft noch effizienter vermarkten liesse.³³ Die Kosten eines solchen Supergrids wären jedoch immens. Daneben wären auch politische Hürden zu überwinden, zumal die Verlegung der Transportleitungen auf dem dicht besiedelten europäischen Festland schwierig wäre.

Jahr 1976 den Bau von insgesamt drei Werken vor, gebaut wurde allerdings nur eines, nämlich das Kernkraftwerk Zwentendorf in Niederösterreich. Das bereits fünf Jahre vor dem Energieplan initiierte Kraftwerk wurde allerdings nie in Betrieb genommen. In einer Volksabstimmung im Jahr 1978 wurde dies von den österreichischen Stimmbürgern abgelehnt. Die dadurch fehlende Grundlastproduktion wurde im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke ersetzt.

Österreich ist seit 2001 Netto-Importeur von Strom.³⁴ Im Jahr 2009 standen Importe im Umfang von rund 20 TWh nur leicht geringeren Exporten von knapp 19 TWh gegenüber. In den beiden Vorjahren lagen die Netto-Importe auf deutlich höherem Niveau und erreichten 2007 fast sechs TWh und 2007 rund fünf TWh. Während die (Grundlast-)Stromimporte vor allem aus Tschechien und Deutschland stammen, gehen die Exporte vor allem nach Slowenien, Italien, aber auch in die Schweiz. 2009 beliefen sich die Netto-Exporte Österreichs in die Schweiz auf 1,7 TWh [vgl. BFE 2010c, S. 5]. Im Grosshandel richten sich die österreichischen Preise im Wesentlichen an den deutschen aus. Da der österreichische Grosshandelsmarkt mit jenem Deutschlands integriert ist, gilt die Leipziger Börse EEX auch als Leitbörse für Österreich [vgl. E-CONTROL 2009a, S. 8].

Zwar ist das Land heute Netto-Importeur von Strom, allerdings könnte sich dies in den kommenden Jahren ändern. So wurden in der österreichischen Stromwirtschaft bedeutende Produktionserweiterungen angekündigt. Berechnungen des Regulators zufolge dürfen bis ins Jahr 2016 zusätzliche Kraftwerksleistungen im Umfang von etwa 7700 MW an das österreichische Netz angeschlossen werden. Rund 4300 MW entfallen auf thermische Kraftwerke (v.a. Gas), 2100 MW auf Wasserkraftwerke und weitere 1300 MW auf Wind- und Biomasseanlagen. Da nicht mit relevanten Kraftwerksschliessungen zu rechnen ist, dürfte bis 2016 die gesamte Kraftwerksleistung auf etwa 26800 MW anwachsen, der Jahresspitzenverbrauch wird dann bei etwa 12 200 MW liegen. Mit Versorgungsengpässen rechnen die österreichischen Aufsichtsbehörden daher nicht [vgl. E-CONTROL 2009b, S. 33, und E-CONTROL 2010, S. 47].

Frankreich: Ausbau der Kernenergie — Im Gegensatz zu Deutschland werden die Kernkraftwerke in Frankreich nicht ernsthaft in Frage gestellt. 2009 entfiel auf die 58 Kernreaktoren drei Viertel der französischen Stromproduktion von rund 518 TWh. Allerdings produzierte der französische Kernkraftwerkspark mit 390 TWh rund 30 TWh weniger als 2008. Dennoch blieb das Land

auch 2009 Netto-Exporteur von Strom, allerdings im bescheidenen Umfang von 26 TWh. 2008 betrugen die Netto-Exporte noch 48 TWh, 2007 waren es knapp 57 TWh, was etwa dem schweizerischen Verbrauch entsprach. Weil die Stromproduktion in Kernkraftwerken nur geringe Grenzkosten verursacht, ist eine hohe Auslastung der Anlagen im Interesse der Betreiber. Selbst bei sehr tiefen Preisen wird Strom aus Kernkraftwerken am Markt verkauft. Aus diesem Grund weisen die anhaltend sinkenden Netto-Exporte Frankreichs auf zunehmende technische Probleme im Kraftwerkspark hin.

Tatsächlich musste die Stromexportnation Frankreich im Oktober 2009 sogar Strom netto importieren – erstmals seit 1982/1983. Der Importbedarf schlug sich in einem sprunghaften Preisaufschlag am Spotmarkt nieder [vgl. Abb. 11]. Der Importbedarf entstand aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit der inländischen Produktionskapazitäten. Anfang November 2009 waren 18 der 58 Reaktoren wegen Wartungsarbeiten ausser Betrieb. Über das ganze Jahr 2009 lag die durchschnittliche Verfügbarkeit der Kernkraftwerke bei lediglich 78 Prozent, was auf einen hohen Erneuerungs- bzw. Investitionsbedarf im französischen Kraftwerkspark hindeutet. Zwar beläuft sich das Durchschnittsalter der französischen Kernkraftwerke auf «nur» 24 Jahre, doch führt der variierende Kraftwerkseinsatz zu einem relativ hohen Verschleiss. Frankreich verfügt nur über wenige Gas- und Kohlekraftwerke, die flexibel für Grund- und Spitzenlast eingesetzt werden können. Aus diesem Grund wird die Leistung der Kernkraftwerke den Nachfrageveränderungen angepasst. In der Schweiz oder auch in Deutschland werden Kernkraftwerke ausschliesslich für die Grundlastproduktion eingesetzt, so dass die Kraftwerke mit konstanter Leistung betrieben werden [vgl. FAZ 2009, S. 15].

Eine eigentliche Abschaltung von Kernkraftwerken steht vorerst aber nicht zur Diskussion. Geht man von einer durchschnittlichen Lebensdauer eines Kernkraftwerks von 40 Jahren aus, müsste 2017 ein erstes Kernkraftwerk abgeschaltet werden – bis 2027 würden insgesamt 50 000 MW vom Netz genommen.

Ein solches Szenario allerdings wird eher als unwahrscheinlich betrachtet. Eine explizite Befristung der Laufzeiten besteht nicht, und Frankreich tendiert dazu, die Lebensdauer auf 50 Jahre zu verlängern [vgl. GLACHANT ET AL. 2005, S. 20, und RAETZKE 2010, S. 311]. Der Neubau von Kernkraftwerken wurde in Frankreich hingegen bereits eingeleitet. So wird derzeit in Flamanville ein neues Kraftwerk als Serienvorläufer erstellt. «Flamanville 3» soll etwa ab 2014 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 in Olkiluoto. Dieser Typ wird auch Europäischer Druckwasserreaktor (EPR) genannt – entwickelt wurde er gemeinsam von der französischen Gesellschaft Areva sowie Siemens. Bereits kündigte Frankreich auch den Bau eines zweiten EPR in Frankreich an. Baubeginn in Penly in der Normandie ist im Jahr 2012, ab 2017 soll das Kraftwerk ans Netz gehen. Ob dieser ehrgeizige Zeitplan eingehalten werden kann ist allerdings unsicher, zumal technische Probleme in Flamanville und Olkiluoto bereits zu Verzögerungen und Mehrkosten geführt hatten.

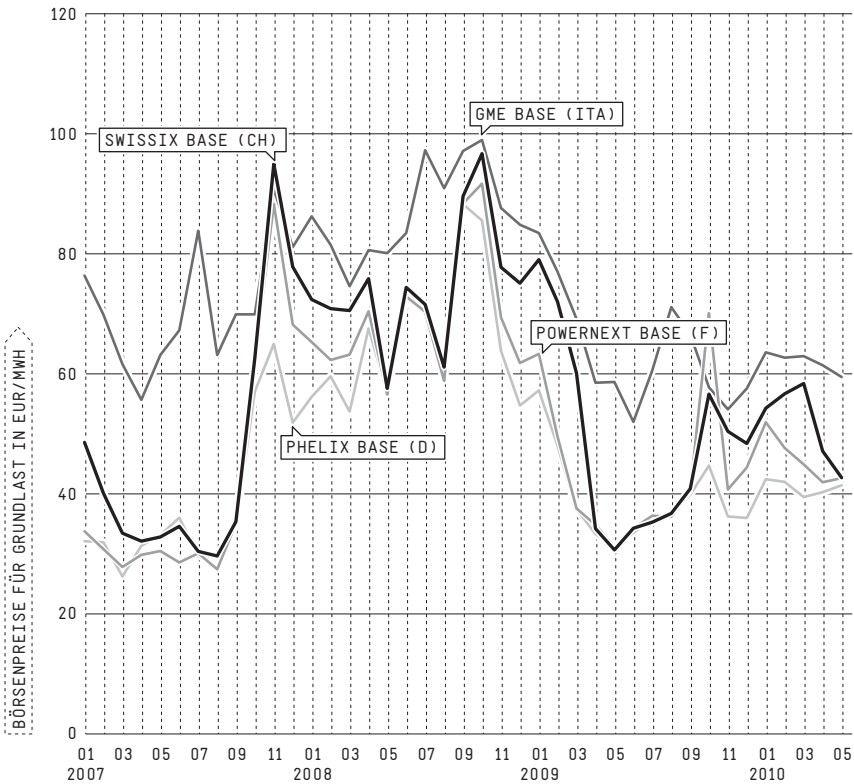
Italien: Hohe Investitionen — Der italienische Kraftwerkspark wird durch konventionell thermische Kraftwerke dominiert. Etwa vier Fünftel der inländischen Produktion entfällt auf Gas-, Öl- und Kohlekraftwerke, wobei letzteren bisher eine relativ geringe Bedeutung zukommt. Die starke Ausrichtung auf Gas und Öl lässt auf relativ hohe inländische Produktionskosten schliessen, was sich konsequenterweise in hohen Marktpreisen in Italien niederschlägt. Während 2009 in Deutschland die durchschnittlichen Preise auf dem Spotmarkt für Grundlast bei etwa 39 EUR/MWh lagen, betrugen sie für Italien etwa 64 EUR/MWh.

Italien ist aus diesem Grund weniger wegen fehlender Produktionskapazitäten, sondern vielmehr wegen zu teurer Produktionskapazitäten der bedeutendste Netto-Importeur von Strom in Europa. Für italienische Stromhändler und Stromkonsumenten ist es günstiger, Strom im Ausland einzukaufen, als im

Inland teuer zu produzieren. Dies zeigte sich besonders ausgeprägt während der konjunkturellen Schwächephase 2009, als der Stromabsatz in Italien um mehr als 6 Prozent einbrach. Während die gesamte inländische Produktion um mehr als 9 Prozent zurückging, nahmen die Importe umgekehrt um mehr als 7 Prozent zu. Besonders betroffen vom inländischen Produktionseinbruch waren die (teuren) konventionell thermischen Kraftwerke, deren Produktion 2009 um fast 14 Prozent einbrach, während die Produktion der Wasserkraftwerke um knapp 10 Prozent zunahm [vgl. EUROSTAT 2010].

Die Verhältnisse am italienischen Strommarkt illustrieren die Funktionsweise des europäischen Strommarktes besonders gut. Italien besass 2008 maximal verfügbare Produktionskapazitäten (available Peak Capacity) von etwa 64 000 MW,³⁵ während die maximale Nachfrage bei rund 55 000 MW lag.³⁶ Das heisst, mindestens theoretisch könnte das Land seinen Strombedarf mit inländischer Produktion decken. Das illustriert auch eine einfache Rechnung. Hätten die konventionell thermischen Kraftwerke in Italien 2009 so viel Strom produziert wie noch im Jahr 2007, wären Energieverbrauch und inländische Produktion beinahe ausgeglichen gewesen [vgl. EUROSTAT 2010]. Dennoch sind für italienische Verbraucher Importe aufgrund der relativ teuren inländischen Produktionsstruktur und der daraus resultierenden hohen Marktpreise interessant. Die Importe stammen vor allem aus dem Norden, also aus Frankreich und Deutschland. Diese Länder verfügen über einen Kraftwerkspark, der im Durchschnitt tiefere Grenzkosten aufweist. So wird insbesondere die Grundlast vor allem mit Kern- und Kohlekraftwerken produziert. Bestehen Überkapazitäten, können diese für den (lukrativen) Export nach Italien verwendet werden. Dennoch vermag der internationale Stromhandel das Preisniveau am italienischen Markt (noch) nicht auf das tiefere Niveau der nördlichen Märkte zu senken [vgl. Abb. 13]. Die mangelnde Konvergenz weist auf eine begrenzte Handelbarkeit hin. Tatsächlich begrenzen die mangelnden Stromübertragungskapazitäten die handelbaren Mengen, so dass ein Ausgleich der Preise zwischen den Marktregionen nicht stattfindet.

Abb. 11: Vergleich der Grundlast: Hohe Preise in Italien, Schweiz im Mittelfeld



Italien weist im europäischen Vergleich ein relativ hohes Preisniveau auf. Die Schweiz nimmt zwischen Deutschland und Italien etwa eine Mittelposition ein. Im Winter, wenn die Schweiz zum Netto-Importeur wird, steigt der Preis auf das hohe italienische Niveau.

Quelle: EEX, Terna

Kapazitätsengpässe beim Stromtransport bestehen insbesondere zwischen Frankreich und Italien sowie auf der Transitstrecke von Deutschland über die Schweiz nach Italien. Die knappen Kapazitäten müssen dann im Rahmen eines wettbewerblichen Verfahrens von den Stromhändlern ersteigert werden. Im ökonomischen Gleichgewicht bilden die Preise für Leitungskapazitäten genau die Strompreisunterschiede ab [vgl. MEISTER 2008, S. 42]. Und die Strompreisunterschiede auf der Grosshandelsstufe (also ohne Netzkosten oder Steuern und Abgaben) reflektieren die unterschiedlichen Kraftwerkskosten in den einzelnen Marktregionen [vgl. auch Box 9].

Die relativ hohen Preise am italienischen Markt machten den Markt für Investitionen äusserst attraktiv. Kraftwerke mit relativ tiefen variablen Kosten versprechen im italienischen Markt attraktive Deckungsbeiträge, zumal sich die Preise häufig an ineffizienten Ölkraftwerken orientieren. Ein Blick in die Statistik zeigt denn auch, dass während der vergangenen Jahre ein massiver Zubau an Produktionskapazitäten stattfand. Noch 2005 betrug die maximale Brutto-Produktionskapazität (Maximum Capacity Gross)³⁷ etwa 88 300 MW, bis 2008 stieg diese auf 102 300 MW. Der weitaus grösste Teil der neuen Kraftwerkskapazitäten entfällt dabei auf Gaskraftwerke. Moderne Gaskraftwerke mit hohem Wirkungsgrad waren bisher im italienischen Markt eine interessante Investition, die sich rasch amortisieren liess. Die Attraktivität neuer Investitionen nimmt aber im Kontext eines steigenden Angebots sowie stagnierender oder gar sinkender Nachfrage rasch ab. Mittelfristig sind es vermehrt effizientere Kraftwerke, welche am Markt den Preis bestimmen. Die Situation könnte sich in der längeren Frist noch verschärfen. Neben weiteren neuen Gas- und Kohlekraftwerken könnten auch neue Kernkraftwerke zum italienischen Produktionspark kommen. So hat die italienische Regierung 2008 angekündigt, dass ein Wiedereinstieg in die Kernenergie angestrebt wird.

Neue Kraftwerkskapazitäten dürften vor allem die ineffizienten älteren Ölkraftwerke ersetzen. Der Anteil (effizienterer) Gaskraftwerke wird dagegen

zunehmen. Ihre variablen Kosten werden wahrscheinlich auch längerfristig im italienischen Markt die Preise bestimmen. Und je höher die Gaspreise (in Relation zu den Kohlepreisen) sind, desto eher lohnt sich der Import von Strom aus Kern- und Kohlekraftwerken aus dem Norden. Mittel- bis längerfristig stellt sich jedoch die Frage, ob das italienische Preisniveau weiter über jenem im nördlichen Europa liegt, so dass das Land Netto-Importeur von Strom bleibt. Sollten nämlich im Norden ähnlich effiziente Gaskraftwerke den Marktpreis (auch in der Grundlast) bestimmen wie im Süden, dann resultiert eine Konvergenz der Preisniveaus [vgl. auch MEISTER 2008]. Natürlich setzt das parallel voraus, dass auch das Gas in den verschiedenen Regionen zu einem ähnlichen Preis beschafft werden kann. Bisher dominierten beispielsweise in Deutschland Kern- und Kohlekraftwerke in der Grundlast, wobei Steinkohlekraftwerke häufig für die Preisbildung am Markt relevant waren [vgl. Box 9]. Inzwischen aber sind es immer häufiger Gaskraftwerke, welche auch im Norden bei der Preisbildung relevant sind. Insgesamt ist anzunehmen, dass die europäische Klimapolitik, der steigende Anteil von (effizienten) Gaskraftwerken im gesamt-europäischen Markt sowie der angestrebte Ausbau von grenzüberschreitenden Transitzkapazitäten zu einer verstärkten Preiskonvergenz führt.

Fazit Strom: Mehr Gas in der europäischen Versorgung — Europa hat einen grossen Investitionsbedarf bei den Kraftwerken. Alte Kohle-, aber auch Kernkraftwerke müssen ersetzt werden, für den anhaltend steigenden Verbrauch müssen neue Kapazitäten dazukommen. Insgesamt aber zeigt sich, dass der Markt Investitionsanreize generiert. Die festgestellten Neubau- bzw. Ersatzprojekte sind umfassend und deuten darauf hin, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit die Kraftwerkskapazitäten in Europa anwachsen und den Bedarf decken. Das Beispiel Italien illustriert darüber hinaus, dass die Entwicklung sogar in eine Richtung gehen könnte, wo die Rentabilität zusätzlicher Neubauprojekte aufgrund des mangelnden Bedarfs in Frage gestellt wird – vor allem im Falle einer anhaltend schwachen Konjunktur bzw. eines niedrigeren Wachstumspfad der europäischen Wirtschaft.

Aus der Perspektive der Versorgungssicherheit ist allerdings bedenklich, dass ein überaus grosser Teil der Neubauprojekte auf dem Brennstoff Erdgas basiert. Gaskraftwerke lassen sich zwar rasch realisieren, benötigen relativ wenig Kapital und sind flexibel einsetzbar, weshalb sie besonders gut in die Strategie eines handelsorientierten Unternehmens integriert werden können. Ausserdem sind sie im aktuellen Umfeld relativ günstiger Gaspreise besonders attraktiv. Gaskraftwerke sind aus unternehmerischer Sicht interessant, doch könnte ihre steigende Bedeutung im europäischen Produktionsmix die Sicherheit der Versorgung schwächen. Schliesslich übertragen sich die anhaltenden Unsicherheiten im Gassektor auf die Stromproduktion.

Trotz allen klimapolitischen Zielsetzungen wird die europäische Stromversorgung noch längere Zeit auf fossile Energien angewiesen sein. CO₂-Emissionsreduktionen werden nicht zuletzt durch die Ablösung älterer Kohlekraftwerke durch modernere Anlagen oder Gaskraftwerke realisiert. Gewisse Hoffnungen beruhen daneben auf der CO₂-Abscheidung und -lagerung – allerdings sind die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der CCS-Technologie gross. Beim weitgehend subventionierten Ausbau von neuen erneuerbaren Energien spielt die Windkraft eine zentrale Rolle. Ihre Gestehungskosten liegen – im Gegensatz zu vielen anderen neuen Technologien – unweit des Marktpreises, so dass sich der Subventionsbedarf in Grenzen hält. Der stark wachsende Anteil der Windkraft hat bereits heute Implikationen am Markt. Aufgrund der unsteten Produktion nehmen einerseits die Preisvolatilitäten an den Börsen zu, andererseits werden komplementäre Kraftwerkskapazitäten benötigt. Dazu gehören neben Gaskraftwerken vor allem Pumpspeicherwerke, welche sich äusserst flexibel einsetzen lassen. Nicht nur in technischer, auch in wirtschaftlicher Hinsicht sind Pumpspeicherwerke besonders geeignet, zumal sie die Preisvolatilitäten effektiv ausnutzen können. Gerade deshalb setzt die Nutzung der Windkraft eine stärkere internationale Vernetzung voraus. Die europäischen Übertragungsnetze müssen daher weiter ausgebaut werden, was letztlich auch zu einem stärkeren Zusammenwachsen der Märkte führt.

04/ STRUKTUREN UND RISIKEN DER SCHWEIZER ENERGIE- VERSORGUNG

4.1 Erdöl: Abhängigkeit vom Weltmarkt

Erfolglose Suche im Inland — In der Schweiz blieb die Suche nach Erdöl ein erfolgloses Unterfangen. Vereinzelte Bohrungen fanden bereits im 19. Jahrhundert statt, doch gaben diese keine Hinweise auf nutzbare Vorkommen. Dies änderte sich auch nicht, als im Zuge des Zweiten Weltkrieges die Suche intensiviert wurde. Ohnehin wurde dannzumal der strategische Nutzen allfälliger Funde als zwiespältig beurteilt – jedenfalls wenn es sich dabei um relevante Vorkommen gehandelt hätte. Schliesslich wären der Anreiz und damit die Gefahr einer militärischen Invasion eher gestiegen [vgl. Boos 2009].

Einen neuen Anlauf nahmen die schweizerischen Erdölbohraktivitäten nach der Suezkrise 1956. Zwar führte diese nicht zu einem physischen Mangel in der Schweiz, doch nahm das Bewusstsein über Unsicherheiten bei der Ölversorgung zu. 1959 wurde die Swisspetrol Holding gegründet. Unter ihrem Dach suchten verschiedene regionale Gesellschaften nach Öl und Gas in der Schweiz. Trotz verbesserten Bohrtechnologien blieb auch diese Suche praktisch erfolglos. Lediglich in Finsterwald im Kanton Luzern fand in geringem Ausmass eine kommerzielle Förderung von Gas statt. 1994 wurden die Swisspetrol

sowie neun von zehn Tochtergesellschaften aufgelöst. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden rund 317 Mio. CHF investiert, der Beitrag des Bundes belief sich ab 1983 auf 5,3 Mio. CHF.³⁸

Nur die SEAG Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl blieb bis heute als Auffanggesellschaft erhalten. Als einziger Kanton ist Bern mit rund acht Prozent an der Gesellschaft beteiligt. Neu aufkeimende Hoffnungen auf erfolgreiche Bohrungen beziehen sich jedoch weniger auf Erdöl, sondern vielmehr auf Erdgas [vgl. Kapitel 4.2]. Die Schweiz wird daher auch künftig ihren Erdölbedarf nicht durch eigene Vorkommen decken können. Daran dürfte auch die begrenzte Produktion von Biotreibstoffen kaum etwas ändern. Die Importabhängigkeit macht die Schweizer Ölversorgung besonders abhängig von den oben diskutierten Umständen an den internationalen Märkten. Umgekehrt aber kann ein funktionierender Weltmarkt dafür sorgen, dass ein länderspezifisches Ölembargo – wie beispielsweise von Seiten Libyens – keine relevanten Auswirkungen auf den kleinen Schweizer Markt hat.

Die Schweiz importiert sowohl Fertigprodukte wie Benzin, Diesel, Flugtreibstoff, Heizöl und Schweröl³⁹ als auch Rohöl. Während die Fertigprodukte etwa 60 Prozent der Importe ausmachen, entfallen rund 40 Prozent auf die Importe von Rohöl, welches in den beiden Schweizer Raffinerien Collombey und Cressier verarbeitet wird. Die Raffinerien sind in erster Linie auf eine maximale Benzinproduktion ausgelegt und brauchen deshalb im Wesentlichen relativ leichtes und schwefelarmes Erdöl.⁴⁰ Das Rohöl stammte 2007 mit einem Anteil von 55 Prozent in erster Linie aus Libyen [vgl. Tab. 1]. Das Land beliefert vor allem die Tamoil-Ölraffinerie in Collombey, welche in libyschem Eigentum ist. Die Raffinerie deckt einen Anteil von rund 20 Prozent des Schweizer Ölbedarfs. Obschon Libyen im Zuge des diplomatischen Konflikts 2008 bis 2010 ein Wirtschafts- bzw. Lieferembargo gegen die Schweiz ankündigte, blieb die Raffinerie weiter in Betrieb. Dies illustriert im Wesentlichen zwei Aspekte. Erstens liegt es offenbar im wirtschaftlichen

Tab. 1: Schweizer Import von Rohöl und Fertigprodukten (2007)

ROHÖLIMPORT*	4 600 000	FERTIGPRODUKTE TOTAL*	11 650 000
LIBYEN	2 520 800	PRODUKTION CH RAFFINERIEEN	4 600 000
KASACHSTAN	1 076 400		
NIGERIA	556 600		
ANGOLA	368 000		
NORWEGEN	55 200		
RUSSLAND	23 000		
*IN TONNEN / JAHR		DEUTSCHLAND	3 369 900
		NIEDERLANDE	1 346 550
		ITALIEN	867 150
		BELGIEN / LUXEMBURG	803 700
		FRANKREICH	585 150
		ÜBRIGE EU	77 550
		IMPORTE FERTIGPRODUKTE TOTAL	7 050 000

Knapp 40 Prozent der Erdölimporte erfolgen in Form von Rohöl, welches vor allem aus Libyen stammt. Etwa 60 Prozent der Erdölimporte sind Fertigprodukte, die ausschliesslich aus der EU importiert werden, v.a. aus Deutschland und den Niederlanden.

Quelle: BWL

Interesse des libyschen Investors, dass seine Raffinerie weiter produziert. Da die Raffiniere auf Schweizer Boden steht, hätten Schweizer Behörden jederzeit darauf Zugriff – im Extremfall könnte sie zur Produktion gezwungen werden. Zweitens könnte ein Produktionsausfall einer Raffinerie durch den erhöhten Zukauf von Fertigprodukten wettgemacht werden – was natürlich entsprechende Transportkapazitäten voraussetzt.

Diversifizierte Transportwege für den Import — Bei der Sicherung der Schweizer Ölversorgung spielt daher (neben den strategischen Lagern, vgl. Box 11) die Transportlogistik für die Importe eine zentrale Rolle. Während das Rohöl über Pipelines aus den Häfen Genua und Fos-sur-Mer bei Marseille in die Schweizer Raffinerien Collombey und Cressier gelangt, werden Fertigprodukte vor allem über die Schiene und den Flussweg via Rhein, aber auch über die Strasse sowie eine Produkteitung aus Südfrankreich nach Vernier in das Land transportiert. Insgesamt importiert die Schweiz rund 43 Prozent des Öls über das Pipelinenetz, 26 Prozent über die Schiene, 23 Prozent über den Flussweg und 8 Prozent über die Strasse [vgl. P10R 2009, S. 11]. Beim Schiffs-transport stellen die Niederlande sowie Belgien mit den Häfen Rotterdam und Antwerpen sowie mit ihren Raffinerien strategische Glieder in der Schweizer Versorgungskette dar. Die Möglichkeiten bzw. Kapazitäten des Schiffstransports über den Rhein hängen jedoch nicht zuletzt mit dem Wasserstand zusammen – bei Niedrigstand reduziert sich die Transportkapazität signifikant. Schliesslich gewährt die multilaterale Rheinschiffahrtsakte der Schweiz eine völkerrechtlich verbriefte Transitfreiheit [vgl. DEFILLA UND FÜEG 2008, S. 13].

Insgesamt weist die Schweiz eine relativ hohe Diversifizierung sowohl der Art und Herkunft der Ölimporte als auch der Transportrouten auf. Alle drei Aspekte wirken sich positiv auf die Versorgungssicherheit der Schweiz aus. Fällt z.B. eine Transportroute aufgrund eines lokalen Ereignisses temporär aus, bleiben andere intakt und können gemeinsam mit den strategischen Reserven eine drohende Knappheit überbrücken. Freie Kapazitäten hat ausserdem

Box II: Erdölpflichtlager 1/2

Die Schweiz hat sich im Rahmen ihrer Zugehörigkeit zur OECD bzw. zu deren 1974 gegründeter Internationalen Energieagentur (IEA) verpflichtet, Vorräte von Erdölprodukten für den Krisen- bzw. Kriegsfall zu halten. IEA-Mitglieder müssen Lager von Erdölprodukten oder Rohöl für mindestens drei Monate Verbrauch halten. Im Falle einer «Versorgungslücke», welche sieben Prozent des Verbrauchs der Mitgliedstaaten überschreitet, sieht das International Energy Program (IEP) vor, dass die Mitgliedstaaten einen vereinbarten Notstandsplan aktivieren. Weitere Massnahmen sind bei einer Versorgungslücke von zwölf Prozent vorgesehen. Mögliche Massnahmen sind die Drosselung der Nachfrage und die Freigabe der Pflichtlager. Durchgeführt werden die Massnahmen durch die Mitgliedstaaten. In extremen Krisensituationen haben die Länder gemäss IEA-Übereinkommen die verfügbaren Ölmengen solidarisch unter sich aufzuteilen. Die Schweizer Pflichtlager liegen über den minimalen Standards der IEA. Die Lager basieren auf Fertigprodukten und reichen bei Benzin, Diesel und Heizöl für viereinhalb Monate, bei Flugbenzin für drei Monate [vgl. auch MÜLLER 2006, S. 38]. Da die Schweiz über Lager verfügt, deren Kapazitäten über den IEA-Minimalvorschriften liegen, hat sie einen gewissen Spielraum bei der Lagerfreigabe. So kann sie selber über die Freigabe der zusätzlichen Lager entscheiden. Sobald jedoch diese Zusatzbestände aufgebraucht sind (das heisst, sobald nur noch die IEA-Mindestbestände von drei Monaten vorhanden sind), müsste die Schweiz einen entsprechenden Antrag bei der IEA stellen.

Der IEA-Notstandsplan wurde bisher zweimal aktiviert, nämlich im Januar 1991, als der erste Golfkrieg ausbrach, sowie im September 2005, als der Hurrikan Katrina die Erdölversorgung in den USA beeinträchtigte [vgl. DEFILLA UND FÜEG 2008, S. 12]. Durch die koordinierte Lagerfreigabe sollten dabei die Marktpreise stabilisiert werden. Trotz der formellen Lagerfreigabe wurden in der Schweiz keine Pflichtlager aufgelöst. Zum einen bestand kein physischer Versorgungsnotstand im Inland, zum anderen können mit der Lagerauflösung Kosten verbunden sein. Die Importeure müssten zur Lagerauflösung ihre Importe unterbrechen und an deren Stelle die Lagerbestände des Inlands verkaufen. Diese Unterbrüche bzw. logistischen Verschiebungen verursachen Transaktionskosten. Die höheren Kosten der Lagerbestände im Vergleich zum Markt machten deren Inanspruchnahme unattraktiv. Entsprechend gering sind die Anreize für Importeure, Lager tatsächlich aufzulösen. Ein Interesse an einer Lagerauflösung hätten die Importeure nur dann, wenn sich in bestimmten Marktkonstellationen daraus Preisvorteile bzw. Arbitragegewinne ergäben – z.B. wenn das gelagerte Öl rascher verfügbar ist als jenes in Antwerpen. Werden jedoch keine Lager aufgelöst, kann die Solidarität der Schweiz infrage gestellt werden. Vom Ausland könnte dies als Trittbrettfahren interpretiert werden, ...

Box II: Erdölpflichtlager 2/2

...zumal sich die Schweiz faktisch nicht an der koordinierten internationalen Aktion beteiligt, um mit anderen Ländern einen preisdämpfenden Effekt zu erzielen. Möglich wäre daher, dass der Bundesrat eine Lagerauflösung verordnet und die Importeure dazu zwingt.⁴¹

Die Pflicht der Lagerhaltung betrifft die Schweizer Importeure von Öl bzw. Ölprodukten. Zur Sicherstellung der Finanzierung wird beim Import von Ölprodukten eine Art Gebühr erhoben, die zur Deckung der Lagerhaltungskosten verwendet wird. Von dieser Gebühr ausgenommen ist Rohöl. Dort erfolgt die Gebührenerhebung nach dem Raffinieren, also auf den entsprechenden Fertigprodukten. Die Abgabe wird auf den Preis gewälzt und vom Konsumenten getragen. Die Kosten der Pflichtlagerhaltung in Privatanlagen werden den Importeuren durch entsprechende Beiträge der privatwirtschaftlichen Pflichtlagersgesellschaft Carbura aus dem sogenannten Garantiefonds entschädigt. Entschädigt werden die Kosten der Warenfinanzierung, Betriebs- und Kapitalkosten sowie Investitionsentschädigungen für die Erhaltung der Pflichtlagerinfrastruktur bzw. den Tankraum inklusive der Sicherungsinfrastruktur z.B. gegen Brand.

Im Gegensatz zu vielen anderen Staaten erfolgt damit die Pflichtlagerhaltung in der Schweiz auf privatwirtschaftlicher Basis. Das hat Vorteile. Weil die Lagerhaltung grundsätzlich durch die Importeure bzw. Händler selber erfolgt, kann von Synergie-Potenzialen ausgegangen werden. Insbesondere können die Händler ihre kommerziellen Lager mit den Pflichtlagern mischen. Das hat auch den Vorteil eines grösseren Umschlages. In Deutschland, wo die Pflichtlager physisch getrennt sind, müssen periodisch Umlagerungen organisiert werden. Das heisst, die Lagerorganisation (Erdölbevorratungsverband, EBV) muss ihre Lager verkaufen bzw. mit den Händlern austauschen (Austauschverträge) – was mit entsprechenden Kosten verbunden ist. Der EBV ist Eigner des gelagerten Öls und grosser Teile der Lagerinfrastruktur.

die Produktepipeline aus Marseille, daneben könnte man v.a. die Transporte über die Schiene erhöhen. Eine offensichtliche Schwäche der Schweizer Importlogistik liegt aber darin begründet, dass das Land nicht am Meer liegt und daher nicht über einen eigenen Meerhafen verfügt, welcher den direkten Zugang zum Weltmarkt garantiert. Dennoch verfügt die Schweiz über 4 neue Produkte-Tanker mit je 20 000 Tonnen Gesamtzuladungsgewicht. Und

der Bund hat 2008 weitere Bürgschaftsmittel zur Finanzierung von Tankern bereitgestellt. Angestrebt wird eine Tankerflotte von etwa acht Einheiten.⁴² Ob diese Flotte gerade in Kriegs- oder Krisenzeiten tatsächlich eine sichere Versorgung garantiert, ist allerdings unsicher. Letztlich würde dies die Existenz von Seestreitkräften voraussetzen, um den Transport zu schützen.

Die Sicherheit der Schweizer Ölversorgung hängt vor allem von zwei Aspekten ab. Zum einen bestimmen die Verhältnisse an den internationalen Ölmärkten die Verfügbarkeit des Öls sowie dessen Preis. Zum anderen ist die Schweiz bei ihren Importen auf die Transportlogistik über das Hoheitsgebiet ihrer Nachbarländer angewiesen. Vor allem letzterer Aspekt dürfte ein Hinweis darauf sein, dass im Falle eines eklatanten Ölmangels in der EU, die ihrerseits auf Importe angewiesen ist, die Schweiz kaum von Preiserhöhungen oder gar Lieferengpässen verschont bliebe. Im Falle einer Krise, in welcher Marktmechanismen gänzlich ausser Kraft gesetzt sind, wäre die Schweiz wohl vollständig auf den Goodwill ihrer Nachbarländer bzw. der EU angewiesen. Lediglich die strategischen Lager würden der Schweiz für einige Monate Unabhängigkeit garantieren. Doch unabhängig davon ist auch bei den Lagern eine enge Koordinierung mit dem Ausland nötig und sinnvoll. Eine solche wurde bereits im Rahmen des IEA-Übereinkommens institutionalisiert.

4.2 Gas: Die Schweiz als Transitland

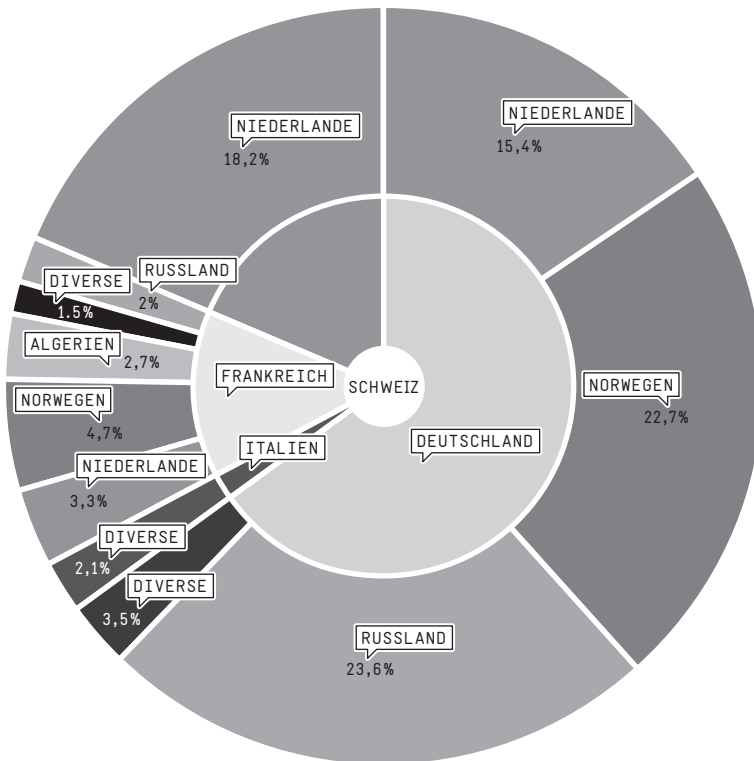
Ähnlich wie beim Erdöl ist die Schweiz auch beim Gas auf Importe angewiesen. Heute bezieht das Land sein Gas vor allem aus Deutschland, den Niederlanden und Frankreich – also stabilen und verlässlichen Lieferländern. Betrachtet man die Bezugsquellen dieser Lieferländer, relativiert sich jedoch die vermeintliche Lieferstabilität. Vor allem Gas, welches durch Deutschland in die Schweiz gelangt, kommt mehrheitlich aus Russland. Insgesamt stammt etwa ein Viertel aller Schweizer Gasimporte aus Russland. Daneben sind vor

allem die Niederlande und Norwegen die wichtigsten Gaslieferanten für den Schweizer Markt [vgl. Abb. 12].

Das Schweizer Gasversorgungsnetz ist an zwölf Stellen mit jenem der Nachbarländer zusammengeschlossen [vgl. Abb. 13]. Die wichtigste Verbindung stellt dabei die transeuropäische Transportleitung TENP (Trans-Europa-Naturalgas-Pipeline) dar. Dabei handelt es sich um eine bereits 1974 erstellte Transitleitung von den Niederlanden in die Schweiz. Seit 2006 wird die Leitung doppelt geführt. An der deutsch-schweizerischen Grenze bei Wallbach im Kanton Aargau ist das TENP-Transportsystem mit jenem der Transigas verbunden, die den Weitertransport durch die Schweiz nach Italien möglich macht. Die Pipeline verläuft mitten durch die Schweiz bis zum Griespass im Oberwallis. 2003 wurde das Transigassystem ausgebaut. Dabei wurde eine zusätzliche Verbindungsleitung zwischen dem bestehenden Transigassystem in Lostorf bei Aarau und Rodersdorf südwestlich von Basel gelegt, so dass eine Anbindung an das französische Transportnetz entstand.⁴³ Rund 80 Prozent der Schweizer Importe werden heute über das Transigassystem abgewickelt. Das Tessin ist allerdings nicht an dieses Leitungssystem angebunden und wird direkt aus Italien beliefert.

Das schweizerische Transigassystem ist aber auch für das von Gasimporten abhängige Italien ein zentrales Element der Versorgung. Bisher basiert die italienische Gasversorgung zu etwa einem Fünftel auf den Lieferungen über das Transigassystem. Entsprechend hoch ist das italienische Interesse an den Pipelines. Auf Schweizer Boden gehört die Transportleitung der Unternehmung Transigas, an welcher das Schweizer Unternehmen Swissgas mit 51 Prozent beteiligt ist. Swissgas seinerseits ist im Eigentum der Schweizer Regionalgesellschaften (Gasverbund Mittelland AG, Erdgas Ostschweiz AG, Gaznat SA, Erdgas Zentralschweiz AG sowie der Verband der Schweizerischen Gasindustrie).⁴⁴ Eigentümer der Regionalgesellschaften sind die lokalen, meist öffentlichen Gasversorger in der Schweiz. Neben Swissgas sind die italienische

Abb. 12: Herkunft der Schweizer Gasimporte (2007): Viel Gas aus Russland



Zwar wird ein Grossteil des Schweizer Gases durch deutsche und niederländische Unternehmen in die Schweiz geliefert. Bei genauerer Betrachtung der Herkunft ihres Gases zeigt sich, dass ein Grossteil ursprünglich aus Russland stammt.

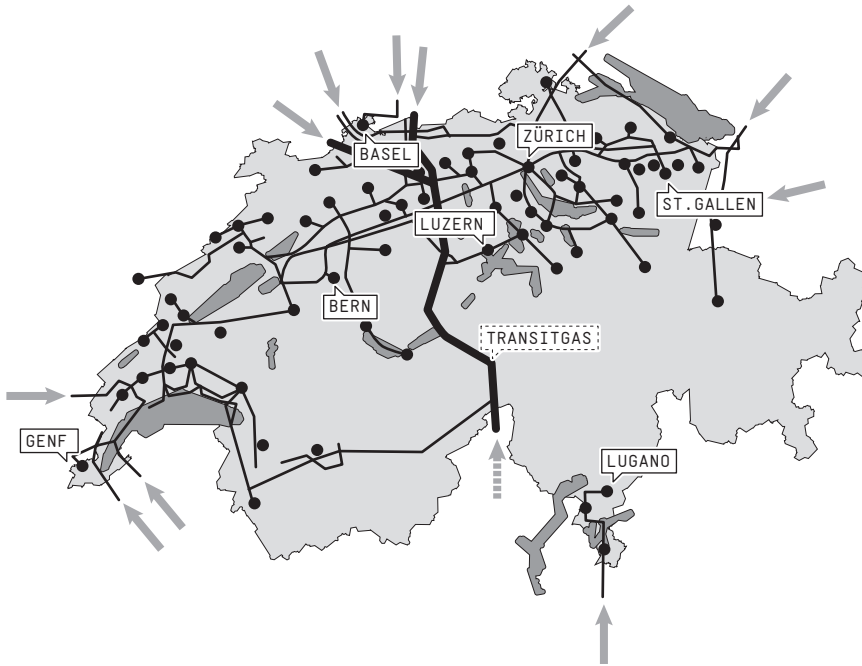
Quelle: Avenir Suisse auf Basis Angaben BFE

ENI (bzw. ENI international BV mit Sitz in Amsterdam, 46 Prozent) sowie die deutsche E.ON Ruhrgas (3 Prozent) an Transitgas beteiligt. Aufgrund eines kartellrechtlichen Verfahrens wird sich jedoch ENI von seinem Anteil trennen.⁴⁵

Bisher werden die Kapazitäten des Transitgassystems auf dem Leitungsschnitt Wallbach–Griespass zwischen Eni und Swissgas aufgeteilt. Auf der Zweigleitung Rodersdorf–Lostorf hingegen hat ausschliesslich ENI das Nutzungsrecht.⁴⁶ Trotz der Mehrheitsbeteiligung an Transitgas kann Swissgas nur etwas mehr als einen Zehntel der Transitgaskapazität exklusiv für die eigenen (Import-)Bedürfnisse verwenden [vgl. SCHWENDENER 2010, S. 13]. Die übrige Kapazität dient primär den Transiten nach Italien. Und solche sind wegen der tendenziell höheren Gaspreise in Italien attraktiv. Weil viele italienische Verbraucher bzw. Händler an den Gasimporten interessiert sind, jedoch nur begrenzt Transitzkapazitäten zur Verfügung stehen, entsteht ein Flaschenhals im schweizerischen Transitgassystem. Gemäss den europäischen Vorschriften zur Liberalisierung des Gasmarktes müssten die knappen Transportkapazitäten an den meistbietenden Händler versteigert werden. Bisher wird aber nur ein Teil der ENI-Kapazität tatsächlich versteigert – einen anderen Teil nutzt das Unternehmen exklusiv für seine Bedürfnisse.⁴⁷ Von einem solchen Auktionsmechanismus ausgenommen sind auch (mindestens bisher) die für die Schweiz anteilig reservierten Kapazitäten von Swissgas. Und weil diese für die Schweiz vorbehaltenen Kapazitäten derzeit ausreichend sind, entsteht hier keine Knappheit, die einen Vergabemechanismus wie eine Auktion nötig machen würde. Vielmehr können «überschüssige» Kapazitäten sogar für den Transit freigegeben werden und gelangen daher in die entsprechenden Auktionen.

Fehlende Gaslager — Im Gegensatz zum Erdöl verfügt die Schweiz über keine eigenen strategischen Notfallreserven, zumal es im Inland weder einen geologischen Gasspeicher noch ein grosses LNG-Lager gibt. Seit 1989 hält

Abb. 13: TENP/Transitgas als wichtigste Importroute



Das Schweizer Gasnetz ist an 12 Punkten mit den ausländischen Netzen verbunden. Vier Fünftel der Importe kommen über Deutschland und Frankreich durch die TENP. Mindestens theoretisch könnte über die Transitgas-Pipeline auch aus dem Süden Gas importiert werden.

Quelle: erdgas.ch

jedoch der Westschweizer Versorger Gaznat Anteile an einem Lager in Etrez bei Lyon. Hierdurch könnte Gaznat während 40 Tagen die volle Spitzenleistung im Winter decken. Ob diese Reserven auch längerfristig zur Verfügung stehen, ist allerdings unsicher. So zog Frankreich für die Umsetzung der EU-Direktive zur Gasversorgungssicherheit (2004/67/EG) in Erwägung, die Gasspeicher in Notzeiten vorrangig französischen Endkunden vorzubehalten [vgl. DEFILLA UND FÜEG 2008, S. 12]. In der Deutschschweiz verfügen die Versorger dagegen nicht über direkte Beteiligungen an Erdgasspeichern. Die Nutzung ausländischer Speicherkapazitäten bei Notfällen wird aber im Rahmen fester Lieferverträge mit den ausländischen Anbietern vereinbart. In beschränktem Ausmass dient in der Schweiz Öl als kurzfristiger Garant für eine sichere Gasversorgung, zumal ein Teil der Grosskunden seinen Gasverbrauch auf Heizöl umstellen kann [vgl. Box 12].

Eine gewisse Sicherheit gibt der Schweiz ausserdem die zentrale Stellung als Nord-Süd-Transitland. Vor allem Italien hat aufgrund des grossen Anteils von Gaskraftwerken bei der Stromproduktion einen hohen Importbedarf. Durch die Schweiz wird heute ein Gasvolumen transportiert, welches etwa dem Fünffachen des Landesverbrauchs entspricht [vgl. BUNDESRAT 2008, S. 13]. Die Schweiz als Transitland hat damit eine bedeutende Funktion für die italienische Versorgung – würde die Schweiz nicht mehr mit Gas beliefert, wäre auch das EU-Land Italien betroffen. Allerdings impliziert diese Situation keineswegs, dass sich die Schweiz, ähnlich wie die Ukraine 2008, einfach Gas aus dem Transitvolumen abzweigen könnte. Eine solche Strategie wäre kaum nachhaltig in einem Umfeld, wo neben den Gas- auch alle Ölimporte den Weg durch die Nachbarstaaten nehmen. Die tatsächliche Verhandlungsmacht der Schweiz wäre in einer solchen Situation wohl beschränkt.

Geringe Wahrscheinlichkeit einer eigenen Gasproduktion — Natürlich ist nicht auszuschliessen, dass die Schweiz mindestens einen Teil ihrer Gasversorgung durch eigene Reserven decken kann. Allerdings wurde die bis heute

Box 12: Pflichtlagerhaltung von Öl statt Erdgas

Etwa 40 Prozent des gesamten Gasverbrauchs entfällt auf rund 7500 Grosskunden, die über Zweistoffanlagen verfügen, in denen sich Erdgas durch Heizöl ersetzen lässt. Im Falle eines Gasmangels können sie ihre Anlagen rasch auf Heizöl umstellen, so dass der Gesamtverbrauch um 40 Prozent reduziert werden kann. Aus diesem Grund verlangt die Erdgaspflichtlagerverordnung, dass für diese Verbraucher entsprechendes Heizöl als Pflichtlager gehalten werden muss. Die Lager müssen den Verbrauch der umstellbaren Kunden für 4,5 Monate decken können. Swissgas schloss daher mit der Erdölpflichtlagervereinigung Carbura einen Vertrag über die Haltung von Gas-Ersatzpflichtlagern durch die Carbura-Mitglieder in Form von Heizöl ab. Für die übrigen 60 Prozent des Verbrauchs besteht allerdings keine entsprechende Lagerpflicht im Inland, was die Versorgung beim Gas anfälliger macht als beim Erdöl.

Die Schweiz verfügt heute über keine strategischen Gasspeicher. Die fehlenden Lager sind auf die ungünstigen geologischen Gegebenheiten aber auch auf die relativ hohen Kosten für den kleinen Markt zurückzuführen. Allerdings existieren sogenannte Röhrenspeicher, die jedoch nur als Tagesausgleichsspeicher verwendet werden. Dennoch wäre es mindestens theoretisch denkbar, dass Gas auch in der Schweiz in grösseren Mengen gelagert werden könnte. Hierzu kämen unterschiedliche Optionen in Frage: Lagerung in salinen Kavernen, Gesteinseinlagerungen oder der Bau von Flüssiggastanks. Die letztere Variante wäre wohl eher kostspielig, zumal dies auch den Bau eines LNG-Terminals zur Verflüssigung sowie zur Regasifizierung voraussetzen würde.

einzig kommerzielle Erdgasförderung im luzernischen Finsterwald bereits 1994 eingestellt. Dennoch bestehen in der Schweiz weiterhin Projekte für eine inländische Gasförderung. Seit Ende 2009 wird in Noville am östlichen Genferseeufer nach Erdgas gebohrt. Der Erfolg der Bohrung und das tatsächliche nutzbare Volumen der Vorkommen sind jedoch alles andere als sicher. Die Wahrscheinlichkeit, grosse Mengen an Gas zu finden, liegt bei etwa 15 Prozent. Falls kein relevantes und nutzbares Gasvorkommen gefunden wird, könnte das Projekt allerdings für die Errichtung eines Erdgasspeichers dienlich sein, zumal sich die porösen Gesteinsschichten womöglich für die Lagerung von Gas eignen. Daneben bestehen Projekte für die Suche bzw. Bohrung nach Gas in Nidwalden und Obwalden sowie im zürcherischen Weiach und in

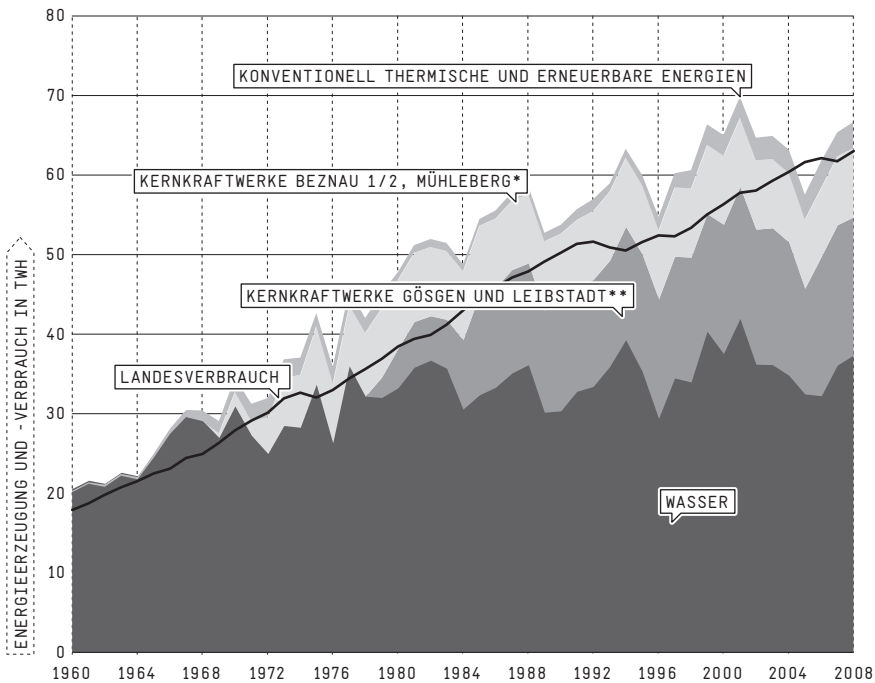
der Gemeinde Hermrigen im Berner Seeland. Ob eines der Projekte dereinst kommerziell nutzbare Vorkommen erschliessen wird, ist allerdings sehr unsicher [vgl. NZZ 2010d, S. 12, und NZZ 2010e, S. 12].

4.3 Strom: Vernetzt in Europa

Im Gegensatz zu Öl und Gas weist die Schweiz beim Strom eine weit geringere Importabhängigkeit auf. Im Jahr 2009 produzierte der inländische Kraftwerkspark rund 67 TWh, der Landesverbrauch lag dagegen bei rund 62 TWh [vgl. BFE 2010c]. Das Land war damit Netto-Exporteur im europäischen Strommarkt. Bei der inländischen Stromerzeugung dominiert die Wasserkraft, wobei 2009 etwa 24 Prozent auf Laufwasserkraftwerke und 32 Prozent auf Speicherkraftwerke entfielen. Weitere 39 Prozent der Stromproduktion stammten aus Kernkraftwerken und nur knapp fünf Prozent aus konventionell thermischen und anderen Anlagen [vgl. Tab. 2]. Die fünf Kernkraftwerke Beznau I und II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt sowie die Fluss- bzw. Laufwerke eignen sich aufgrund ihrer geringen Einsatzflexibilität vor allem für die Produktion von konstant produzierter Bandenergie, also Grundlast. Der hohe Anteil an Speicherwerken wird dagegen vor allem für die Produktion von teurer Spitzenenergie oder gar Regelenenergie verwendet.

Die Ganzjahresbetrachtung von Produktion und Verbrauch täuscht eine hohe Stromunabhängigkeit der Schweiz vor. Tatsächlich ist die Schweiz seit vielen Jahren eng mit ihren Nachbarländern vernetzt und auch auf Einfuhren angewiesen. Insbesondere im Winterhalbjahr, wenn Strom aus Wasserkraft rarer ist, ist die Schweiz Netto-Importeur von Strom. Im Jahr 2007 überstieg die Landeserzeugung den Inlandbedarf lediglich während sieben Monaten, im Jahr 2008 während fünf Monaten und 2009 während sechs Monaten [vgl. BFE 2010b, S. 35]. Wichtigste Lieferländer sind Frankreich und Deutschland, die Ausfuhren gehen vor allem nach Italien. Die Schweiz

Abb. 14: Stromproduktion in der Schweiz: Viel Kernkraft und Wasser



* STILLLEGUNG BEI LAUFZEIT 50 JAHRE 2019 (BEZNAU 1) BZW. 2022 (BEZNAU 2, MÜHLEBERG)

** STILLLEGUNG BEI LAUFZEIT 60 JAHRE 2039 (GÖSGEN) BZW. 2044 (LEIBSTADT)

Bis 1969 deckte die Schweiz ihren Stromverbrauch in erster Linie durch Wasserkraft. Dann ging mit Beznau I das erste Kernkraftwerk ans Stromnetz. Der steigende Strombedarf wurde in der Folge fast ausschliesslich durch neue Kernkraftwerke gedeckt.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BFE

gilt zudem als zentrales Transitland. Dabei wird Strom vor allem von Nord nach Süd transportiert. Das Volumen der Transite – definiert als Minimum der beiden Grössen Export und Import – beläuft sich auf etwa vier Fünftel des Landesverbrauchs.

Doch der Stromhandel gleicht nicht nur die temporär fehlenden oder überschüssigen Kraftwerkskapazitäten aus. Vielmehr wird Strom – ähnlich wie in anderen Gütermärkten – aufgrund von komparativen Kostenvorteilen gehandelt. Im Strommarkt schlägt sich dies vor allem bei der Produktion von Spitzen- und Grundlast nieder. Dabei bezeichnet die Spitzenlast den höheren Strombedarf während des Tages, Grundlast dagegen deckt die tiefere, aber permanente Nachfrage ab. Aufgrund des hohen Anteils von Speicherkraftwerken ist der Schweizer Produktionspark sehr stark auf hochwertige Spitzenenergie ausgerichtet, die in anderen Ländern häufig mit kostspieligeren Gas- oder gar Ölkraftwerken hergestellt wird. Entsprechend lohnt sich ein Austausch mit den Nachbarländern, beispielsweise mit Frankreich und Deutschland, wo der Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil an Kernkraftwerken und konventionell-thermischen Kraftwerken auf die Produktion relativ günstiger Grundlast ausgerichtet ist. Die Schweiz exportiert vor allem tagsüber hochwertige Spitzenenergie und importiert in der Nacht günstigeren sogenannten Off-Peak-Strom, um damit Pumpspeicher-Seen zu füllen. Die Pumpspeicherwerke produzieren teurere Spitzenlast sowie Regelernergie, die von den Netzbetreibern flexibel abgerufen werden kann. Mit der zunehmenden Verbreitung von Windkraft und dem preissenkenden Einfluss am Spotmarkt lohnt sich dieses Geschäftsmodell der Stromspeicherung noch weit stärker als bisher [vgl. Kapitel 3.4].

Grosshandelspreise zwischen Deutschland und Italien — Die Handelbarkeit des Stroms über die Grenzen hinweg hat Konsequenzen für die Strompreise. Die Preisbildung im Grosshandel in Ländern wie der Schweiz, Deutschland, Frankreich oder Italien geschieht nicht unabhängig voneinander. Der

intensive Handel führt vielmehr zu einer Konvergenz der Preisniveaus im Grosshandel. Einzig die Knappheit und Auktionierung von Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Ländern kann temporär eine vollständige Preiskonvergenz verhindern. Im Falle solcher Engpässe weisen daher Länder mit relativ hohen Grenzkosten der Produktion tendenziell höhere Marktpreise auf. Besonders ausgeprägt ist der Preisunterschied zwischen Deutschland und Italien – entsprechend lukrativ sind Exporte nach Italien [vgl. Kapitel 3.3]. Interessant ist im Rahmen dieser Analyse aber vor allem die Tatsache, dass das Preisniveau für die Schweiz zwischen dem deutschen und dem italienischen hin und her pendelt [vgl. Abb. II]. Obschon das Land mit der dominierenden Wasser- und Kernkraft über einen relativ «günstigen» Kraftwerkspark verfügt, steigt das Schweizer Preisniveau am Spotmarkt vor allem während der Wintermonate auf das italienische Niveau an.

Der Grund dafür lässt sich einfach erklären. Wenn im Winter die Schweiz zum Netto-Importeur wird, «konkurriert» das Land mit Italien um den günstigeren Strom aus dem Norden. Die zusätzliche Nachfrage aus der Schweiz führt dazu, dass an der Schweizer Nordgrenze gegen Deutschland und Frankreich die Leitungskapazitäten knapp sind und von den Händlern ersteigert werden müssen. Im Marktgleichgewicht sind die Preise für Strom in Italien und der Schweiz identisch und höher als in Deutschland. Die zu entrichtende Auktionsgebühr entspricht dem Preisunterschied zwischen Deutschland und Italien-Schweiz. Erst in den Sommermonaten, wenn die Schweiz über ausreichend Wasserkraft verfügt, sinkt ihr Importbedarf. Damit entfällt in der Regel auch die Knappheit der Importkapazitäten im Norden. Vielmehr verlagert sich aufgrund der geringeren schweizerischen Importnachfrage der Netzengpass an die Südgrenze, zumal der Importbedarf Italiens auch im Sommer weiter besteht [vgl. Box 13].

Politische Endkundenpreise — Schweizer Verbraucher zahlen mit ihrer Stromrechnung jedoch nicht nur die bezogene Energie. Im landesweiten

Box 13: Die Vernetzung der Schweiz mit dem Ausland 1/2

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. Die tatsächlich verfügbaren Grenzkapazitäten (sog. Net Transfer Capacities, NTC) zu Frankreich, Deutschland und Österreich, dem sogenannten Schweizer Dach, wurden unter Berücksichtigung der Ringflüsse je nach Jahreszeit auf etwa 5200 bis 5900 MW angegeben [vgl. auch AG TNC 2005 oder Tillwicks 2005 oder Homepage Swissgrid].⁴⁸ Dies liesse rein rechnerisch einen jährlichen Import von 46 bis 52 TWh zu, das entspricht 74 bzw. 84 Prozent des Schweizer Landesverbrauchs im Jahr 2009. Das aber bedeutet, dass aus technischer Sicht die Importkapazitäten ausreichen würden, um einen Grossteil der inländischen Nachfrage zu decken.

Trotz dem signifikanten Importpotenzial im Norden kommt es heute aber vor allem im Winter zu Engpasssituationen im «Schweizer Dach». Das lässt sich einfach erklären: ein Grossteil des aus dem Norden importierten Stroms wird nach Italien weitergeleitet. Von den Importkapazitäten im «Schweizer Dach» müssten daher rein rechnerisch die Exportkapazitäten im Süden im Umfang von etwa 3800 MW abgezogen werden. Aus der reinen Perspektive der Versorgungssicherheit bieten die Grenzkapazitäten im Süden hingegen eher eine positive Option. Schliesslich könnten diese auch für den Import verwendet werden. Heute werden die für den Import aus Italien verfügbaren Kapazitäten von Swissgrid mit bis zu 1910 MW angegeben. Sobald die Marktpreise auf dem Gebiet der Schweiz so hoch wie jene in Italien sind, lohnen sich Exporte aus dem Marktgebiet der Schweiz nach Italien nicht mehr. ...

Durchschnitt entfällt fast die Hälfte des Endkundenpreises auf die Netzegebühren. Und diese bestehen ihrerseits zu etwa vier Fünfteln aus den Kosten für das regionale und lokale Verteilnetz und einem Fünftel aus den Kosten des nationalen Übertragungsnetzes – darin eingerechnet sind auch die Kosten für sogenannte Systemdienstleistungen. Da es sich bei den Stromnetzen um natürliche Monopole handelt, bei denen es keinen Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern gibt, werden diese Tarife (anhand der ausgewiesenen Kosten) staatlich reguliert. Weitere zwölf Prozent der Stromrechnung entfallen auf öffentliche Abgaben und Konzessionsgebühren und etwa zwei Prozent auf die Förderung von neuen erneuerbaren Energien auf Basis der Einspeisever-

Box 13: Die Vernetzung der Schweiz mit dem Ausland 2/2

... Tendiert der Schweizer Preis über das italienische Niveau, dann wäre sogar ein Import aus Italien in die Schweiz interessant. Ein solcher Import findet insbesondere im Winter bereits punktuell statt. Tatsächlich verfügt Italien über einen umfassenden Kraftwerkspark, der allerdings aufgrund seiner ungünstigen Kostenstruktur (Öl, Gas) häufig stillsteht und günstigeren Importen den Vorzug lässt [vgl. Kapitel 3.4].

Die Ausführungen lassen das Fazit zu, dass die Schweiz fehlende Grundlastproduktion mindestens theoretisch auch aus dem Ausland importieren könnte – jedenfalls reichen hierzu die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten. Ein vermehrter Import hat allerdings ökonomische Folgen. So ist davon auszugehen, dass im Marktgleichgewicht das Schweizer Preisniveau dauerhaft auf das italienische konvergiert – ein «Überschiessen» über das italienische Preisniveau ist dagegen unwahrscheinlich, zumal zwischen Italien und der Schweiz in einer solchen Situation kein Netzengpass bestehen würde, der eine Preiskonvergenz verhindert. Im Kontext einer längeren Perspektive muss die Analyse aber auch relativiert werden. Der dargestellte Preiseffekt setzt einen anhaltenden Preisniveau-Unterschied zwischen dem Norden und dem Süden voraus. Sollte der italienische Kraftwerkspark weiter ausgebaut und modernisiert werden und sollten im gesamteuropäischen Umfeld vermehrt ähnliche Gaskraftwerke die Preise am Markt bestimmen, dürfte eine stärkere Konvergenz der Preisniveaus resultieren. Das heisst, der Preisunterschied zwischen Deutschland und Italien erodiert. In einem solchen Kontext verlieren die Struktur und die Grösse des inländischen Kraftwerksparks ihren Einfluss auf den inländischen Grosshandelspreis.

gütung (0,45 Rappen pro kWh im Jahr 2010, max. 0,9 Rappen ab 2013). Da die Strommarktliberalisierung faktisch nur die Produktion, den Handel und den Vertrieb von Energie umfasst, bleibt der grösste Teil der Stromrechnung bei den Verbrauchern staatlich reguliert. Schliesslich macht der Anteil der Energie heute im Durchschnitt lediglich etwa 40 Prozent des Endkundenpreises aus.⁴⁹

Die Energietarife für Verbraucher in der Schweiz orientieren sich bisher allerdings nur sehr begrenzt an den oben dargestellten Entwicklungen im Grosshandel. Ein Vergleich der Schweizer Endkundenpreise im Jahr 2009 zeigt erstens eine sehr hohe Varianz und zweitens ein deutliches Ost-West-

Gefälle innerhalb des Landes [vgl. AVENIR SUISSE 2010]. Während die Preise in einigen Regionen vor allem der Westschweiz tendenziell über den Preisen im Börsenhandel der EEX (Marktgebiet Schweiz) lagen, waren sie in anderen teilweise deutlich darunter. Während die hohen Preise auf einen Mangel an Markt und Wettbewerb hinweisen, sind die tiefen Preise nicht zuletzt auf Abgeltungen von Konzessionen sowie politisch motivierte Preissetzungen zurückzuführen, schliesslich sind die meisten Produzenten und Versorger mehrheitlich im öffentlichen Eigentum.

Endkundenpreise, welche unter dem Marktpreisniveau liegen, werden politisch in erster Linie mit relativ tiefen Gestehungskosten im Inland gerechtfertigt. Tatsächlich wies der schweizerische Produktionsmix mit viel Kern- und Wasserkraft in den Jahren 2007 bis 2010 zum Teil deutlich tiefere Produktionskosten auf als die fossilen Kraftwerke in den Nachbarstaaten, welche den Strompreis am Markt bestimmen. Die Orientierung an den inländischen Produktionskosten ist darüber hinaus in der Stromversorgungsverordnung festgeschrieben. So gilt gemäss Art. 4 Abs. 1 des StromVV, dass sich die Tarife für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientieren sollen. Überschreiten dagegen die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil an den Marktpreisen. Die Regel wurde im Zusammenhang mit der gestaffelten Strommarktöffnung in der Schweiz definiert. Da die Liberalisierung in der Schweiz in einem ersten Schritt bloss eine Teilmarktöffnung für grosse Kunden vorsah, sollte damit eine Quersubventionierung der Grosskunden durch die Kleinkunden (Endverbraucher mit Grundversorgung) verhindert werden. Die Gestehungskostenregel wirkt aus unterschiedlichen Gründen verzerrend. Schliesslich subventioniert sie tendenziell ineffiziente Verbraucher und beeinträchtigt die Investitionsanreize bei den Stromproduzenten. Ausserdem würde die Gestehungskostenregel einen Regulator verlangen, der neben den Netz- auch die Energietarife festlegt. Dies ist in der Praxis nicht einfach, zumal die Produzenten ihre Kosten so hoch als

möglich ausweisen wollen. Konsequenterweise werden Schweizer Produzenten ihre Gestehungskosten vermehrt so darzustellen versuchen, dass sie in etwa die Grosshandelspreise am Markt abbilden.

Konsequenzen der Stilllegung von Kernkraftwerken — Die wohl bedeutendste Herausforderung für die Schweizer Stromversorgung stellt der Ersatz von Kernkraftwerken dar, die in den nächsten Jahren aufgrund ihres Alters vom Netz gehen werden. Durch die Stilllegung dieser Kernkraftwerke werden schrittweise Produktionskapazitäten von etwa 3200 MW entfallen. Das entspricht knapp einem Fünftel der installierten Leistung [vgl. Tab. 2]. Das heisst, die Stilllegung aller Kernkraftwerke in der Schweiz würde dazu führen, dass die maximale Produktionsleistung im Inland auf rund 14 400 MW fallen würde. Im ersten Moment erscheint diese Grösse als ausreichend für die inländische Versorgung, schliesslich könnten damit theoretisch gegen 130 TWh produziert werden. Bei genauerer Betrachtung stellt man aber fest, dass die verbleibende Kraftwerksleistung vor allem auf die Speicherwerke entfällt, die nicht für den Dauerbetrieb geeignet sind. Auch bei den Laufkraftwerken steht die maximal mögliche Leistung aufgrund des unterschiedlichen Wasserflusses nicht jederzeit zur Verfügung. Für die permanent benötigte Grundlast werden in der Schweiz vor allem die Kernkraftwerke eingesetzt. Aufgrund ihrer hohen Auslastung tragen sie mit dem relativ geringen Anteil von 18 Prozent an der Gesamtleistung fast 40 Prozent zur Gesamtstromproduktion bei. Die Stilllegung der Kernkraftwerke geht mit dem Entfall einer Jahresproduktion von rund 26 TWh einher. Im Falle einer Laufzeit von 50 Jahren bei den älteren Kraftwerkstypen würden die ersten Kapazitäten im Jahr 2019 ausser Betrieb gesetzt (Beznau 1), im Falle einer Laufzeit von 60 Jahren dagegen erst ab 2029.

Ohne den Ersatz der stillgelegten Kernkraftwerke verliert die Schweiz im Bereich der Grundlast bedeutende Anteile ihrer Produktionskapazitäten. Das heisst, der inländische Kraftwerkspark würde noch einseitiger auf die Produktion von Spitzenlast ausgerichtet. Diese Situation verschärft sich dadurch, dass

in der Schweiz in den nächsten Jahren bedeutende neue Pumpspeicherwerkkapazitäten entstehen. Zahlreiche Kraftwerksprojekte sind in der Realisierungsphase oder mindestens in Planung. Im Bau befanden sich 2010 beispielsweise Linth-Limmern in Glarus (Erhöhung der Pump- und Turbinenleistung um etwa 1000 MW) oder Nant-de-Drance im Wallis (ca. 600 MW; mögliche Erweiterung auf 900 MW).⁵⁰ Weitere bedeutende Projekte sind Lago Bianco in Graubünden (ca. 1000 MW) oder Grimsel 3 (600 MW). Solche Kraftwerke sind zwar im Kontext des internationalen Handels attraktiv einzusetzen, doch sind sie für die Produktion der während 24 Stunden (günstig) verfügbaren Bandenergie nicht geeignet. Aufgrund des anhaltend wachsenden Stromverbrauchs der inländischen Konsumenten, aber auch der (neuen) Pumpspeicherwerke würde der Importbedarf an Grundlast massiv zunehmen.

Mindestens theoretisch stehen im Schweizer Übertragungsnetz ausreichend Importkapazitäten zur Verfügung [vgl. Box 13]. Doch auch wenn in Deutschland und Frankreich entsprechende Kraftwerke für den Stromexport zur Verfügung stehen, hat dies Auswirkungen auf den Schweizer Markt. Die Schweiz würde aufgrund ihrer fehlenden eigenen Grundlast zu jeder Zeit – also auch im Sommer – zum Netto-Stromimporteuer. Als Folge dessen würde sich der dargestellte Netzengpass im Norden während des ganzen Jahres ergeben. Das Schweizer Grosshandelspreisniveau würde ebenfalls während des ganzen Jahres auf dem Niveau des italienischen verharren. Kurz: ein Preisschub wäre die Folge [vgl. auch Box 13]. Ein solcher könnte verhindert werden, wenn die Leitungskapazitäten im Norden massiv ausgebaut würden. Das aber ist in der Praxis nicht ganz einfach, zumal die eigentlichen Netzengpässe nicht bei den Leitungen über die Grenze im engeren Sinn liegen, sondern vielmehr im gesamten System, sowohl im Inland als auch im Ausland. Der Ausbau der Grenzkapazitäten im Norden würde daher einen Ausbau der Netze und Anlagen innerhalb der Schweiz sowie innerhalb von Deutschland und Frankreich voraussetzen, damit der Engpass tatsächlich entfällt. Daneben bestehen parallel Bestrebungen für einen Ausbau der Transportkapa-

Tab. 2: Erzeugung und maximale Leistung im Schweizer Kraftwerkspark

		ERZEUGUNG 2009		MAXIMAL MÖGLICHE LEISTUNG	
		TWH	ANTEIL (%)	MW	ANTEIL (%)
KERNKRAFTWERKE		26,1	39	3238	18
WASSERKRAFT	LAUFWERKE	16,1	24	3471	20
	SPEICHERWERKE	21,0	32	10 005	57
KONV.-THERMISCHE/ANDERE		3,2	5	929	5
TOTAL		66,5	100	17 643	100

Mehr als die Hälfte der maximalen Kraftwerksleistung in der Schweiz entfällt auf Speicherwerke, die sich zur Produktion von Spitzenlast eignen.

Quelle: Avenir Suisse auf Basis BFE 2010c

zitäten in den Süden – schliesslich ist dieser Markt für Exporte interessant. Solche Ausbauten sind für Schweizer Produzenten attraktiv, für Schweizer Konsumenten könnten sie aber höhere Preise zur Folge haben, zumal die Preiskonvergenz mit Italien gefördert wird. Die Alternative zur Erweiterung der Importkapazitäten stellt der Neubau von Kraftwerken in der Schweiz dar. Die unterschiedlichen Optionen werden in Kapitel 6.4 besprochen.

Diese Betrachtungen gehen jedoch implizit davon aus, dass sich die Struktur der Kraftwerksparks in den umliegenden Staaten nicht wesentlich verändert. Vor allem wird vorausgesetzt, dass der Preisniveauunterschied zwischen dem Norden und dem Süden weiter erhalten bleibt und dass die Schweiz in einer Art «Scharnierposition» zwischen den beiden Preiszonen liegt. Entsprechend vorteilhaft ist für die Schweiz eine Netz- oder Kraftwerksstrategie, die das Land möglichst permanent in die günstigere Preiszone im Norden führt. Der bedeutende Kraftwerkserneuerungsbedarf deutet allerdings darauf hin, dass sich in Europa die Produktionsstruktur mittelfristig verändert.

Nicht zuletzt aufgrund der Klimapolitik dürften auch im Norden vermehrt moderne Gaskraftwerke (statt Kohlekraftwerke) in der Grundlast eingesetzt werden und den Preis am Markt bestimmen. Anhaltende Erneuerungen im italienischen Kraftwerkspark implizieren dann eine ähnliche Produktions- und Kostenstruktur wie im Norden. Geht man davon aus, dass das Gas in beiden Regionen etwa gleich teuer ist, dann werden sowohl im Süden als auch im Norden ähnliche Kraftwerke die Preise am Markt bestimmen. Die Folge ist eine Preiskonvergenz. Als Folge dessen würde die Schweiz ihre «preisliche Zwischenposition» verlieren. Netzengpässe würden vermehrt entfallen, das schweizerische Preisniveau würde sich dem (einheitlichen) ausländischen anpassen – unabhängig von der inländischen Produktionsstruktur.

Systemstabilität im europäischen Kontext — Der europäische Kontext ist für die Schweiz nicht nur wegen der Handelsmöglichkeiten relevant. Bereits heute

stellt das europäische Verbundnetz ein zentrales Element bei der Aufrechterhaltung der inländischen Systemstabilität dar. Aufgrund der engen Vernetzung der europäischen Staaten haben Stromausfälle rasch überregionale Auswirkungen. Besonders deutlich wurde dies 2006, als Teile von Deutschland, Frankreich, Belgien, Italien, Österreich, Spanien teilweise bis zu 120 Minuten ohne Strom waren – nur mit etwas Glück war die Schweiz davon nicht betroffen. Ausgelöst wurde der Zwischenfall durch eine mangelhaft geplante Abschaltung einer von E.ON betriebenen Hochspannungsleitung über den Fluss Ems, welche die Durchfahrt eines aus der Werft auslaufenden Kreuzfahrtschiffes möglich machen sollte. Drei Jahre zuvor sorgte ein Ausfall einer Hochspannungsleitung über den Lukmanierpass in der Schweiz für einen Stromausfall in ganz Italien und Teilen der Schweiz. Ursache des Zwischenfalls war ein Spannungsüberschlag auf einen Baum. In der Folge fielen sämtliche Leitungen nach Italien kaskadenartig aus. Innerhalb nur einer Sekunde verlor das italienische Netz den Synchronismus zum europäischen Verbundnetz und wurde davon getrennt [vgl. ÖGFE 2004, S. 3]. Die Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse, die grenzüberschreitende Folgen für die Systemstabilität haben, wird in Zukunft zunehmen.

Die steigende Interdependenz zwischen den Stromversorgungssystemen ist auf eine zunehmende Integration der Märkte zurückzuführen. Ursprünglich war deren physische Vernetzung nicht für den internationalen Stromhandel ange-dacht. Vielmehr war das europäische Verbundnetz der UCTE (Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity) für den Stromaustausch in Not-fällen konzipiert. Es galt dabei der Grundsatz, dass die einzelnen Staaten ihren Stromhaushalt im Griff haben sollten, so dass im Jahresmittel die Importe und Exporte etwa ausgeglichen sind.⁵¹ Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt entstehen aber Anreize für den grenzüberschreitenden Handel – weniger wegen fehlender Produktionskapazitäten, sondern aufgrund regionaler Preisunterschiede, die ihrerseits durch unterschiedliche Kraftwerksstrukturen verursacht werden [vgl. Box 9]. Aus ökonomischer Sicht ist ein solcher Austausch sinnvoll, zumal er im Durchschnitt zu höherer Produktionseffizienz bzw. tieferen Kosten führt.

Umgekehrt aber können negative Folgen für die Systemstabilität resultieren. So führt der internationale Handel dazu, dass Produktion und Verbrauch geographisch oft weit auseinanderliegen. Ausfälle von Transportleitungen führen dazu, dass in einzelnen Regionen zu viele und in anderen Regionen zu wenige Produktionskapazitäten angeschlossen sind – in beiden Regionen wird das Systemgleichgewicht beeinträchtigt. So stellte die technische Aufsichtsbehörde ESTI (Eidgenössische Starkstrominspektorat) bereits 2004 fest, dass aufgrund der angestiegenen grenzüberschreitenden Stromflüsse das Schweizer Übertragungssystem «dauernd an seiner Kapazitätsgrenze betrieben» wird.⁵²

Systemdienstleistungen als Grundlage der Netzstabilität — Aufgrund der engen marktlichen und technischen Vernetzung sowie der damit zusammenhängenden Systeminterdependenzen lassen sich die nationalen Strommärkte in Europa nicht mehr getrennt voneinander betrachten. Zur Veranschaulichung dieses Umstandes wird häufig auf die Metapher eines grossen europäischen «Stromsees» verwiesen. Während die Kraftwerke ähnlich den Bächen und Flüssen den See speisen, entnehmen ihm die Verbraucher am Ufer das Wasser. Wo genau das Wasser in den See gelangt und wo es entnommen wird, ist im Grunde nicht relevant. Auch kann nicht bestimmt werden, wohin das eingespeiste Wasser tatsächlich gelangt und von wem es verbraucht wird. Schliesslich vermischen sich auch die verschiedenen Wasserqualitäten zu einem einzigen Mix. Gleiches gilt für den Strom: Gemäss dem Kirchhoff'schen Gesetz sucht und findet der Strom seinen eigenen Weg – eher zufällig, je nach Widerständen im Netz. Aus der übergeordneten Perspektive der Systemstabilität ist es zentral, dass die Einspeisung in den See und die Entnahme jederzeit ausgeglichen werden. Der Pegel des Sees entspricht der Stromspannung, die einen bestimmten Wert nicht über- oder unterschreiten darf. Das aber verlangt eine enge Koordination zwischen allen am See anliegenden Ländern.

Im Strommarkt sind die Netzbetreiber in ihrer jeweiligen Regelzone für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität zuständig. In dieser Rolle erbringen

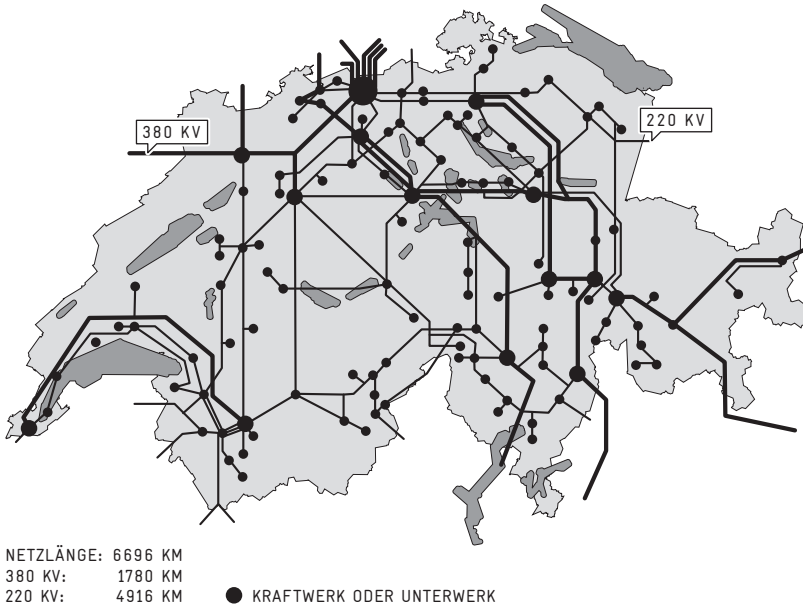
sie sogenannte Systemdienstleistungen. Dazu gehört vor allem der permanente Ausgleich zwischen Angebot und Verbrauch. Im Falle von kurzfristigen, ungeplanten Veränderungen sorgt der Netzbetreiber – in der Schweiz ist das Swissgrid – dafür, dass entsprechende Reserve- bzw. Regelenenergie bereitgestellt wird. Besteht ein Unterangebot an Strom – z.B. wegen eines Kraftwerksausfalls, muss rasch zusätzliche Kraftwerkskapazität aktiviert werden. Im Falle eines Stromüberschusses muss hingegen das Angebot schnell zurückgefahren werden – in letzterem Fall spricht man von negativer Regelenenergie. Der Vorgang der Regelenenergiebereitstellung erfolgt dreistufig. Dabei wird Primärenergie automatisiert innerhalb von Sekunden zur Verfügung gestellt. Der Einsatz der Sekundärregelung dient der Einhaltung des gewollten Energieaustauschs mit den benachbarten Regelzonen im europäischen Verbund. Die Sekundärregelung wird nach 15 Minuten abgeschlossen. Sie wird – falls nötig – durch die Tertiärregelung abgelöst. Sie wird vor allem nach grösseren, unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen eingesetzt. Ihre Aktivierung erfolgt in der Regel telefonisch und wird vom Übertragungsnetzbetreiber beim Kraftwerk ausgelöst [vgl. BUNDESRAT 2008c, S. 6]. Gemäss den internationalen technischen Regeln der UCTE bzw. ihrer Nachfolgeorganisation ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) gilt, dass die Netzbetreiber ausreichend Leistung vorhalten müssen, um im Notfall den grössten Kraftwerksblock in der Regelzone ausgleichen zu können. Da die Schweiz Mitglied im Verbund ist, sind für sie die Vorgaben relevant. Heute sorgt der Schweizer Netzbetreiber Swissgrid dafür, dass gegen 1100 MW Reserveleistung zur Verfügung stehen [vgl. BAUMANN 2009, S. 10]. Das entspricht annähernd der Leistung des Kraftwerks Leibstadt.

Die damit zusammenhängenden Kosten sind beträchtlich: Der von Swissgrid für das Jahr 2009 ausgewiesene Aufwand für Systemdienstleistungen belief sich auf insgesamt gegen 600 Mio. CHF [vgl. SWISSGRID 2010, S. 49]. Aufgrund eines Entscheides des Bundesrates vom Dezember 2008 zur Dämpfung von Strompreiserhöhungen wurde die Kostenbeteiligung von Endkunden auf

0,4 Rappen pro kWh (bzw. 230 Mio. CHF für 2009) begrenzt, während die weiteren Kosten durch grössere Produzenten zu tragen waren. Aufgrund mangelnder Konformität mit dem Gesetz wurde dieser Entscheid 2010 jedoch durch das Bundesverwaltungsgericht rückgängig gemacht – die Kosten für Reserve- bzw. Regelleistung sind daher weiter durch die Konsumenten zu bezahlen. Mit dem Bau von neuen, grösseren Kraftwerken (z.B. eines Kernkraftwerks der dritten Generation mit einer Leistung von 1600 MW) würde der Bedarf an Reserveleistung sprunghaft ansteigen, was für den kleinen Markt Schweiz bedeutende Kostenfolgen und damit einen Anstieg der Endkundenpreise zur Folge hätte.⁵³ Systemdienstleistungen wie die Vorhaltung von Reserveleistung werden über die regulierten Monopolnetzpreise verrechnet. In Märkten wie z.B. Frankreich, wo heute 58 Kernkraftwerksblöcke am Netz angeschlossen sind, ist das Problem der Reserveleistung weit geringer, zumal sich die Kosten eines Reservekraftwerks auf einen viel grösseren Markt verteilen lassen.

Daneben können sich je nach Jahreszeit und Verfügbarkeit von inländischen (Wasser-)Kraftwerkskapazitäten Schwierigkeiten ergeben, den Bedarf an Reserveleistung im Inland tatsächlich bereitzustellen. Die internationalen Vorgaben erlauben daher einen Bezug aus dem Ausland. Bei der Primärregelung besteht bereits heute ein institutionalisierter Austausch im europäischen Verbund. Insgesamt werden im UCTE-Verbund 3000 MW (die Leistung der beiden grössten Kraftwerksblöcke) vorgehalten. Hierzu stellen die einzelnen Länder Primärregelenergieleistung nach einer bestimmten Quote zur Verfügung. Die Schweiz stellt etwa 74 MW positive und negative Leistung zur Verfügung. Aber auch bei der Sekundär- und Tertiärregelung arbeitet die Schweiz in begrenztem Ausmass mit den benachbarten Netzbetreibern zusammen. Hierzu bestehen Verträge mit den benachbarten Netzbetreibern (also nicht den Produzenten selber), die einen Austausch von Regelleistung möglich machen. Um die Energie in die Schweiz zu transportieren, müssen entsprechende Transportkapazitäten vorgehalten bzw. reserviert werden. Die Vorhaltung der sogenannten TRM (Transmission Reliability Margin) reduziert

Abb. 15: Das Schweizer Stromübertragungsnetz: Mangel an Ost-West-Verbindungen



Im Schweizer Stromübertragungsnetz (Hochspannung) dominieren vor allem die Nord-Süd-Verbindungen.

Quelle: Swissgrid

die für den Handel verfügbare Transportkapazität (NTC). Solche reservierten Transportkapazitäten stehen allerdings nur für die Austausch- bzw. Kooperationsverträge mit den ausländischen Netzbetreibern zur Verfügung. Für einen separaten, zusätzlichen Einkauf von Regelernergie direkt bei ausländischen Kraftwerksbetreibern müssten zusätzliche Netzkapazitäten reserviert werden. Relativ einfach liesse sich in der Praxis Regelernergie in Italien beschaffen, zumal an dieser Grenze keine Netzenspässe bestehen.

Um bei Krisensituationen die Netzstabilität mindestens national aufrechtzuerhalten, ist eine vorwiegend inländische Beschaffung der Regelernergie von Vorteil. Je näher die Produktionskapazitäten bei den Verbrauchszentren liegen, desto eher kann der Netzbetreiber den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sicherstellen – fehlt es an lokalen Produktionsmitteln, ist der Ausgleich kaum mehr möglich. Allerdings ist nicht zwingend davon auszugehen, dass in der Praxis die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in jedem Fall entlang der Landesgrenzen erfolgen würde. Vielmehr könnten lokale oder regionale Ereignisse dazu führen, dass es beispielsweise in Süddeutschland und gleichzeitig der Nordschweiz zu einem Stromausfall kommt, während in der Südschweiz und auch Norditalien die Systemstabilität erhalten bleibt. Eine enge inländische Vernetzung der Produktions- und Verbrauchszentren kann einer solchen «Fragmentierung» entgegenwirken. Allerdings zeigt Abbildung 15, dass es im Schweizer Übertragungsnetz nicht zuletzt an Ost-West-Verbindungen mangelt.

Grosskraftwerke garantieren keine Autarkie — Die obigen Ausführungen illustrieren, dass die Schweizer Stromversorgung alles andere als autark ist. Die Schweiz ist, obschon sie meist Netto-Exporteur von Strom ist, keineswegs unabhängig vom europäischen Ausland. Zu stark ist sie in das europäische System integriert und zu stark sind auch die wirtschaftlichen Verflechtungen im Stromhandel. Und schliesslich ist die Schweiz auch bei der Bereitstellung von Regelernergie, also der kurzfristigen Sicherung der Systemstabilität, eng

Box 14: Stromabschaltungen statt Pflichtlager 1/2

Die Aufrechterhaltung der Systemstabilität durch den Netzbetreiber Swissgrid ist kurzfristiger Natur. Die Vorhaltung der Regel- bzw. Reserveleistung ist dazu da, Ungleichgewichte zwischen geplantem Angebot und Nachfrage zum Ausgleich zu bringen. Für die langfristige Deckung der Nachfrage sind dagegen die Versorger selber zuständig. Sie müssen ausreichend Strom produzieren oder einkaufen, um die Nachfrage zu bedienen. Die Beschaffung der Energie kann grundsätzlich auch im Ausland erfolgen. Der Netto-Import während der Wintermonate illustriert die tatsächliche Relevanz einer solchen Beschaffung im Ausland. Im Gegensatz zu den Öl- und Gasversorgern sind die Stromversorger allerdings nicht dazu verpflichtet, strategische Lager zu halten. In der Praxis erfolgt zwar eine indirekte Speicherung des Stroms in den Speicherseen. Allerdings existiert in der Schweiz keine Vorschrift, wonach die Speicherseen der Stromproduzenten im Sinne einer Pflichtlagerung wie beim Erdöl eine gewisse Füllung aufweisen müssen.

Dennoch gibt das Landesversorgungsgesetz (Art. 28) dem Bundesrat die Kompetenz für Eingriffe im Falle einer Stromknappheit. So können Vorschriften für die Verteilung und den Verbrauch, die Verminderung des Verbrauchs, aber auch die Beschränkung der Ausfuhr erlassen werden [vgl. HAUDENSCHILD 2005, S. 28]. ...

in den europäischen Kontext eingebunden. Die alleinige Erbringung solcher Dienste wäre nicht nur kostspielig, sondern würde zusätzliche Versorgungsrisiken mit sich bringen.

Auch der Bau von neuen Grosskraftwerken macht die Schweiz nicht unabhängig vom europäischen Ausland. Werden grosse Kraftwerke wegen Wartungsarbeiten oder Störungen vom Netz genommen, muss die Möglichkeit bestehen, Energie aus dem Ausland zu importieren. Das zeigte sich besonders deutlich im Jahr 2005, als das Land netto rund 6,4 TWh Strom importieren musste. In diesem Jahr sank die Stromproduktion der Kernkraftwerke um mehr als 13 Prozent auf 22 TWh (2004: 25 TWh), da das grösste Kernkraftwerk Leibstadt von April bis August 2005 stillstand [vgl. BFE 2006, S. 21]. Will man im Sinne einer totalen Unabhängigkeitsstrategie auf Importe verzichten, müsste der Schweizer Kraftwerkspark bedeutend grösser sein.

Box 14: Stromabschaltungen statt Pflichtlager 2/2

... Im Krisenfall könnte die sogenannte Verordnung über die Elektrizitätsbewirtschaftung (VEB) in Kraft gesetzt werden. Diese definiert entsprechende Massnahmen sowie Kompetenzen für das Volkswirtschaftsdepartement [vgl. BWL 2010, S. 3]. So wird definiert, wie und nach welchen Kriterien in Krisenzeiten – in denen über eine längere Zeitdauer zu wenige Kraftwerkskapazitäten verfügbar sind – die Verbraucher von der Stromversorgung abgeschaltet werden. Solche Abschaltungen erfolgen üblicherweise fallweise nach netzbetrieblichen Kriterien. Daneben könnten bestimmte Verwendungsverbote sowie Stromkontingentierungen für Grossverbraucher verordnet werden. Schliesslich wäre auch ein Verbot von Exporten theoretisch denkbar. Hierzu aber wäre faktisch eine Abtrennung des schweizerischen Netzes vom Ausland nötig. Ein solcher «Inselbetrieb» ist je nach Jahreszeit bzw. Füllungsgrad der Stauseen und tatsächlicher Verfügbarkeit des übrigen inländischen Kraftwerksparks für mehrere Wochen möglich. Während einer sehr trockenen Periode und wenn ein grösseres Kernkraftwerk aufgrund von Wartungsarbeiten nicht am Netz ist, dürfte sich die Dauer des Inselbetriebs jedoch massiv reduzieren. Allerdings ist eine solche Massnahme ohnehin nur für kurzzeitige Störungen sinnvoll. Ein effizienter Stromaustausch mit dem Ausland ist im Sinne der Versorgungssicherheit, da die kurzfristig anfallenden Über- oder Unterkapazitäten besser genutzt werden können. Dieser Aspekt ist der ursprüngliche Zweck des europäischen Verbundsystems. Anstelle des Exportverbots könnte im Rahmen von Krisenmassnahmen eine Reziprozitätsklausel zur Anwendung gelangen, wonach Exporte in jene Länder möglich sind, aus denen umgekehrt auch Importe möglich sind.

Erstens wären zusätzliche Kraftwerke nötig, die dann zum Einsatz kommen, wenn andere Grosskraftwerke für längere Zeit aufgrund von Wartungsarbeiten ausfallen. Und zweitens bräuchte die Schweiz zusätzliche Kraftwerke, welche ausreichend Energie für die Pumpspeicherwerke zur Verfügung stellen könnten. So wird beispielsweise die Pump- und Turbinenleistung des Axpo-Pumpspeicherwerks Linth-Limmern um je 1000 MW ausgebaut. Alleine für die Bereitstellung der hierzu nötigen Leistung bräuchte es ein separates Kernkraftwerk etwa in der Grösse von Gösgen. Die Beispiele illustrieren, dass in einem kleinen Land wie der Schweiz die Vorteile der tiefen Produktionskosten von Grosskraftwerken nur im internationalen Verbund genutzt werden können. Jede Versorgungsstrategie, die sich am Ziel der

Autarkie orientiert, ist entweder zum technischen Scheitern verurteilt oder aber schlicht zu teuer.

4.4 Formelle Integration im europäischen Markt

Aufgrund der engen faktischen Integration in den europäischen Markt stellen sich auch Fragen der formellen Integration. Die Schweiz und die EU nahmen 2007 bilaterale Verhandlungen über ein Stromabkommen auf. Ziel des Abkommens aus schweizerischer Sicht ist letztlich die Einbettung in den europäischen Strommarkt und zugleich die Erhaltung der Funktion als Drehscheibe und Transitland im Kontext des europäischen Stromhandels. Daneben strebt die Schweiz eine gegenseitige Anerkennung der Zertifikate für umweltfreundlich produzierten Strom an, was den Zugang zum Markt für «grünen Strom» in der EU öffnen würde.⁵⁴ Nachdem es zu keinem Vertragsabschluss gekommen war, kündigte der Bundesrat 2010 an, dass er das schweizerische Verhandlungsmandat an die aktuellen Rechtsentwicklungen in der EU anpassen möchte. Neu soll ein umfassenderes Energie-Abkommen zwischen der EU und der Schweiz angestrebt werden. Ein solches wäre zunächst auf den Strombereich und die erneuerbaren Energien begrenzt, in späteren Verhandlungen könnte es auf weitere Themen wie Energieeffizienz (Harmonisierung der Verbrauchsvorschriften für Elektrogeräte), die Beteiligung der Schweiz am Strategieplan für Energietechnologien und am Energieinfrastrukturpaket der EU oder die Integration der Schweiz in die EU-Krisenbewältigungsmechanismen bei der Gasversorgung ausgedehnt werden.⁵⁵ Die Folgen einer Ausweitung des Verhandlungsmandats sind aus heutiger Optik unsicher. Letztlich stellt sich die Frage, welche (neuen) europäischen Regelungen im Strom- und Gasmarkt und welche Zielsetzungen und Massnahmen bei der Klimapolitik übernommen werden müssten. In einer übergeordneten und längerfristigen Betrachtung stellt sich ausserdem die Frage, wie die Institution der bilateralen Verträge zwischen der EU und der Schweiz weitergeführt bzw. weiterentwickelt wird.

Strommarkt: Problem der Langfristverträge — Im Bereich des Elektrizitätsmarktes hat die Schweiz mit dem Stromversorgungsgesetz und der damit eingeleiteten Liberalisierung bereits weitgehend europakompatible Grundlagen geschaffen. Zentrale Aspekte sind dabei die Markttöffnung sowie die Bildung der rechtlich eigenständigen Übertragungsnetzgesellschaft Swissgrid. Bisher stellte vor allem die Existenz langfristiger Bezugsverträge mit Frankreich die zentrale Hürde für den Abschluss eines Stromabkommens dar. Die Schweizer Verhandlungen zielten darauf ab, dass diese Verträge möglichst lange Bestand haben, obschon sie mit den Strommarkt- bzw. Wettbewerbsregeln in Europa grundsätzlich nicht vereinbar sind. Im Inland wurde das Festhalten an den Langfristverträgen lange mit Argumenten der Versorgungssicherheit und günstigeren Preisen gerechtfertigt. Bei genauerer Betrachtung muss das Gewicht dieser Aspekte allerdings stark relativiert werden, vielmehr wirken die Verträge marktabschottend und damit wettbewerbsbehindernd [vgl. Box 15].

Unter diesem Aspekt ist nicht davon auszugehen, dass Europa im Rahmen eines bilateralen Abkommens dem weiteren Bestand der Langfristverträge zustimmen wird. Schliesslich zielen auch die inzwischen eingeleiteten gesetzlichen Veränderungen in Europa (drittes Energiebinnenmarktpaket) auf eine Verschärfung des Wettbewerbs. Der neue Rechtsrahmen, der bis 2011 umgesetzt werden soll, könnte auch Anpassungsbedarf für das schweizerische Recht mit sich bringen. Zum einen müsste der Regulator in der Schweiz mit weitergehenden Kompetenzen ausgerüstet werden. Zum anderen wäre eine Anpassung der Governance von Swissgrid nötig, um den neuen Unabhängigkeitsanforderungen der EU gerecht zu werden. Hierfür müssten sich die Schweizer Stromproduzenten entweder von der Mehrheit an den Swissgrid-Aktien trennen (Modell Ownership Unbundling, OU), oder aber es müssten bedeutend striktere Entflechtungsregelungen auf organisatorischer bzw. personeller Ebene umgesetzt werden (Modell Independent Transmission Operator, ITO). Das letztere Modell geht in jedem Fall mit einer deutlich

Box 15: Langfristige Bezugsverträge 1/2

Aufgrund der langfristigen Strom-Bezugsverträge mit Investitionscharakter kann die Schweiz seit rund 20 Jahren günstigen Strom aus französischen Kernkraftwerken beziehen. Dabei handelt es sich um ein jährliches Volumen von rund 20 TWh. Sowohl aus technischer als auch 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. Dass die Verträge allerdings noch so lange Bestand haben, ist keineswegs sicher. Denn sie lassen sich kaum mit den Markt- bzw. Wettbewerbsregeln der EU vereinbaren. Problematisch ist dabei weniger der langfristige Charakter des Bezugsvertrages per se, sondern vielmehr die damit einhergehende exklusive Benützung der grenzüberschreitenden Leitungsnetze. Diese Kapazitäten werden im liberalisierten Markt – sofern sie eben knapp sind – durch eine entsprechende Auktion an den Meistbietenden vergeben. Die Erträge aus den Auktionen werden grundsätzlich hälftig zwischen den beteiligten Staaten aufgeteilt und sollen in erster Linie für Massnahmen zur Behebung des Engpasses eingesetzt werden. Dazu gehört insbesondere der Ausbau der Leitungskapazität. Können solche Ausbaumassnahmen nicht oder nur verzögert durchgeführt werden, werden die Erträge zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes eingesetzt (Art. 17.5c StromVG). Das heisst, sie werden zur Senkung der Netznutzungsgebühren verwendet – wovon die Stromverbraucher direkt profitieren würden. ...

höheren Dichte an Regulierungen und Vorschriften für die Governance des Netzbetreibers einher.

Der bisher nicht zustande gekommene Abschluss der bilateralen Verhandlungen im Strombereich beeinträchtigt jedoch die internationale Zusammenarbeit, nicht zuletzt in dem für die Schweiz als Transitland zentralen Bereich der Übertragungsnetze. Die Schweizer Netzgesellschaft Swissgrid ist auf eine enge Zusammenarbeit mit benachbarten Netzbetreibern angewiesen. Eine solche wurde insbesondere durch die Vollmitgliedschaft der Schweiz bei den relevanten internationalen Organen erleichtert. Im Vorfeld des dritten Energiebinnenmarktpakets wurde in der EU aber eine neue Netzbetreiberorganisation geschaffen. Die in Brüssel ansässige und eng an die Institutionen der EU

Box 15: Langfristige Bezugsverträge 2/2

... Aus schweizerischer Perspektive sind die Langfristverträge vor allem für die daran beteiligten Stromunternehmen attraktiv, zumal sie faktisch so etwas wie eine exklusive Importlizenz darstellen. Aus technischer Sicht sind sie dagegen weit weniger relevant [vgl. auch PLAUT ECONOMICS UND CONSENTEC 2006, S. 52]. Schliesslich findet die Produktion in Frankreich statt und trägt damit wenig zur Systemstabilität in der Schweizer Regelzone bei. Ob der dort produzierte Strom physikalisch tatsächlich in die Schweiz fliesst, ist unklar und wird weniger durch vertragliche als durch physikalische Gegebenheiten im Übertragungsnetz bestimmt. Faktisch dürfte ohnehin der grösste Teil des Importstroms aus Deutschland stammen. Ausserdem könnten sich die französischen Betreiber vorbehalten, den Strom in Krisenzeiten für eigene Zwecke zu verwenden – was z.T. auch in den Langfristverträgen festgelegt wurde. Auch ist nicht davon auszugehen, dass in einem liberalisierten Markt die exklusiven Importrechte den Grosshandelspreis in der Schweiz beeinflussen. Eine positive Auktionsgebühr entsteht erst dann, wenn an der Grenze ein Engpass besteht. Und das ist vor allem im Winter der Fall, wenn die Schweiz vermehrt Strom importiert und gleichzeitig das inländische Preisniveau auf das italienische steigt [vgl. Abb. 11]. Der Engpass ist dann das Resultat des Preisunterschiedes – schliesslich lohnen sich sowohl für die Schweiz als auch Italien die Importe. Die Langfristverträge verhindern in einem funktionierenden Markt nicht den Preisunterschied. Hingegen stellen sie ein attraktives Recht für die Vereinnahmung der Auktionsgebühren dar. Nur wenn die Importeure den Strom zu den tatsächlichen (günstigen) Gestehungskosten an die Verbraucher weitergeben, profitieren auch diese von diesem finanziellen Vorteil. Im liberalisierten Markt aber sollten sich die Preise für die Endverbraucher weniger an den Gestehungskosten, sondern vermehrt an den Preisen im Grosshandel orientieren.

angelehnte ENTSO-E löste bisherige internationale Gremien wie die UCTE⁵⁶ oder die ETSO (European Transmission System Operators) ab und vertritt neu die Netzbetreiber gegenüber der Kommission sowie einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. ENTSO-E koordiniert Schlüsselbereiche wie die Entwicklung technischer und marktbezogener Netzcodes, den Systembetrieb oder auch die Netzentwicklung. Swissgrid, welche bereits UCTE- und ETSO-Mitglied war, nimmt nun die Schweizer Interessen bei ENTSO-E wahr. Weil jedoch die bilateralen Verhandlungen nicht abgeschlossen sind, ist eine volle Teilnahme von Swissgrid in der neuen Institution

nicht möglich. Ein ähnliches Problem besteht bei der Regulierungsagentur ACER. Auch hier hat die Schweiz ohne den Abschluss der bilateralen Verhandlungen keine entsprechende Mitsprache [vgl. auch SCHMID-SUTTER 2010, S. 23]. Die tatsächlichen Auswirkungen der mangelnden Mitsprache sind schwer zu beurteilen. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Entscheidungen von ENTSO-E und ACER Auswirkungen sowohl auf die ökonomischen Interessen als auch die Sicherheit der Versorgung der Staaten im europäischen Stromverbund haben. Aufgrund der dargestellten engen Vernetzung im europäischen Kontext hat die Schweiz in jedem Fall ein Interesse, die Entscheidungen der beiden Institutionen mitzugestalten.

Mögliche Gasmarktöffnung — Weit bedeutender könnten die Auswirkungen des Abschlusses eines bilateralen Energieabkommens auf den schweizerischen Gasmarkt sein. Dieser ist formell noch nicht liberalisiert. Zwar garantieren das bestehende Rohrleitungsnetz sowie Branchenstandards Verbrauchern entsprechende Durchleitungsrechte und damit Direktimportmöglichkeiten, doch bestehen in der Praxis Differenzen zwischen den Verbrauchern und der Gasbranche. Uneinigkeit herrscht insbesondere hinsichtlich der Bedingungen bei der Netznutzung. Aus diesem Grund haben grosse Verbraucher bereits 2008 eine Klage beim Bundesamt für Energie (BFE) gegen die Betreiber von drei Netzebenen eingereicht [vgl. NZZ 2010m, s. 13]. Gemäss Art. 13 Abs. 2 des Rohrleitungsgesetzes ist das BFE im Falle von Streitigkeiten bei der Durchleitung zuständig. Bemängelt wurden in der Klage nicht nur die Höhe des Entgelts und die Berechnungsmodalitäten, sondern auch das Fehlen eines Systems für Ausgleichsenergie, welche kurzzeitige Unterschiede zwischen Einspeisung und Verbrauch ausbalanciert. Das Rohrleitungsgesetz betrifft jedoch nur Leitungen mit einem Druck von über fünf Bar, Leitungen mit geringerem Druck unterstehen der Aufsicht der Kantone. Daher wird von der Gaswirtschaft die Zuständigkeit des BFE im Niederdruckbereich angezweifelt. Das BFE umgekehrt argumentiert, dass der Durchleitungsanspruch vereitelt würde, wenn er nicht für den Hoch- und Niederdruckbereich und damit den letzten Abschnitt

gegeben ist. Aufgrund der mangelhaften spezialgesetzlichen Grundlage könnte insbesondere im Niederdruckbereich alternativ das Kartellgesetz eine Basis für die Marktöffnung bieten. Allerdings zeigen die internationalen Erfahrungen sowie die Evidenz aus anderen Netzsektoren wie Strom und Telekom, dass sich hierzu das Kartellgesetz nur begrenzt eignet, zumal dieses bzw. die allgemeine Wettbewerbsbehörde die Frage der Netzpreisregulierung sowie der technischen Bedingungen der Durchleitung kaum befriedigend lösen kann.

Das Interesse an der Durchleitung und dem Direktimport könnte künftig allerdings zunehmen. Grosse Verbraucher, aber auch Versorgungsunternehmen haben vermehrt Anreize, ihren Bedarf direkt am Spotmarkt zu decken. Weitere Auseinandersetzungen über die Durchleitung sind daher zu erwarten. In diesem Kontext nimmt auch der Druck innerhalb der Schweiz zu, detailliertere und womöglich gesetzliche Grundlagen für eine Öffnung des Gasmarktes und insbesondere die Bedingungen der Durchleitung zu schaffen. Ein bilaterales Energieabkommen mit der EU könnte diesen Prozess beschleunigen. Eine Harmonisierung der Schweizer Gesetzesgrundlagen mit den EU-Vorschriften würde – in Anlehnung an die Vorgaben im Stromsektor – eine Entflechtung von Beschaffung und Vertrieb einerseits und dem Transport andererseits voraussetzen. Daneben müsste eine unabhängige Regulierungsbehörde den Netzzugang sicherstellen und die entsprechenden Tarife überwachen. Schliesslich müsste eine formelle Marktöffnung für Grosskunden erfolgen [vgl. PREVIDOLI 2010, S. 25–27].

Angesichts der im Moment relativ geringen Bedeutung von Gas im schweizerischen Energiemix sowie der Konkurrenz durch alternative Heiztechnologien sind solche Massnahmen im Vergleich zu ihrem volkswirtschaftlichen Nutzen aufwändig und kostspielig. Insofern stellt sich die Frage, ob und wie eine all-fällige Annäherung an die EU-Standards in pragmatischerer Weise vollzogen werden könnte, als dies im Strommarkt geschehen ist. Da der Schweizer Gasmarkt relativ klein ist, dürfte das Interesse der EU in diesem Bereich ohnehin eher gering sein. Dennoch wird die Schweiz wohl nicht um eine weitere Öff-

nung des Gasmarktes herumkommen. Die Auseinandersetzungen zwischen der Gasbranche und den Verbrauchern illustrieren, dass die geltenden Grundlagen und Vereinbarungen kaum befriedigend sind. Sollte zudem Erdgas künftig eine bedeutendere Rolle bei der schweizerischen Stromproduktion spielen, so nähme die Notwendigkeit einer konsequenteren Gasmarktöffnung und eine Übernahme von EU-Regelungen wohl stärker zu.

Übernahme klimapolitischer Ziele — Neben den Fragen zur Marktintegration bei Gas und Strom ist vor allem die mögliche Übernahme klimapolitischer Zielsetzungen von Bedeutung. Die EU definierte als Zielwert für das Jahr 2020 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 20 Prozent. Daneben soll die Energieeffizienz um 20 Prozent steigen und der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch auf 20 Prozent angehoben werden. Die Erreichung dieser Werte stellt für die Schweiz grundsätzlich keine unüberwindbare Hürde dar. Erstens zeichnet sich ab, dass sich die Schweiz bei ihren CO₂-Reduktionszielen ohnehin an der EU orientiert. Und zweitens hat sie gerade bei den neuen erneuerbaren Energien eine gute Ausgangsposition: Ihr Anteil am gesamten Energieverbrauch macht – nicht zuletzt wegen der Wasserkraft bei der Elektrizitätsproduktion – bereits 19 Prozent aus. Gemäss den europäischen Regeln zur Umsetzung (RES-Richtlinie) gelten die aggregierten Zielwerte jedoch nicht in gleichem Ausmass für alle Mitgliedstaaten. Vielmehr findet für jedes Land eine Formel Anwendung, die auch die Wirtschaftsleistung (BIP) sowie bisherige Leistungen berücksichtigt. Während die Schweiz am ehesten bei der Energieeffizienz von ihren bisherigen Leistungen profitieren kann, dürfte sich eine Berücksichtigung des BIP bei den Zielen für die neuen erneuerbaren Energien nachteilig niederschlagen. Für die Schweiz könnte ein deutlich höherer Zielwert resultieren. Schätzungen der Energiebranche beziffern diesen auf etwa 30 Prozent.⁵⁷

Ausgehend davon, dass in der Schweiz das Ausbaupotenzial bei der Wasser-, aber auch der Windkraft begrenzt ist, dürfte die Erreichung eines solchen

Zielwertes durch Massnahmen im Inland mit bedeutenden Kosten verbunden sein [vgl. Kapitel 6.4]. Allerdings lässt die RES-Richtlinie grundsätzlich eine internationale Zusammenarbeit zu, so dass auch Massnahmen im Ausland angerechnet werden können [vgl. Richtlinie 2009/28/EG, Artikel 6–9]. Daneben ist nicht sicher, ob die Schweiz im Rahmen eines bilateralen Abkommens in jedem Fall Zielwerte übernehmen müsste, die mit dem BIP gewichtet werden. Schliesslich ist sie kein EU-Mitgliedstaat. Vielmehr könnte argumentiert werden, dass sich die Schweiz als Vertragspartner analoge Ziele setzt wie die EU als Ganze. Und schliesslich stellt sich die Frage, welche Interessen die EU bei den Verhandlungen mit der Schweiz tatsächlich verfolgt. Letztlich muss nicht unbedingt davon ausgegangen werden, dass die EU der Schweiz bloss hohe Kosten aufbürden möchte. Im Gegensatz zu Markttöffnung und -integration (vor allem beim Strom) dürften die wirtschaftlichen Interessen Europas bei der Definition der klimapolitischen Ziele weniger ausgeprägt sein. Der Verhandlungsspielraum ist daher eher grösser.

4.5 Risiken der Schweizer Energieversorgung – ein Fazit

Die Schweiz ist alles andere als unabhängig vom Ausland. Eine Analyse der Sicherheit der Versorgung muss daher zwingend auch den internationalen Kontext berücksichtigen. Abbildung 16 kombiniert die Erkenntnisse aus den Kapiteln 3 sowie 4.1 bis 4.3 und gibt eine Übersicht über die Risiken der Schweizer Energieversorgung. Die Grafik weist – wie für Risikobeurteilungen üblich – zwei zentrale Dimensionen aus. Während die vertikale Dimension grob zwischen einer hohen bzw. eher geringen Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses unterscheidet, gibt die horizontale Achse einen Hinweis auf den Schaden. Durch die farbliche Unterscheidung wird ausserdem eine dritte Dimension abgebildet, welche zwischen einem Mangel an Produktion/Förderung und Störungen bei der Transport- bzw. Netzlogistik unterscheidet. Darüber hinaus werden nationale/lokale Ereignisse separat gekennzeichnet.

Besonders heikel ist aus ökonomischer Sicht die Klassifizierung des Schadens. Vereinfachend wird in der Grafik angenommen, dass der Impact weniger bedeutend ist, wenn eine Angebotskontraktion «lediglich» zu einem Preisanstieg führt. Damit allerdings ist noch keine eigentliche physische Mangellage verbunden – der Markt sorgt nach wie vor für ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage, allerdings auf einem deutlich höheren Preisniveau. Die beiden Erdölkrisen der 1970er Jahre sind Beispiele für eine solche Situation [vgl. Kapitel 2]. Weit bedeutender ist die Angebotskontraktion, sobald daraus eine «echte» physische Mangellage resultiert. Wann genau der Übergang zu dieser Mangellage stattfindet, lässt sich jedoch kaum definieren, zumal auch eine solche Situation mit einem Preisanstieg einhergeht – beispielsweise würden nur noch geringe Mengen eines Energieträgers auf dem Schwarzmarkt zu Höchstpreisen gehandelt. Dennoch kann etwas pauschal davon ausgegangen werden, dass es Situationen gibt, in denen der Markt Angebot und Nachfrage nicht mehr über den Preismechanismus alleine ins Gleichgewicht bringen kann.

Unterbrechung der nationalen Transportinfrastruktur (Ö_I, G_I, E_I) —

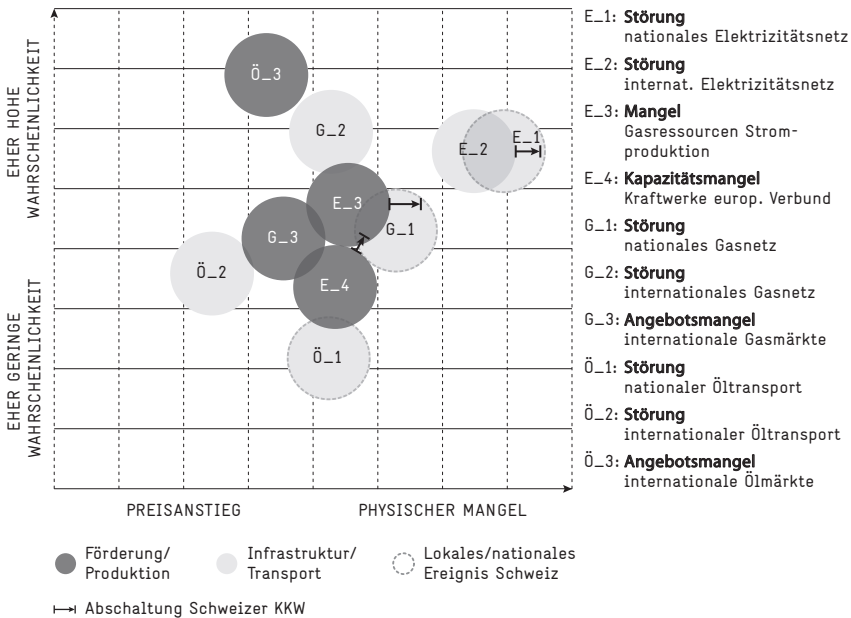
Zu einer solchen physischen Unterbrechung der Energieversorgung kann es bei Störungen der lokalen bzw. nationalen Transportinfrastruktur kommen. Besonders anfällig ist die Versorgung dann, wenn die Import- bzw. Lieferlogistik i) wenig diversifiziert ist und wenn sie ii) auf einer festen und damit wenig flexiblen Infrastruktur beruht, also insbesondere einem Netz. Störungen durch lokale Naturereignisse oder terroristische Anschläge vermögen dann die nationale Versorgung empfindlich zu beeinträchtigen. Die Beurteilung der Stabilität der Transportinfrastruktur lehnt sich damit etwas vereinfachend am sogenannten N-I-Kriterium an. Danach muss die Versorgung auch dann noch stabil sein, wenn eine wichtige Komponente im Transportsystem (z.B. eine wichtige Leitung) ausfällt.

Im Schweizer Kontext ist das Risiko eines Lieferausfalls beim *Erdöl* aufgrund einer solchen lokalen Beeinträchtigung relativ gering (Ö_I). Öl wird auf un-

terschiedliche Arten und auf verschiedenen Transportrouten in die Schweiz importiert. Die Schweiz wird über drei Pipelines sowie den Fluss-, Schienen- und Strassenweg mit Rohöl und Fertigprodukten beliefert [vgl. Kapitel 4.1]. Lokale Beeinträchtigungen könnten einerseits über die alternativen Transportrouten ausgeglichen werden. Andererseits bestehen im Inland sowohl kommerzielle Lager als auch Pflichtlager, die einen mehrmonatigen vollständigen Lieferausfall kompensieren könnten. Dies würde ausreichend zeitlichen Spielraum schaffen, um eine geborstene Pipeline zu reparieren oder alternative Importrouten auszubauen. Höhere Versorgungsrisiken bestehen dagegen im Zusammenhang mit der Lieferlogistik beim *Erdgas*, welches ausschliesslich über ein Pipelinesystem in die Schweiz gelangt (G_1). Zwar erfolgt der Gasimport heute über elf Einspeisestellen, doch werden rund 80 Prozent der gesamten Importe über die TENP abgewickelt, welche in das schweizerische Transitgassystem mündet. Ein Ausfall dieser grosskalibrigen Pipeline könnte kaum adäquat durch Mehrimporte bei den kleineren Einspeisestellen kompensiert werden. Theoretisch wäre dagegen ein Gasimport aus dem Süden über das Transitgassystem möglich. Doch wickelt heute Italien einen bedeutenden Anteil seiner Importe über diese Pipeline ab, so dass dem Land seinerseits Versorgungsengpässe drohen. Zudem verfügt die Schweiz nicht über Gaspflichtlager. Nur partiell (ca. 40 Prozent) können umstellbare Kunden Öl statt Gas verwenden. Für die restlichen 60 Prozent der Gasverbraucher käme es zum Versorgungsengpass.

Komplexer ist die Beurteilung von Versorgungsrisiken im Zusammenhang mit den Transportnetzen bei der *Elektrizität*. Zum einen können inländische Unterbrüche bei den Übertragungsnetzen auch Auswirkungen auf das ausländische System haben. Dasselbe gilt natürlich auch umgekehrt, selbst wenn es sich bei der betroffenen Leitung nicht um eine explizite Transitleitung in die Schweiz handelt [vgl. Kapitel 4.3]. Das tatsächliche Risiko von Störungen und Unterbrechungen im inländischen System, welche zu grossflächigen Stromausfällen führen könnten, muss als relevant eingeschätzt werden (E_1).

Abb. 16: Risiken für die Schweizer Energieversorgung – eine Kategorisierung



Effektive Versorgungsausfälle entstehen in erster Linie im Zusammenhang mit Unterbrechungen bei den Netzinfrastrukturen. Das Risiko eines Versorgungsausfalls ist daher bei Gas und Strom höher als beim Öl. Der in der Grafik zur Vereinfachung unterstellte Übergang von der Situation eines mangelbedingten Preisanstiegs zum tatsächlichen physischen Ausfall ist in der Praxis jedoch meist unscharf. So geht vor allem der Angebotsmangel in jedem Fall mit (noch) höheren Preisen einher – womöglich wird die vermeintlich fehlende Energie auf einem Schwarzmarkt gehandelt.

Quelle: Avenir Suisse

Das bestehende Übertragungsnetz ist im Schnitt mehr als 40 Jahre alt [vgl. SWISSGRID 2010, S. 8]. Ausserdem bestehen im Inland offensichtliche Schwachstellen. Insbesondere mangelt es auf der Hochspannungsebene an Ost-West-Verbindungen. Mit dem steigenden internationalen Handelsvolumen sowie der zunehmenden Einspeisung volatiler Produktion nimmt gleichzeitig die Belastung des Netzes zu. Entsprechend gross ist der Aus- und Ersatzbedarf. Der Schweizer Netzbetreiber beziffert diesen auf rund 6 Mrd. CHF bis 2020 – davon entfallen 1,5 Mrd. auf den Netzausbau und 4,5 auf Erneuerungen [vgl. nzz 2010g, S. 31]. Ob die Investitionen in das Netz in nützlicher Frist vorgenommen werden können, ist aufgrund von Einsparungen, politischer Opposition gegen einzelne Projekte und der langwierigen Bewilligungsverfahren unsicher. Zudem muss auch die Finanzierung der nötigen Investitionen sichergestellt werden.

Unterbrechung internationaler Transportinfrastrukturen (Ö₂, G₂, E₂) —

Das Risiko von physischen Ausfällen bei der Energieversorgung in der Schweiz ist im Falle von Störungen der internationalen Transportwege etwas geringer, zumal in der Regel alternative Frachtrouten möglich sind. Mit anderen Worten: Das «N-1-Kriterium» ist mit höherer Wahrscheinlichkeit erfüllt als im nationalen Kontext. Das gilt insbesondere beim *Erdöl*, welches in erster Linie auf dem Seeweg transportiert wird (Ö₂). Ausweichrouten gehen zwar mit höheren Frachtkosten und damit höheren Ölpreisen einher, allerdings ist damit kaum ein physischer Versorgungsengpass verbunden [vgl. Box 5]. Geht man ausserdem davon aus, dass Störungen im Zusammenhang mit internationalen Konflikten zeitlich begrenzt sind, dann bieten strategische Lager [vgl. Box 11] ausreichend Schutz vor einem Versorgungsengpass.

Bedeutend höher ist dagegen die Wahrscheinlichkeit von Lieferunterbrüchen beim *Erdgas*, zumal dieses in erster Linie über ein Pipelinennetz nach Europa und in die Schweiz gelangt (G₂). Im Falle von Störungen im fixen Pipelinennetz sind alternative Transportrouten weniger einfach verfügbar. Das gilt

insbesondere deshalb, weil Europa noch über beschränkte LNG-Terminal-Kapazitäten verfügt, die eine Alternative darstellen. Ausserdem verfügen Europa und auch die Schweiz – im Gegensatz zum Erdöl – über relativ geringe strategische Lager, die kurzfristige Lieferengpässe ausgleichen könnten [vgl. Box 8 und 12]. Die zentrale Bedeutung des Pipelinesetzes besteht nicht zuletzt aufgrund der hohen und mit hoher Wahrscheinlichkeit anhaltenden Importabhängigkeit Europas von Russland. Importe aus dem Osten werden bisher im Wesentlichen über zwei Pipelines (Brotherhood, Yamal) abgewickelt. Regionale Ereignisse wie z.B. Terroranschläge oder Naturkatastrophen können daher signifikante Transport- bzw. Importkapazitäten ausfallen lassen. Daneben können auch bilaterale wirtschaftliche oder militärische Konflikte zwischen Liefer-, Abnehmer- und Transitstaaten die Versorgung beeinträchtigen. Darüber hinaus sind heute die wichtigsten Ost-West-Transportpipelines in der Hand eines Anbieters, nämlich Gazproms. Die Versorgung Europas (und damit auch der Schweiz) hängt in bedeutendem Ausmass von diesem Unternehmen ab. Die Verhandlungsmacht von Gazprom geht in erster Linie mit einem wirtschaftlichen Risiko einher. Kurzfristig können europäische Abnehmer das russische Gas nur begrenzt substituieren, so dass Gazprom über einen relativ hohen Preissetzungsspielraum verfügt. Damit einher geht aber nur beschränkt ein Gaslieferungs-Ausfall-Risiko. Schliesslich hat das Unternehmen aus wirtschaftlichen Gründen ein vitales Interesse an den Exporten. Allerdings gilt auch, dass Gazprom im Wesentlichen ein staatlches Unternehmen ist, das im Krisenfall zweifelsohne nach politischen Gesichtspunkten agiert. Die inzwischen projektierten und initiierten neuen Ost-West-Transportrouten wie Nord und South Stream sowie Nabucco verringern daher die Versorgungsrisiken nur partiell. Sie reduzieren die Macht der Transitländer wie Ukraine und Weissrussland sowie das Risiko von Beeinträchtigungen durch lokale oder regionale Terror-, Konflikt- oder Naturereignisse. Ob dagegen die zentrale Stellung von Gazprom gebrochen wird, bleibt abzuwarten. Einerseits sind die beiden Projekte Nord und South Stream in der Hand von Gazprom. Andererseits ist unklar, welche anderen

Pipelines tatsächlich gebaut werden, zumal nicht sicher ist, ob ausreichend Gas für alle Projekte zur Verfügung stünde.

Besonders ausgeprägt ist das Risiko von Versorgungsausfällen aufgrund von Störungen im internationalen *Stromnetz*. Dabei muss es sich nicht um den Unterbruch von Leitungen handeln, die explizit den Stromimport in die Schweizer Regelzone hinein sicherstellen. Beliebige Ausfälle im europäischen Verbundnetz können kaskadenartig die Systemstabilität einer ganzen Reihe von Ländern beeinträchtigen, auch jene der Schweiz (E_2). Diverse Vorfälle in der Vergangenheit illustrieren grenzüberschreitende Auswirkungen von Leitungsausfällen [vgl. Kapitel 4.3]. Die Wahrscheinlichkeit solcher Zwischenfälle dürfte in Zukunft eher ansteigen: Sowohl die Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels als auch die vermehrte Nutzung von Windenergie führen dazu, dass ein immer grösser werdender Teil der Stromgewinnung weit abseits von Verbrauchszentren erfolgt. Der wachsende Transportbedarf führt nicht nur zu einer stärkeren Belastung der Übertragungsnetze. Unterbrechungen von Transportleitungen haben ausserdem weit bedeutendere Folgen als in einem System, wo Produktion und Verbrauch nahe beisammen liegen. Eine physische Trennung der produzierenden und der konsumierenden Region bringt beide Systeme aus dem Gleichgewicht, zumal in beiden Regionen Angebot und Nachfrage im Netz nicht mehr ausgeglichen sind. Das Risiko von solchen Stromausfällen nimmt tendenziell ab, wenn innerhalb einer Regelzone (also der Schweiz) eigene Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen, die kurzfristig in der Lage sind, mindestens regional einen Ausgleich sicherzustellen.

Verknappung an den internationalen Rohstoffmärkten (Ö_3, G_3) — Neben Unterbrüchen in der Zulieferlogistik kann auch eine Energie-Angebotsverknappung am Markt zu einem Lieferausfall bzw. steigenden Preisen führen. Eine Kontraktion des Angebots auf den weltweiten bzw. europäischen Märkten kann unterschiedliche Gründe haben. So ist neben der «künstlichen» Angebotsreduktion durch ein Anbieterkartell auch eine Verknappung aufgrund

sinkender Förder- bzw. Produktionskapazitäten denkbar. Gleiche Auswirkungen hat eine Situation, in der eine konstante oder nur leicht anwachsende Förderung bzw. Produktion mit der anhaltend stark steigenden weltweiten Nachfrage nicht mithalten kann. Die Versorgung der Schweiz ist durch solche Ereignisse an den internationalen Märkten direkt betroffen. In erster Linie übersetzen sich die Angebotsverknappungen in höhere Energiepreise, in zweiter Linie könnte damit auch ein Lieferunterbruch verbunden sein.

Sowohl die Erdölkrisen der 1970er Jahre als auch die jüngste Preishaussse 2007/2008 illustrieren, dass beim *Erdöl* Knappheitserscheinungen am Markt mit einer relativ hohen Wahrscheinlichkeit eintreten können. Bisher allerdings handelte es sich nicht um physische Lieferausfälle, die einen Versorgungsengpass implizierten. Vielmehr sorgte ein steigender Preis für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Markt. Ähnliche temporäre Preishaussen sind auch in Zukunft wahrscheinlich, insbesondere während Perioden einer starken konjunkturellen Entwicklung. Trifft die steigende und relativ unelastische Nachfrage auf ein kurzfristig wenig elastisches Angebot, resultieren massive und möglicherweise sprunghafte Preissteigerungen (Ö₂) – ähnlich wie dies 2007/2008 der Fall war. Massive und nachhaltige Preisanstiege, die alleine durch eine zunehmende Kartellmacht der Opec verursacht werden, sind dagegen weniger wahrscheinlich – zu gross wären die Abweichungsanreize einzelner Förderländer. Mittel- bis längerfristig könnte sich hingegen der Mangel an Investitionen in die Produktions- bzw. Förderkapazitäten in einem Versorgungsrisiko niederschlagen. Zwar gehen mit steigenden Preisen durchaus Investitionsanreize einher. Doch in der Praxis werden diese nicht zuletzt durch die zunehmende Verstaatlichung im Sektor unterminiert [vgl. Kapitel 3.2]. Die Situation könnte dadurch verschärft werden, dass gleichzeitig westliche private Ölförderunternehmen, die vermehrt auf unkonventionelle Reserven angewiesen sind, an der Exploration gehindert werden. Nach der Ölkatastrophe im Golf von Mexiko 2010 könnte die politische Akzeptanz für Offshore- und insbesondere Tiefsee-

bohrungen eher abnehmen. Zwar ist nicht davon auszugehen, dass solche künftig gänzlich verboten werden, doch sind mit höheren Sicherheitsanforderungen auch höhere Kosten verbunden, die sich bei der Preisbildung am Markt niederschlagen könnten. Ob im Verlaufe der nächsten 10 bis 30 Jahren physische Engpässe bei der Erdölversorgung entstehen, ist in diesem Kontext schwer abzuschätzen. Vieles spricht dafür, dass der Markt über den Preismechanismus zu einem Ausgleich führen kann. Schliesslich stellt ein Mangel an Investitionen bei der Ölförderung kein überraschendes Ereignis dar. Vielmehr können die Marktteilnehmer diese Entwicklung beobachten und sich darauf einstellen. So implizieren die mit einer zunehmenden Angebotsverknappung einhergehenden Preissteigerungen vermehrt Anreize zur Substitution von Öl durch Gas oder auch Elektrizität. Dennoch könnten die ausbleibenden Investitionen in die Produktionskapazitäten auch in der kurzen Frist unerwünschte Effekte zeitigen. So nimmt die oben dargestellte Gefahr eines sprunghaften Preisanstiegs während einer Periode mit hoher Ölnachfrage zu, da die fehlenden Möglichkeiten einer raschen und bedeutenden Produktionsausweitung das Angebot kurzfristig unelastisch machen.

Die vielversprechenden Funde von unkonventionellen Vorkommen lassen vermuten, dass ein weltweiter Angebotsmangel beim *Erdgas* vorerst unwahrscheinlich ist. Vielmehr ist heute bereits von einer «Gas-Bubble» und Überkapazitäten bei Produktion und Transport die Rede [vgl. Kapitel 3.3]. Die regionalen Gegebenheiten können allerdings – mindestens temporär – von der weltweiten Situation abweichen. Eine signifikante Angebotsreduktion auf dem europäischen Markt und damit einhergehende Preissteigerungen sind ein durchaus realistisches Szenario (G_3). So ist nicht damit zu rechnen, dass die Förderung von unkonventionellem Gas in Europa in absehbarer Zeit signifikant sein und die bestehenden Importabhängigkeiten fundamental verändern wird [vgl. Kapitel 3.3]. Die Importe kommen vorderhand vor allem aus dem Osten, wobei Russland als Lieferant die höchste Bedeutung hat. Das impliziert zwei Risiken. Erstens besteht – trotz dem unkonventionellen Gas – ein gewisser Grad an

Marktmacht und Preissetzungsspielraum auf Seiten Russlands. Dies wird sich insbesondere dann manifestieren, wenn im Zuge einer stärkeren Wirtschaftsentwicklung die weltweite Gasnachfrage deutlich ansteigt. Und zweitens stellt sich die Frage, ob Russland hinreichende Investitionen zur Aufrechterhaltung oder gar Erhöhung seiner Förderkapazitäten vornimmt. Falls sich abzeichnet, dass diese Investitionen ausbleiben, müsste Europa frühzeitig den Ausbau alternativer Transport- bzw. Importinfrastrukturen vorantreiben.

Fehlende Stromproduktion im europäischen Verbund (E_3, E_4) — Der bedeutende internationale Stromaustausch impliziert, dass die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten nicht länderspezifisch, sondern im europäischen Kontext analysiert werden muss. Diese aggregierte Betrachtung klammert die technischen Risiken eines vermehrten internationalen Handels aus. Solche Risiken sind aber insbesondere mit Fragen des Netzes bzw. der Infrastruktur verknüpft, weshalb es methodisch sinnvoll ist, diese separat zu analysieren (E_2). Ein Mangel an Stromproduktion im gesamteuropäischen Kontext kann im Wesentlichen auf zwei Gründe zurückzuführen sein: Es fehlt an Kraftwerkskapazitäten (E_4), oder es fehlt an Brennstoffen – insbesondere Gas – für deren Betrieb (E_3). Ein allgemeiner Mangel an Kraftwerkskapazitäten ist nicht auszuschliessen, aber nicht sehr wahrscheinlich. Die Analyse in Kapitel 3.4 zeigt, dass die hohen Strompreise in Europa durchaus Anreize für neue Investitionen geben. Sollte sich dennoch ein Mangel von Kraftwerkskapazitäten abzeichnen, hätte dies zwei Folgen. Erstens werden vermehrt ältere und ineffiziente konventionell-thermische Kraftwerke eingesetzt. Dabei handelt es sich um Kraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten, die heute nur bei sehr hohen Preisen bzw. extremen Bedarfsspitzen oder Kraftwerksausfällen zum Einsatz kommen. Aus dem vermehrten Einsatz dieser kostspieligeren Kraftwerke resultiert im Durchschnitt ein höheres Preisniveau. Die Situation kann mit einer erhöhten Gefahr von Systeminstabilität einhergehen, wenn an Tagen mit aussergewöhnlich hohen Bedarfsspitzen zusätzlich nötige Produktionskapazitäten fehlen. Abschaltungen bzw. Stromausfälle könnten dann

die Folge sein. Zweitens hat das erhöhte Preisniveau unmittelbar zur Folge, dass die Investitionsanreize zunehmen. Im Kontext von vermehrten Produktionsengpässen würden vor allem rasch einsetzbare Kraftwerke gebaut – und das sind vor allem Gaskraftwerke.

Tatsächlich zeichnet sich bereits heute ab, dass Kraftwerksneubauprojekte in Europa vor allem auf dem Energieträger Gas basieren [vgl. Kapitel 3.4]. Damit einher geht allerdings ein bedeutendes Risiko für die Stromversorgung. Ein Mangel an Gas und damit einhergehende Preissteigerungen schlagen sich direkt am Strommarkt nieder (E_3). Versorgungsrisiken im Gasmarkt (G_2 und G_3) übersetzen sich in Versorgungsrisiken bei der Elektrizität. Fehlt es in Europa an Gas, können rund 30 Prozent der installierten Stromproduktionskapazitäten nicht mehr betrieben werden [vgl. EGL 2006]. Von den Schweizer Nachbarländern wäre Italien besonders stark betroffen, zumal Gaskraftwerke etwa die Hälfte der gesamten installierten Kapazität ausmachen.

Stilllegung von Kernkraftwerken in der Schweiz — Die Stilllegung von Kernkraftwerken in der Schweiz beeinflusst vor allem die in der Abbildung 16 dargestellten Risiken E_2 und E_3. Unter der Annahme, dass die ausser Betrieb genommenen Kraftwerke nicht oder nicht ausreichend durch neue Produktionskapazitäten ersetzt werden und dass der Stromverbrauch nicht signifikant sinkt, nimmt der Bedarf an Importen zu. Eine zunehmende Importabhängigkeit macht die schweizerische Versorgung tendenziell anfälliger für Ausfälle in den internationalen Netzen (E_2). Von etwas geringerer Bedeutung ist dagegen der Umstand, dass die im gesamteuropäischen Verbund verfügbare Kraftwerkskapazität durch die Abschaltung der Schweizer Kraftwerke abnimmt (E_4). Die Grösse der Schweizer Kernkraftwerke ist im Vergleich zum gesamteuropäischen Kraftwerkspark unbedeutend klein, weshalb auch der Beitrag zum aggregierten Angebot marginal ist. Ob es in Zukunft im europäischen Kontext ausreichend Kraftwerke gibt, entscheidet sich weniger in der Schweiz als vielmehr in Ländern wie Frankreich, Deutschland oder Italien.

Dagegen nimmt eher die Gefahr zu, dass ein Mangel an Gas die Schweizer Systemstabilität beeinträchtigt, zumal in diesem Fall auch die Stromimportmöglichkeiten abnehmen würden (E_3).

Kosten der Risiken — Mindestens theoretisch können die Kosten ermittelt werden, die im Zusammenhang mit den Risiken in Abbildung 16 stehen. Eine exakte Berechnung solcher Risikokosten ist in der Praxis jedoch kaum möglich. Besonders schwierig wäre die Schätzung langfristiger Effekte, die mit einer mangelnden Verfügbarkeit und höheren Preisen einhergehen. Schliesslich gehen damit auch Nachfrage- bzw. Substitutionseffekte sowie Innovationen einher. Realistischer ist dagegen die Messung von kurzfristigen finanziellen Auswirkungen der höheren Energiepreise bzw. von Versorgungsausfällen.

Im Kapitel 2.2 wurde der Einfluss höherer Ölpreise auf die Konjunktur dargestellt. Jüngere Untersuchungen für die Schweiz gehen davon aus, dass mit einem Preisanstieg um 10 Prozentpunkte eine BIP-Reduktion um etwa 0,1 Prozent einhergeht. Während beim Öl das Risiko von steigenden Preisen (Ö_3) im Vordergrund steht, sind beim Strom sowohl physische Ausfälle (E_1, E_2) sowie steigende Preise (E_3, E_4) denkbar. Internationale Schätzungen über die volkswirtschaftlichen Kosten im Zusammenhang mit Stromausfällen beziffern diese auf etwa 4 bis 12 EUR pro störungsbedingt nicht gelieferte kWh, für Deutschland dürfte dieser Korridor bei etwa 8 bis 16 EUR liegen [vgl. BOTHE UND RIECHMANN 2008, S. 35]. Unterstellt man für die Schweiz etwa 12 EUR, dann würden sich die volkswirtschaftlichen Kosten für einen ganzen Tag Stromausfall auf gegen zwei Mrd. EUR belaufen. Schätzungen für Deutschland zeigen, dass ein 24-Stunden-Stromausfall volkswirtschaftliche Kosten von etwa 14 bis 30 Mrd. EUR verursachen würde [vgl. BOTHE UND RIECHMANN 2008, S. 33].

Nicht ganz offensichtlich ist die Wirkung von höheren Strompreisen. Die steigenden Preise resultieren im internationalen Markt aufgrund hoher Gas-

und Kohlepreise. Während die inländischen Verbraucher aufgrund des höheren Preisniveaus entsprechende Kosten haben, profitieren die inländischen Stromerzeuger von einem höheren Deckungsbeitragsniveau – schliesslich verändern sich die Kosten von Wasser- und Kernkraftwerken nicht. Geht man etwas pauschal davon aus, dass der Schweizer Verbrauch etwa der inländischen Produktion entspricht, gleicht sich der Effekt in etwa aus. Das heisst, es resultiert ein Verteilungseffekt zugunsten der inländischen Stromproduzenten – der Impact auf die Konjunktur ist dagegen nicht offensichtlich, womöglich bleibt ein solcher aus. Das Bild ändert sich, wenn im Inland Kernkraftwerke stillgelegt und nicht durch neue Produktionskapazitäten ersetzt werden. In diesem Fall verschlechtern die höheren Preise des importierten Stroms die Terms of Trade, der Einfluss auf die Schweizer Konjunktur ist negativ. Die Höhe des negativen Effekts wird durch die Stromimportabhängigkeit bestimmt.

Fazit: Vorteile einer Diversifizierung — Die Analyse der Risiken und die Hinweise auf Kosten lassen einige wesentliche Schlussfolgerungen zu:

1. **Eine Vielzahl von Versorgungsrisiken geht nicht unbedingt mit einem physischen Ausfall der Versorgung einher; vielmehr ist damit zu rechnen, dass der Markt über Preiseffekte Angebot und Nachfrage zu einem Ausgleich führt.** Damit verbunden sind zweifelsohne höhere Preise, die ihrerseits Konjunktur und Wirtschaftswachstum beeinträchtigen können [vgl. Kapitel 2]. Jedoch stellt sich aus ordnungspolitischer Sicht die Frage, ob es eine Aufgabe des Staates ist, mit spezifischen Massnahmen und finanziellen Förderungen Versorgungssicherheit zu gewährleisten – faktisch würde weniger die Versorgung sichergestellt, sondern vielmehr eine Subvention an Verbraucher ausgerichtet.
2. **Während bei Öl und Gas eher geopolitische Risiken dominieren, stehen beim Strom technische Risiken im Vordergrund.** Die technischen

Risiken stehen vor allem im Zusammenhang mit den Netzinfrastrukturen. Sie werden in der Abbildung 16 rechts oben dargestellt. Aufgrund der Relevanz von Gas bei der Stromerzeugung übertragen sich geopolitische Risiken jedoch auch auf die Stromversorgung.

3. **Risiken eines physischen Ausfalls sind vor allem auf Störungen bei den Transportnetzinfrastrukturen zurückzuführen.** Solche Risiken sind bei Strom und Gas am grössten. Der Unterbruch von einzelnen Leitungen kann dabei eine Gefahr für die gesamte Systemstabilität darstellen. Abbildung 16 illustriert, dass die Stromversorgung in dieser Hinsicht besonders anfällig ist. Aufgrund mangelnder Gaslager sowie der im Wesentlichen auf eine Pipeline konzentrierten Importroute bestehen solche Risiken im Schweizer Kontext auch beim Gas.
4. **Es besteht eine Interdependenz zwischen Netzen und Produktion:** Die Gefahr von Versorgungsbeeinträchtigungen durch Störungen bei den Transportnetzen nimmt zu, je weiter Produktion bzw. Förderung und Verbrauch auseinander liegen. Unterbrüche der Netzinfrastrukturen und der damit einhergehenden Importmöglichkeiten können dann nicht durch eigene Produktion substituiert werden. Je kleiner die Lager bzw. inländischen Produktionskapazitäten sind, desto grösser ist die Wahrscheinlichkeit eines physischen Ausfalls der Versorgung.
5. **Es bestehen Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Energieträgern, insbesondere zwischen Gas und Strom:** Da in Europa Strom vermehrt mit Gas produziert wird, übersetzen sich steigende Gaspreise direkt in höhere Strompreise. Ein Ausfall der Gaslieferungen könnte auch die Systemstabilität in der Stromversorgung beeinträchtigen. Sollten zudem in der Schweiz Kernkraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden, würde sich das Risiko von Stromversorgungsunterbrüchen (E_3) in der Grafik weiter nach rechts verschieben.

6. **Versorgungsrisiken bestehen bei allen Energieformen.** Generell gilt, dass eine Versorgung, die auf unterschiedlichen Energien basiert, eine tendenziell höhere Sicherheit bietet. Die relativ breit abgestützte Energieversorgung der Schweiz mit Strom, Öl und Gas entspricht einer solchen Diversifizierung. Eine stärkere Fokussierung auf einen Energieträger würde zu einem erhöhten Risiko führen.

7. **Sowohl steigende Energiepreise als auch Versorgungsunterbrüche sind mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.** Bei den fossilen Energien wirken sich höhere Preise direkt auf die Handelsbilanz und damit auf das BIP aus. Beim Strom hingegen besteht so etwas wie ein «volkswirtschaftlicher Hedge». Die höheren Strompreise übersetzen sich im Inland in höhere Deckungsbeiträge bei den Betreibern von Wasser- und Kernkraftwerken – es resultiert hingegen ein Verteilungseffekt zuungunsten der inländischen Verbraucher.

05/ EUROPÄISCHE VERSORGUNGS- STRATEGIEN

5.1 Europäische Energiepolitik

Die faktische Vernetzung der Schweiz und die damit einhergehenden Abhängigkeiten im europäischen Energiekontext schaffen so etwas wie eine «Schicksalsgemeinschaft». Verfügt Europa über ausreichend Energie, dürfte auch die Schweiz ihre Versorgung aufrechterhalten können. Umgekehrt ist kaum davon auszugehen, dass die Schweiz quasi als Energieinsel nachhaltig weiter funktioniert, während in den Nachbarländern die Heizungen und Lichter ausgehen und der Verkehr stillsteht. Ausgehend von dieser These der «Schicksalsgemeinschaft» stellt sich die Frage, ob und inwiefern die Schweiz eine eigenständige Energiesicherheitspolitik machen kann (bzw. soll) oder ob vielmehr eine engere Einbindung in die EU notwendig ist. Um diese Frage zu beantworten, ist es sinnvoll, einen Blick auf die europäische Energie- bzw. Energieaussenpolitik zu werfen.

Grundlagen der europäischen Energiepolitik — Mit den Verträgen zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (1951) sowie zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (1957) stand die Energie eigentlich ganz im Zentrum des Ursprungs der heutigen EU. Doch ungeachtet

dessen entwickelte die EU lange keine umfassende und kohärente Energie- bzw. Energieaussenpolitik. Dies hängt nicht zuletzt damit zusammen, dass das allgemeine Primärrecht lange keine explizite Energiekompetenz der Gemeinschaft vorsah. Energiepolitische Rechtsakte basierten daher in erster Linie auf Art. 95 (Binnenmarkt) oder Art. 175 (Umweltpolitik) des EG-Vertrages. Das Thema Energie gelangte vor allem über die Umwelt- bzw. Klimapolitik sowie die Wettbewerbspolitik auf die politische Agenda. Besonders einschneidend war die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes Ende der 1990er Jahre. Für die Umsetzung der Richtlinie in das Landesrecht belass die EU ihren Mitgliedstaaten – jedenfalls für die Startphase – grosse Freiheiten. Ziel der Anstrengungen war die Schaffung eines integrierten und auch grenzüberschreitenden Marktes. Erst mit dem am 1. Dezember 2009 in Kraft getretenen Vertrag von Lissabon wurde eine eigentliche rechtliche EU-Kompetenz für Energiepolitik geschaffen.⁵⁸ Ob und wie konsequent die EU künftig ihre Kompetenzen für eine Energie- bzw. Energieaussenpolitik wahrnehmen wird, ist im Moment jedoch noch schwer abzuschätzen [vgl. auch KUHLMANN 2008, S. 26].

Anstrengungen für eine gemeinsame Energie- bzw. Energieaussenpolitik gab es allerdings schon lange vorher. Steigende Energiepreise sowie die offensichtliche Zunahme der Importabhängigkeit veranlassten die EU, bereits im Jahr 2000 ein erstes Grünbuch zum Thema Energieversorgungssicherheit zu publizieren. Danach sollte eine europäische Energiestrategie insbesondere darauf ausgerichtet sein, «im Hinblick auf das Wohl der Bürger und der Wirtschaft sicherzustellen, dass Energieträger fortlaufend und zu für alle Verbraucher erschwinglichen Preisen auf dem Markt zur Verfügung stehen, ohne dass Umwelterwägungen und das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung in den Hintergrund gedrängt werden».⁵⁹ Gleichzeitig wird dabei betont, dass es keineswegs darum gehe, «ein Höchstmass an Energieautarkie zu erzielen, [...] sondern darum, die mit dieser Abhängigkeit verbundenen Risiken zu mildern». Aufgrund der Erkenntnis, dass eine Steigerung des innereuropäischen Angebots an Energie (v.a. bei Öl und Gas) begrenzt ist, sollen vor allem nachfrageseitig

Massnahmen getroffen werden, die zu einer Eindämmung des steigenden Verbrauchs führen. Daneben sollen bei Erdöl und Erdgas die strategischen Vorräte aufgestockt und neue Einfuhrwege geöffnet werden. Ausserdem soll der mittelfristige Beitrag der Kernenergie geprüft werden.

Im Jahr 2006 folgte ein zweites Grünbuch mit dem Titel «Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie». Wiederum wurden Eckpunkte einer gemeinsamen Strategie skizziert: Vollendung des Energiebinnenmarktes, Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten, nachhaltig ausgerichteter und effizienterer sowie vielfältigerer Energieträgermix, Massnahmen gegen die globale Erwärmung, strategischer Plan für Energietechnologien und gemeinsame Energieaussenpolitik. Ferner schlug die Kommission vor, dass dem Rat und dem Parlament regelmässig ein Bericht über die Überprüfung der EU-Energiestrategie vorgelegt wird [vgl. KOM 2006, S. 5]. In diesen periodischen Überprüfungen sollten die in den Grünbüchern dargestellten Strategien und Massnahmen ergänzt und angepasst werden.

Im Januar 2007 legte die Kommission ihren ersten Bericht über die Überprüfung der EU-Energiestrategie als Teil einer breiter angelegten Mitteilung zu Energie und Klimawandel vor. Der Bericht «Eine Energiepolitik für Europa» [vgl. KOM 2007] war die Grundlage für Verpflichtungserklärungen der EU-Länder, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent zu senken. Parallel dazu soll der Anteil der erneuerbaren Energien um 20 Prozent und die Energieeffizienz um 20 Prozent gesteigert werden. In Bezug auf die Sicherheit der Versorgung zielt der Bericht in erster Linie auf Massnahmen zur Diversifizierung der Bezugsquellen sowie zur Schaffung von weiteren Speicherkapazitäten zur Überbrückung von Knappheitssituationen, v.a. beim Gas. Daneben sollen Mechanismen geschaffen werden, die im Falle einer Energiekrise die Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten sicherstellen. Besonders relevant ist dieser Aspekt für jene Länder, welche von einem oder wenigen Gaslieferanten direkt abhängen. In dem im Jahr 2008 veröffentlichten «EU-Aktionsplan für

Energieversorgungssicherheit und -solidarität» [vgl. KOM 2008] – der zweiten Überprüfung der Energiestrategie – betont die EU die Notwendigkeit einer wirksamen Energieaussenpolitik und dabei die Relevanz eines geschlossenen Auftretens. Ausserdem definierte die Kommission sechs Infrastrukturprioritäten: i) Anbindung noch isolierter Energiemärkte in Europa; ii) Entwicklung eines südlichen Gaskorridors für die Versorgung aus Quellen im kaspischen Raum und im Nahen Osten, iii) Ausbau der Flüssiggasversorgung, iv) Vollendung eines Mittelmeer-Energierings, der Europa über Strom- und Gasleitungen mit den Ländern des südlichen Mittelmeerraums verbindet, v) Entwicklung eines Nord-Süd-Gas- und -Stromverbundes in Mittel- und Südosteuropa und vi) Entwicklung eines Plans für ein Nordsee-Offshorenetz [vgl. KOM 2008, S. 2].

5.2 Marktintegration gegen divergierende Interessen

Nicht zufällig beziehen sich alle erwähnten Infrastrukturprioritäten auf den Ausbau der Vernetzung der Energiesysteme sowohl innerhalb Europas als auch mit ausländischen Lieferanten [vgl. Box 16]. Erstens ist die Vernetzung eine zentrale Grundlage zur Diversifizierung der Bezugsquellen. Zweitens stellt die Vernetzung eine wichtige Voraussetzung für die bereits 2007 postulierte Solidarität dar. Vernetzung führt zur Integration der Märkte und damit zur Annäherung von Interessen. Knappheit und damit einhergehende Preiserhöhungen bleiben kein lokales Phänomen, sondern verteilen sich über den gesamten Binnenmarkt – letztlich schafft Vernetzung die oben angesprochene «Schicksalsgemeinschaft». Ausserdem lassen sich durch eine bessere Vernetzung krisenartige Angebotsausfälle besser managen, zumal strategische Reserven besser auf die Märkte aufgeteilt werden können.

Noch allerdings ist die Vernetzung der Gas- und Strominfrastrukturen zwischen den Mitgliedstaaten der EU sehr lückenhaft. Netzingpässe behindern die Markt-

Box 16: Solidarität und Vernetzung 1/2

In allen Publikationen der EU zur Energieversorgungssicherheit stellen «Solidarität» zwischen den Mitgliedstaaten, das gemeinsame Auftreten und damit die EU-Energieaussenpolitik entscheidende strategische Faktoren dar. Sowohl bei der Schaffung der EU-internen Solidarität als auch bei der Stärkung der Energieaussenpolitik spielt nicht zuletzt die Vernetzung mit Stromleitungen und Gaspipelines eine zentrale Rolle. Durch das Programm Transeuropäische Energienetze (TEN-E) soll die grenzüberschreitende Verknüpfung der mitgliedstaatlichen Gas- und Stromnetze finanziell unterstützt und vorangetrieben werden. So können Koordinatoren eingesetzt werden, welche festgefahrene Projekte wieder in Gang bringen sollen. Gleichzeitig wird eine engere Verknüpfung mit Drittländern angestrebt, um Diversifizierung zu stärken – insbesondere geht es dabei um die Planung und Förderung von Importpipelines und LNG-Terminals. Ein zentrales Projekt stellt in diesem Zusammenhang die Nabucco-Pipeline dar, welche der EU höhere Unabhängigkeit vom Gas-Lieferanten Russland garantieren soll. Bisher allerdings ist die Wirkung von TEN-E eher begrenzt. Vor allem sind die im Rahmen des Programms eingesetzten finanziellen Mittel bescheiden und werden fast ausschliesslich für Machbarkeitsstudien, aber kaum für Baukosten eingesetzt. Nun allerdings ist vorgesehen, dass das Programm aufgewertet und mit grösseren finanziellen Mitteln ausgestattet wird.

Für die Koordinierung des innereuropäischen Netzausbaus sowie zur Harmonisierung von technischen und wettbewerblichen Standards hat die EU ausserdem neue Institutionen geschaffen. Neben der europäischen Regulierungsagentur ACER wurden zwei koordinierende Netzorganisationen gegründet, für die Stromübertragungsnetzbetreiber ENTSO-E und für die Gasfernleitungsnetzbetreiber ENTSO-G. Ihnen weist die EU die Aufgabe zu, den europaweiten Ausbau der Strom- und Gasnetze zu planen sowie die Harmonisierung von Netzkodizes und Marktregeln voranzutreiben [vgl. GEDEN UND DRÖGE, 2010, S. 21/22].

Neben der Forcierung des Ausbaus der Infrastrukturen legte die Kommission 2009 einen Vorschlag für eine neue Verordnung über Massnahmen zur Gewährleistung der Erdgasversorgung vor, um ein wirksames Vorgehen im Falle eines Versorgungsnotstandes zu ermöglichen. Danach sollen die Mitgliedstaaten nationale Vorsorge- und Notfallpläne erstellen. Diese sollen garantieren, dass auch während einer extremen Kälteperiode die Versorgung von privaten oder anderen geschützten Verbrauchern für mindestens 60 Tage gewährleistet werden kann, auch wenn die Hauptversorgungsquelle ausfällt – sogenanntes (N-1)-Kriterium. Daneben soll die EU mehr Kompetenzen erhalten. Sobald mehr als zehn Prozent der täglichen Erdgasimporte aus Drittländern ausfallen, kann die EU den gemeinschaftsweiten Notfall ausrufen. ...

Box 16: Solidarität und Vernetzung 2/2

... Dann koordiniert die Kommission (bzw. die EU-Koordinierungsgruppe Erdgas) die Massnahmen und kann gegebenenfalls nationale Behörden zur Änderung von Massnahme auffordern und ihr Weisungen erteilen. Dabei soll sichergestellt werden, dass in Krisensituationen die Gasflüsse zwischen den Mitgliedstaaten aufrechterhalten bleiben. Den Mitgliedstaaten wäre es verboten, die Gasflüsse in andere Mitgliedstaaten zu beschränken, um dadurch die eigene Versorgung zu sichern. Stattdessen soll auch in Notfällen grenzüberschreitend auf Gasreserven zugegriffen werden können⁶⁰ [vgl. auch ENGERER ET AL. 2009, S. 842]. Die grenzüberschreitende Solidarität bei der Gasversorgung setzt in der Praxis technische Anpassungen voraus. Neben der Beseitigung von Netzengpässen zwischen den Mitgliedstaaten müssen die bei Lieferunterbrechungen frei gewordenen Pipelinekapazitäten auch in umgekehrter Richtung genutzt werden können. Dafür aber sind entsprechende Investitionen nötig – z.B. Umrüstung von Grenzübergabestationen und Kompressorstationen. Dies wiederum verlangt eine enge Abstimmung zwischen den einzelnen Netzbetreibern. Verschiedene Projekte hierfür sind bereits in Planung. Dabei sollen vor allem südosteuropäische Staaten, die besonders stark von russischen Lieferungen abhängen, durch die Möglichkeit von Umkehrflüssen ihre Versorgungssicherheit erhöhen – beispielsweise durch zusätzliche Lieferungen aus Deutschland und Italien [vgl. ENGERER ET AL. 2009, S. 839].

integration und führen zu fragmentierten, regionalen Märkten mit entsprechenden Preisunterschieden. Solche Preisunterschiede sind nicht zuletzt eine Folge der unterschiedlichen Verwendung sowie der Herkunft fossiler Energien. So spielt bei der Stromproduktion in den einzelnen Mitgliedstaaten Gas, Öl, Kohle und Kernkraft eine sehr unterschiedliche Rolle. Während in Frankreich etwa 80 Prozent des Stroms von Kernkraftwerken produziert wird, entfallen in Polen gegen 100 Prozent auf Kohlekraftwerke. In Zypern und Malta wird der Strom vorwiegend durch Ölkraftwerke erzeugt. Besonders hohe Anteile an Strom aus Gaskraftwerken weisen Holland und Italien auf. Mit den länderspezifischen Eigenarten gehen auch unterschiedliche Interessen einher. Das lässt sich einfach illustrieren. Beispielsweise profitiert die staatlich beherrschte *Électricité de France* (EDF) als bedeutendster Betreiber von Kernkraftwerken direkt von steigenden Kohle- und Gaspreisen. Die höheren Preise für fossile

Energien lassen gleichzeitig die Strompreise im Grosshandel ansteigen, was die Rentabilität von Kernkraftwerken erhöht. Daneben divergieren die länderspezifischen Interessen aufgrund der regionalen Gegebenheiten im Gasmarkt. Die Abhängigkeit einzelner Mitgliedstaaten von russischem Pipeline-Gas ist sehr unterschiedlich. Während vor allem osteuropäische Länder in sehr hohem Ausmass von Russland abhängig sind, beziehen Länder wie Spanien oder Portugal ihr Gas vor allem aus Afrika, wobei auch die Belieferung durch Flüssiggas eine weit bedeutendere Rolle spielt.

Nabucco zwischen den Interessen — Durch das 2006 lancierte Programm Transeuropäische Energienetze will die EU die grenzüberschreitende Verbindung der Gas- und Stromnetze ihrer Mitgliedsländer vorantreiben und finanziell unterstützen. Gleichzeitig wird eine engere Verknüpfung mit Drittländern angestrebt, um die Diversifizierung des Energiebezugs zu verbessern – insbesondere geht es dabei um die Planung und Förderung von Importinfrastrukturen. Ein zentrales Projekt stellt in diesem Zusammenhang die Nabucco-Pipeline dar, welche der EU höhere Unabhängigkeit vom Gaslieferanten Russland garantieren soll. Das Projekt wurde 2007 vom Europäischen Rat zu einem der vorrangigen Projekte erklärt, für welches ein Koordinator ernannt wird. Trotzdem handelt es sich, genau genommen, nicht um ein EU-Projekt, sondern um ein Projekt eines privatwirtschaftlichen Konsortiums, welchem mehrere führende europäische Energieunternehmen angehören: OMV aus Österreich, MOL aus Ungarn, RWE aus Deutschland, Bulgargaz aus Bulgarien, Transgaz aus Rumänien und Botas aus der Türkei. Dennoch unterstützt die EU das Vorhaben, so vermittelte sie bei den Verhandlungen über ein Abkommen zwischen der Türkei und den vier EU-Mitgliedstaaten Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich. Als Reaktion auf Lieferschwierigkeiten bei Gaslieferungen durch die Ukraine schlug die Europäische Kommission 2009 vor, das von Verzögerungen geprägte Nabucco-Projekt mit Risikokapital im Umfang von 250 Mio. EUR zu unterstützen. Diese Mittel aus einem Energieinfrastrukturfonds sollten nicht zur direkten Projektfinanzierung, sondern

für die Beschaffung günstiger Darlehen dienen.⁶¹ 2010 beschloss die EU im Rahmen eines Konjunkturprogramms die direkte Förderung einer ganzen Reihe von Energieinfrastrukturprojekten (31 × Gas und 12 × Strom) in Höhe von 2,3 Mrd. EUR. Den bedeutendsten Anteil davon soll das Nabucco-Projekt erhalten (200 Mio. EUR).⁶²

Doch ungeachtet der finanziellen Förderung durch die EU bleiben bedeutende Schwierigkeiten bei der Realisierung des Projektes. Diese sind nicht zuletzt eine Folge divergierender Interessen bei den beteiligten Mitgliedstaaten und Unternehmen. So pflegen mehrere Regierungen, darunter Deutschland, Frankreich und Italien, enge Beziehungen zum Kreml und verfolgen dabei separate wirtschaftliche Interessen. Neben langfristigen Bezugsverträgen existieren auch Allianzen beim Pipelinebau. Gewichtige Unternehmen wie E.ON, EDF, GDF Suez, Gasunie, Wintershall oder ENI sind direkt an den Pipeline-Projekten South und Nord Stream beteiligt [vgl. Kapitel 3.2]. Daneben haben drei der Nabucco-Konsortiumsmitglieder – OMV, MOL und Bulgargaz – auch eine Zusammenarbeit beim South-Stream-Projekt mit Gazprom angekündigt. Offenbar versucht Gazprom weitere Mitglieder des Nabucco-Projektes dazu zu bewegen, sich am Konkurrenzprojekt South Stream zu beteiligen.⁶³

Mangel an Entflechtung — Gerade das Nabucco-Projekt illustriert, dass die mangelnde Koordination bzw. Zusammenarbeit zwischen den europäischen Mitgliedstaaten nicht nur ein Resultat divergierender nationaler Interessen ist, sondern auch auf die Struktur der Unternehmen im Energiemarkt zurückzuführen ist. Energieversorger sind keine rein staatlichen Institutionen mehr, vielmehr handelt es sich um privatrechtliche Unternehmen, die häufig auch an der Börse kotiert sind. Ihre Zielsetzungen orientieren sich weniger an der Versorgungssicherheit ihrer Standortländer oder der EU als Ganzer, sondern vielmehr an der Gewinnmaximierung. Eine staatliche Beeinflussung dieser Unternehmen kann daher weniger über die direkte Unternehmenssteuerung erfolgen als über die Festlegung von Rahmenbedingungen.

Doch bei der Etablierung verbindlicher EU-weiter Rahmenbedingungen offenbaren sich auch Grenzen. Dies illustrieren beispielsweise die minimalen Vorgaben zur Entflechtung von Strom- und Gasnetzen von den Wertschöpfungsstufen Handel und Produktion. Eine solche organisatorische Trennung wird als wichtige Grundlage für einen funktionierenden (grenzüberschreitenden) Wettbewerb angesehen. In Ländern wie Frankreich oder Deutschland sind die Energieversorger bis anhin meist vertikal integrierte Gesellschaften, welche in allen Wertschöpfungsstufen von der Produktion über den Handel sowie den Transport bis zum Vertrieb tätig sind. Ein Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten hat direkten Einfluss auf die Rentabilität ihrer Handels- oder Produktionsaktivitäten. Werden die Netze in Richtung Tiefpreisländer ausgebaut, droht vermehrte Konkurrenz, werden die Netze dagegen in Richtung Hochpreisländer ausgebaut, lassen sich attraktive Märkte für den Export erschliessen. Sowohl die Strom- als auch die Gasnetzbetreiber verfolgen daher explizit eigene Interessen beim Netzausbau, und diese decken sich nicht zwingend mit den EU-Zielen zur Sicherheit und Solidarität. Aus diesem Grund verlangte die EU-Kommission bereits in ihrem Energiebericht aus dem Jahr 2007 eine konsequente Netzentflechtung, also die Schaffung von unabhängigen Netzbetreibern. Bis heute scheiterte diese Forderung vor allem an den Interessen Deutschlands und Frankreichs. Sie setzten durch, dass im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpaketes für die Organisation des Übertragungsnetzbetreibers nicht nur die beiden Modelle Independent System Operator (unabhängiger Netzbetreiber) und Ownership Unbundling (unabhängiger Netzeigner und -betreiber) zugelassen sind. Daneben ist auch ein drittes Kompromissmodell möglich, der sogenannte Independent Transmission Operator. Im Gegensatz zu den beiden anderen Modellen können dabei die Produzenten und Händler weiterhin Eigner der Übertragungsnetzgesellschaft bleiben [vgl. auch Kapitel 4.4].

Die längerfristige Relevanz des komplexen und aufwändigen Modells des Independent Transmission Operator ist allerdings unsicher. Sollte dieses – entgegen

den Erwartungen – tatsächlich effektive Unabhängigkeit schaffen, werden die Energieunternehmen ihr Interesse am Netzeigentum zunehmend verlieren. Schliesslich können sie ihr Kapital in potenziell rentableren Stufen der Wertschöpfungskette investieren. Sollte sich umgekehrt zeigen, dass die Energieunternehmen weiterhin die Netzstrategien beeinflussen und den Wettbewerb behindern können, dann drohen Massnahmen durch die Kartellbehörden. Die Androhung von Sanktionen bzw. Bussen könnte die Energieunternehmen dazu veranlassen, sich von ihren Netzen zu trennen. Tatsächlich zeichnet sich bereits heute eine solche Entwicklung ab. So veräusserte E.ON auf Druck der Kartellbehörden ihr deutsches Übertragungsnetz an den niederländischen Netzbetreiber Tennet. Auch das italienische Unternehmen Eni ist gezwungen, Teile seines Gasnetzes zu verkaufen [vgl. Kapitel 4.2].

Schwache Position gegenüber Russland — Die mangelhaften Entflechtungsanforderungen innerhalb Europas haben auch Konsequenzen für die Beziehungen mit Russland. Die EU fordert von Russland, dass das staatliche Gasunternehmen Gazprom seine monopolartige, vertikal integrierte Position nicht für wirtschaftliche Vorteile missbraucht. Bei der Expansion in den europäischen Markt darf sich das Unternehmen nach dem Willen der EU daher nicht an Netzinfrastrukturen beteiligen. Hierzu sollte eine sogenannte Drittstaatenklausel Anwendung finden. Da sich diese insbesondere gegen den russischen Energieriesen richtete, wurde sie auch als Gazprom-Klausel bezeichnet. Danach sollte es Energieunternehmen aus Drittstaaten verboten werden, Gas- und Strom-Übertragungsnetze in der EU zu kontrollieren. Ausnahmen wären nur über explizite bilaterale Abkommen zwischen der EU und einem Drittstaat möglich. Damit sollte die russische Einflussnahme im europäischen Markt begrenzt bzw. umgekehrt ein Hebel geschaffen werden, um den europäischen Energieunternehmen der Markt- bzw. Netzzugang im Ausland zu vereinfachen. Im Lichte der anhaltend schwachen Ausgestaltung der innereuropäischen Entflechtungsregelungen liess sich jedoch eine solche Forderung gegenüber Russland nur schwer durchsetzen [vgl. MANKOFF

2009, S. 31]. Der inzwischen erzielte Kompromiss verzichtet auf das bilaterale Abkommen, vielmehr genügt eine Einzelfallgenehmigung im betroffenen EU-Mitgliedstaat [vgl. GEDEN UND DRÖGE 2010, S. 20].

Im fragmentierten europäischen Markt dominieren bislang eher einzelstaatliche Interessen. Für Russland ist es in diesem Kontext ein Leichtes, einzelne EU-Staaten gegeneinander auszuspielen, indem mit präferierten Partnern Vorzugsverträge unterzeichnet werden [vgl. MANKOFF 2009, S. 14]. Dabei hätte Europa bei Verhandlungen mit Russland keine schlechten Karten, sofern mit einer Stimme gesprochen würde. Die dominante Position Europas als Gasabnehmer, gekoppelt mit der einseitigen Ausrichtung des russischen Erdgastransportnetzes in Richtung Westen, schafft – mindestens auf einer hohen Aggregationsebene – so etwas wie ein bilaterales Monopol. In dieser Situation haben die geeinten Abnehmer etwas bessere Karten. Mit den (hohen) Investitionen in das Leitungsnetz macht sich Gazprom auch abhängig von den europäischen Abnehmern. Aus diesem Grund befürwortete die EU explizit das Nord-Stream-Projekt und opponierte auch nicht gegen die South-Stream-Pipeline. Schliesslich machen diese Pipeline-Projekte die EU unabhängiger von russisch-ukrainischen Gaskonflikten und damit einhergehenden Lieferengpässen. Umgekehrt ist es aber auch möglich, dass Gazprom seine Verhandlungsposition gegenüber Europa längerfristig festigen kann, indem das Unternehmen den Bau von LNG-Terminals vorantreibt oder die Leitungskapazitäten in Richtung Ostasien ausbaut, um neue Märkte wie China zu erschliessen [vgl. MANKOFF 2009, S. 14/15].

Fazit: Wenig Aussenpolitik, wachsende Marktintegration — Die Ausführungen illustrieren, dass das Thema Gasversorgung im europäischen Kontext zentral ist. Tatsächlich hängt die europäische Versorgungssicherheit nicht zuletzt von der Gasverfügbarkeit ab. Das gründet vor allem auf der hohen und weiter zunehmenden Relevanz bei der Stromproduktion. Und weil Russland der wichtigste aussereuropäische Lieferant von Gas ist, erhält diese bilatera-

le Beziehung eine besondere Bedeutung in der EU-Aussenpolitik. Für diese wäre es von grösstem Interesse, mit einer Stimme auftreten zu können. Doch das ist bisher eher Wunsch als Realität. Die Mitgliedstaaten verfolgen häufig ihre eigenen partikulären Interessen, was sich insbesondere beim Bau der unterschiedlichen Pipeline-Projekte manifestiert. Der Mangel an Koordination und Einigkeit ist auf unterschiedliche Gründe zurückzuführen. Zum einen divergieren die Interessen aufgrund der länderspezifischen Versorgungsstrukturen, wo Öl, Gas und Elektrizität – mindestens heute noch – unterschiedliche Gewichte haben. Und zum anderen sind die eigentlichen Akteure nicht die Staaten selber, sondern vielmehr gewinnorientierte privatrechtliche Unternehmen. In diesem Kontext dürfte es für die EU vorerst schwierig bleiben, die vielfältigen Interessen auf eine Linie zu bringen und eine Koordinierung der Energiesicherheits- und vor allem Energieaussenpolitik zu vollziehen.

Daraus kann jedoch nicht gefolgert werden, dass die Energieversorgung in Europa künftig eine rein nationale Angelegenheit ist. Auch wenn es der EU auf institutioneller Ebene vorderhand nicht gelingt, ihre energiepolitischen Interessen geeint nach aussen wahrzunehmen, so zeichnet sich dennoch ein verstärktes Zusammenwachsen des Binnenmarktes ab. Einerseits verfolgt die EU ganz gezielt eine stärkere Vernetzung der einzelnen Länder und Regionen, um Engpässe in den Gas- und Stromnetzen auszuräumen. Vor allem Regionen mit hohen Preisen werden mit Vehemenz auf eine bessere Vernetzung drängen, um Standortnachteile zu vermeiden. Die EU scheint auch gewillt zu sein, entsprechende Infrastrukturprojekte finanziell zu unterstützen. Andererseits vereinfachen technische und regulatorische Harmonisierungen sowie institutionelle Marktverbindungen (sog. Market Coupling) das grenzüberschreitende Geschäft und damit die Effektivität des Wettbewerbs. Aber auch aus technischer Sicht ist ein weiteres Zusammenwachsen der Märkte nötig. Will die EU ihre klimapolitischen Zielsetzungen erreichen, muss sie bedeutende Mengen an fluktuierender Windstromproduktion in das System integrieren. Dafür aber sind kleine fragmentierte Märkte nicht geeignet. Letztlich gilt wie

bei allen anderen Märkten auch bei Strom und Gas, dass ein effizienter internationaler Handel für alle Beteiligten Wohlfahrtsgewinne generiert. Die EU wird die Marktintegration zweifelsohne weiter vorantreiben. In diese Richtung zielt auch das dritte Energiebinnenmarktpaket. Ein Rückfall in einen gänzlich fragmentierten Energiemarkt, der sich an den Landesgrenzen ausrichtet, ist kaum denkbar – weder technisch noch ökonomisch. Zu bedeutend sind ausserdem die Interessen wirtschaftlich dominierender Länder wie Deutschland und Frankreich, deren Produzenten sich gerade beim Strom als Exporteure und internationale Händler positionieren.

06/ STRATEGIEN FÜR DIE SCHWEIZ

6.1 Übersicht

Die Schweiz ist keine Energieinsel. Kapitel 4 illustriert die engen Abhängigkeiten und Interdependenzen der Schweiz mit dem Ausland. Grundsätzlich profitiert die Schweiz direkt von einer höheren Versorgungssicherheit in Europa. Umgekehrt beeinträchtigen Instabilitäten bei der Energieversorgung benachbarter Staaten auch jene der Schweiz – das gilt sowohl bei Öl und Gas als auch beim Strom. Zwar kann sich die Schweiz nicht darauf verlassen, dass Europa wirksame (aussenpolitische) Strategien zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung implementiert [vgl. Kapitel 5]. Doch wird ungeachtet dessen die marktliche und auch technische Integration in Europa weiter voranschreiten. Die Schweiz kann daher den internationalen Kontext bei der Definition einer Energiestrategie nicht vernachlässigen. Vielmehr muss sie bei der Festlegung ihrer Energiepolitik die globalen und vor allem europäischen Gegebenheiten berücksichtigen. Dies gilt umso mehr, als eine Strategie der energetischen Unabhängigkeit im Sinne von Autarkie weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die Definition einer übergeordneten Energieversorgungsstrategie stösst in der Praxis an Grenzen. Im liberalisierten Markt gibt es eine Vielzahl von Akteuren,

deren Interessen divergieren. Die Sicherheit der Versorgung wird de facto weniger durch den Staat selber als vielmehr durch die Energieunternehmen gewährt, welche auch privatwirtschaftliche Interessen verfolgen. Gerade das Beispiel der EU illustriert die Schwierigkeiten bei der Umsetzung einer einheitlichen Strategie. Da der Staat nicht selber Akteur im Markt ist, muss er sich auf die Gestaltung von Rahmenbedingungen im Sinne der Gesetzgebung beschränken [vgl. Box 17]. Doch selbst bei der Festlegung solcher Rahmenbedingungen ist der Handlungsspielraum der Politik beschränkt. Schliesslich ist Versorgungssicherheit nicht kostenlos. Letztlich könnte sie inländische Energieunternehmen, aber auch Verbraucher zu stark belasten und damit im internationalen Wettbewerb benachteiligen – zu Recht würden sie sich gegen zu strikte Massnahmen wehren. Um ein Optimum zu erreichen, müssten die Rahmenbedingungen theoretisch so gestaltet werden, dass die volkswirtschaftlichen Grenzkosten einer höheren Sicherheit ihrem Grenznutzen entsprechen. Aus diesen Überlegungen lassen sich im Wesentlichen zwei Schlussfolgerungen ableiten. Erstens kann «Versorgungssicherheit zu jedem Preis» nicht das Ziel einer guten Energiepolitik sein. Und zweitens fallen im Zusammenhang mit Strategien und Massnahmen Kosten an, die es zwischen den Akteuren aufzuteilen gilt. Aus diesem Grund ist es unausweichlich, auch über die Finanzierung und damit die Verteilung der Lasten zu diskutieren.

Abbildung 17 gibt eine pauschale Übersicht über Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, die im Folgenden unter den oben angesprochenen Prämissen diskutiert werden. Grundsätzlich könnten sie sowohl beim Erdöl als auch beim Erdgas und bei der Elektrizität Anwendung finden. In der Praxis aber bestehen technisch-physikalische Beschränkungen. So spielt die strategische Lagerhaltung bei der Elektrizität keine bedeutende Rolle [vgl. Box 14]. Ausserdem ist das Potenzial der inländischen Erzeugung von Öl und Gas von zu geringer Bedeutung, um eine relevante Rolle im Rahmen einer Versorgungssicherheitsstrategie zu spielen. Die hellen Balken in Abbildung 17 illustrieren den daraus abgeleiteten Strategieraum, der im Folgenden hinsicht-

Box 17: Gesetzlicher Rahmen der schweizerischen Energiepolitik 1/2

Die erste Erdölkrise in den 1970er Jahren war der eigentliche Auslöser für eine schweizerische Gesamtenergiepolitik. 1974 wurde die Eidgenössische Kommission für eine Gesamtenergiekonzeption (GEK) ins Leben gerufen. Sie sollte die Ziele einer schweizerischen Energiepolitik formulieren sowie Massnahmen und Strategien entwickeln. Die Kommission legte 1978 ihren Schlussbericht vor mit zentralen Postulaten, die sich auf das Sparen, Forschen und Diversifizieren erstreckten.⁶⁴ Die Arbeiten der GEK fanden aber erst 1991 (nach zwei gescheiterten Vorlagen) Eingang in die schweizerische Verfassung. Art. 89 hält fest, dass sich Bund und Kantone «für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch» einsetzen. Eine Umsetzung des Verfassungsartikels erfolgte neun Jahre später mit der Inkraftsetzung des Energiegesetzes sowie der Energieverordnung. Im Jahr 2000 folgte das CO₂-Gesetz, welches verbindliche Ziele zur Reduktion des Treibhausgases CO₂ setzte. Mit der Revision des Energiegesetzes wurden ab 2009 die Grundlagen für die kostendeckende Einspeisevergütung für neue erneuerbare Energien geschaffen.

Zur Energieversorgungssicherheit hält das Energiegesetz (Art. 6a) fest, dass Bund und Kantone Voraussetzungen schaffen sollen, dass möglichst im Inland Stromproduktionskapazitäten bereitgestellt werden können. Ausserdem soll sich der Bund für eine «genügende Zusammenarbeit mit dem Ausland» einsetzen. Allerdings wurden die Kompetenzen der Kantone mit der Strommarktliberalisierung faktisch beschnitten. Ab 2007 wurde das Stromversorgungsetz (StromVG) und damit die Liberalisierung etappenweise in Kraft gesetzt. Damit einher ging die Schaffung von zentralen Instanzen wie dem Strommarktregulator (ElCom) sowie dem nationalen Netzbetreiber (Swissgrid), die mit wichtigen Kompetenzen ausgestattet wurden. So obliegt die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit heute in bedeutendem Ausmass ...

lich Kosten und Nutzen näher untersucht wird. Die dunklen Balken nehmen das Resultat der Evaluation vorweg und zeigen, welche Strategien sinnvoll sind.

6.2 Lagerhaltung: Handlungsbedarf bei Gas

Die Lagerhaltung dient in erster Linie zur Überbrückung von kurz- und mittel-fristigen Angebotsausfällen. Solche können insbesondere durch Unter-

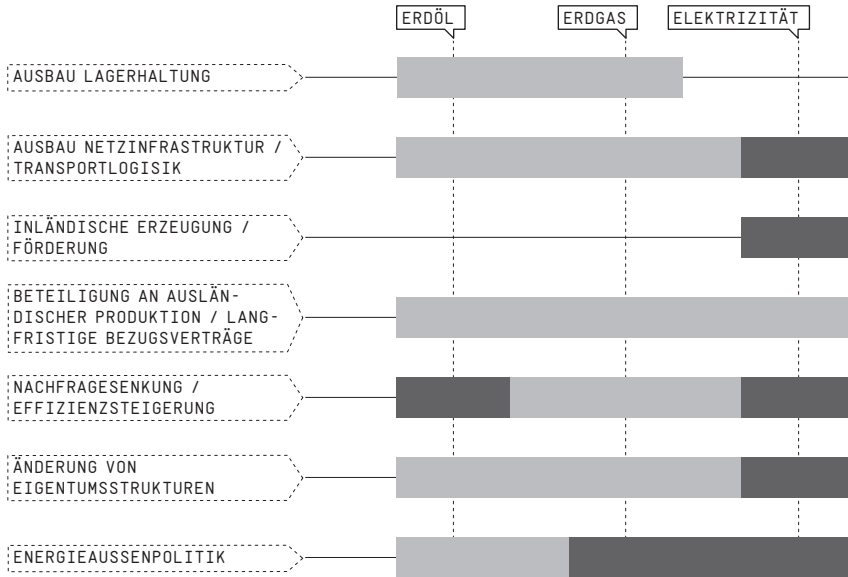
Box 17: Gesetzlicher Rahmen der schweizerischen Energiepolitik 2/2

... Swissgrid. Das Unternehmen ist nicht nur für die Bereitstellung der Netze, sondern auch für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Netz zuständig. Die hierfür notwendige Energie beschafft Swissgrid bei den Produzenten. Der längerfristige Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Strommarkt obliegt den Produzenten bzw. Versorgern selber. Sie produzieren oder beschaffen die hierfür nötige Energie. Obschon die gesetzgeberischen Möglichkeiten der Kantone durch das StromVG bzw. die Liberalisierung eingeschränkt wurden, behalten sie faktisch weitreichende Kompetenzen aufgrund der Eigentumsstrukturen im Markt. Schliesslich sind sie im Wesentlichen die Eigner der grossen Produzenten (Verbundunternehmen). Und die Verbundunternehmen ihrerseits sind die Eigner von Swissgrid.

Während die Ölversorgung in erster Linie privatwirtschaftlich organisiert ist, liegt die Versorgung mit Erdgas vor allem in den Händen der lokalen und regionalen Versorger, die im Eigentum der Gemeinden bzw. Städte sind. Bei der Versorgung mit Erdöl und Gas sollen in erster Linie die Bestimmungen über die Pflichtlager-vorräte im Rahmen des Bundesgesetzes über die wirtschaftliche Landesversorgung (temporäre) Sicherheit gewährleisten [vgl. Kapitel 4.1 und 4.2].

brechungen von Netzinfrastrukturen oder anderen Transportrouten verursacht werden. Ob und in welchem Ausmass es gelingt, mit einer Lagerfreigabe auch die Preise zu stabilisieren, hängt von der Grösse des Lagers sowie der Reaktion der Verbraucher ab. Legen diese sofort zusätzliche eigene Lager an, weil sie von einer anhaltenden Knappheit ausgehen, kompensiert ihre Zusatznachfrage das höhere Angebot durch die Lagerauflösung. Dieser Umstand würde dafür sprechen, möglichst grosse strategische Lager anzulegen. Das allerdings ist nicht unbedingt effizient und aus ordnungspolitischen Gründen zweifelhaft. Schliesslich können Konsumenten – je nach Präferenz und individuellen Möglichkeiten – selber auf die wachsende Unsicherheit über die Verfügbarkeit eines Energieträgers reagieren. Kurzfristig können sie eigene Lager anlegen, um sich gegen mögliche Preisaufschläge abzusichern – das frühzeitige Auffüllen von Heizöltanks ist ein Beispiel dafür. Längerfristig können sie effizientere Geräte einsetzen oder den unsicheren Energieträger durch einen anderen substituieren, der sicherer ist. Sind die strategischen Lager sehr grosszügig bemessen,

Abb. 17: Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit



Während die hellen Balken mögliche Handlungsfelder bezeichnen, illustrieren die dunklen Einfärbungen Strategiefelder mit guter Kosten-Nutzen-Relation. Die relevanten Handlungsoptionen der Schweizer Energiepolitik fokussieren besonders stark auf den Bereich der Elektrizität.

Quelle: Avenir Suisse

könnten sie von den privaten Akteuren als eine Art kollektive Versicherung gegen steigende Preise wahrgenommen werden. Damit drohen volkswirtschaftlich sinnvolle Verbrauchs- und Investitionsanreize unterdrückt zu werden.

Ein wachsendes Lagervolumen geht ausserdem mit einem sinkenden Grenznutzen für die Versorgungssicherheit einher. Werden die Lager vor allem zur Überbrückung von kurzfristigen, krisenbedingten Lieferausfällen eingesetzt, müssen sie lediglich den Bedarf von einigen Wochen oder im Extremfall von einigen Monaten decken können. Diese Zeit reicht in der Regel aus, um beschädigte Transportinfrastrukturen zu reparieren oder um alternative Transportwege zu öffnen. Darüber hinausgehende Lagerkapazitäten werden mit hoher Wahrscheinlichkeit nie gebraucht und haben daher nur noch geringen Nutzen. Da ihre Kosten über höhere Energiepreise auf die Verbraucher überwältzt werden, könnte ein relativer Wettbewerbsnachteil für die inländische Wirtschaft resultieren – je nach Grösse und Kosten der strategischen Lager im Ausland.

Dies impliziert, dass die Lagerpolitik sinnvollerweise international koordiniert wird. Neben dem Zeitpunkt der Lagerauflösung muss auch die Lagergrösse in Relation zu den Lagern im (benachbarten) Ausland bestimmt werden. Sind die inländischen Lager bedeutend grösser als die ausländischen, besteht ausserdem die Gefahr, dass ihr zusätzlicher Nutzen durch Exporte (z.B. Benzintourismus, Schwarzhandel) unterminiert wird. Um dies zu verhindern, müsste an den Grenzen ein striktes Kontrollregime bestehen, welches den Handel unterbindet. Tatsächlich sind solche Exporte bei offenen Grenzen und anhaltendem Warenhandel nur schwer zu unterbinden. Schon heute werden rund zehn Prozent des Absatzvolumens von Benzin in der Schweiz von «Tanktouristen» aus den Nachbarländern konsumiert.⁶⁵ Überaus grosse inländische Lager im Verhältnis zum Ausland machen auch aufgrund der engen wirtschaftlichen Verflechtung mit den Nachbarstaaten wenig Sinn. Das lässt sich einfach illustrieren. Sollte die deutsche Industrie ihre Produktion aufgrund eines akuten

Energiemangels einstellen, dann benötigen auch die zahlreichen Schweizer Zulieferer keine Energie, da sie ihre Produktion ebenso herunterfahren müssten. Wird eine Lagerhaltungsstrategie international abgestimmt, kann sie zudem einen positiven Einfluss auf die (globale) Versorgungssicherheit haben. Je grösser die international koordinierten Lager sind, desto geringer ist die Erpressbarkeit durch marktmächtige Produzenten. Die Drohung von (temporären) Lieferunterbrüchen ist nur dann glaubwürdig, wenn der Lieferant bzw. die Lieferantengruppe über ausreichend finanzielle Mittel verfügt, um über längere Zeit auf die entsprechenden Deviseneinnahmen zu verzichten bzw. wenn alternative Absatzkanäle existieren.

Kein Handlungsbedarf beim Öl — Die Ausführungen deuten darauf hin, dass eine Vergrösserung der bestehenden Pflichtlager beim Erdöl kaum sinnvoll wäre. Die Schweiz verfügt über relativ hohe Pflichtlagerbestände, welche deutlich über die Minimalvorschriften der IEA hinausgehen [vgl. Box 11]. Weil das verfügbare Öl in Krisensituationen solidarisch aufzuteilen ist und viele Länder nur das Minimum lagern, machen relativ hohe Lagervolumen aber wenig Sinn. Ausserdem sind die Risiken bei der internationalen Transportinfrastruktur sowie bei der spezifischen Schweizer Importinfrastruktur mässig [vgl. Abb. 16].

Mangel an Optionen beim Gas — Handlungsbedarf besteht hingegen beim Erdgas. Zum einen verfügt die Schweiz über keine relevanten Lager, zum anderen kommt der alternative Einsatz von Erdöl nur für weniger als die Hälfte der Verbraucher («umstellbare» Kunden) in Frage. Sollte ausserdem ein Teil der Stromproduktion künftig auf Gaskraftwerken basieren, würde die Notwendigkeit eigener Gaslager im Inland zunehmen. Zwar werden mögliche Standorte für ein Lager geprüft, doch wird häufig darauf verwiesen, dass die geologischen Voraussetzungen hierfür in der Schweiz nicht optimal sind [vgl. Kapitel 4.2]. Und der Bau von LNG-Lagern wäre aufgrund der unverhältnismässig hohen Kosten kaum sinnvoll.

Bilaterale Verträge mit Frankreich und Deutschland zur Mitbenutzung von Lagerbeständen kompensieren das Fehlen von inländischen Gaslagern nur partiell. Schliesslich muss davon ausgegangen werden, dass gerade in Krisenzeiten die Bestände der Nachbarländer nicht für den Export zur Verfügung stehen – gerade weil in der EU die Gaslagerkapazitäten knapp sind [vgl. Box 8]. Setzt ausserdem die EU ihre Pläne zur Erhöhung der europaweiten Gasversorgungssicherheit und der gegenseitigen Zurverfügungstellung von Vorräten um, dürfte es für die Schweiz zunehmend schwierig werden, die Gaslager mitzubenzühen [vgl. auch PREVIDOLI 2010, S. 19]. Dabei ist auch die Stellung der Schweiz als wichtiges Transitland für die Versorgung von Italien strategisch weniger nützlich, als häufig argumentiert wird. Implizit wird dabei angenommen, dass bei einem durch die EU verfügbaren krisenbedingten Lieferstopp die Schweiz einen Teil der Transporte nach Italien für sich abzweigen könnte. Das wäre grundsätzlich möglich, zumal die EU ihre Lieferungen über das Transitzugsystem nach Italien aufrechterhalten wird, um die Versorgung dort zu gewährleisten. Damit würde die Schweiz allerdings in etwa in der Manier der Ukraine handeln. Und das wäre wenig nachhaltig. Schliesslich ist die Schweiz gleichzeitig auf den Transport bzw. Transit von Öl durch die EU angewiesen – europäische Retorsionsmassnahmen im Energiebereich wären umgehend und einfach möglich. Doch ungeachtet dieser Gedankenspiele könnte eine sinnvolle Versorgungsstrategie die Rolle der Transitposition der Schweiz integrieren – allerdings auf einer rechtlich tragfähigeren Basis. Da Italien über eigene Gaslager verfügt, würde die Schweiz mit Vorteil ein Abkommen zur Mitbenutzung der Lager in Italien vereinbaren. Faktisch würde ein solcher Vertrag darauf hinauslaufen, dass die Schweiz im Krisenfall einen Teil der Transporte nach Italien für den eigenen Verbrauch beanspruchen kann. Im Gegenzug entschädigt die Schweiz Italien ex ante finanziell für die «virtuelle» Mitbenutzung der Lager.

Letztlich zeigt sich gerade beim Gas eine überaus hohe Abhängigkeit vom europäischen Kontext. Werden im Inland aufgrund hoher Kosten keine be-

deutenden Lagerkapazitäten geschaffen, muss die Schweiz auf vertraglicher Basis mit den Nachbarstaaten kooperieren [vgl. Kapitel 6.8]. Für die Schweiz könnte es daher sinnvoll sein, wenn sie in allfällige Krisenmechanismen der EU eingebunden ist [vgl. Box 16].

6.3 Netz- und Transportinfrastruktur: Bewilligungen und Finanzierung

Die Instandhaltung und der Ausbau der Infrastrukturen stellen gerade bei Strom und Gas wichtige Dimensionen einer Versorgungsstrategie dar. Stabile und parallele Netze reduzieren nicht nur die Störungsanfälligkeit im Falle eines Ausfalls einer einzigen Leitung, sondern ermöglichen auch die Diversifizierung der Beschaffung. Allerdings sind in der Praxis die strategischen Handlungsoptionen bei den Netz- bzw. Pipelineinfrastrukturen beschränkt, schliesslich kann die Schweiz nur deren Ausbau auf dem eigenen Hoheitsgebiet direkt beeinflussen. Ohne die Anschlussleitungen in den benachbarten Ländern sind inländische Netzausbauten, die auf eine Erhöhung bzw. Diversifizierung der Import- oder Exportkapazitäten zielen, nur beschränkt nützlich.

Allfälliger Handlungsbedarf bei den Transportinfrastrukturen beschränkt sich in erster Linie auf die Bereiche Strom und Gas. Beim Erdöl besteht dagegen kein offensichtlicher Handlungsbedarf. Öl wird in die Schweiz bereits auf eine relativ diversifizierte Art transportiert. Daneben schaffen die strategischen Lager zeitlichen Spielraum, um im Notfall alternative Transportwege zu öffnen (z.B. Organisation zusätzlicher Tanklaster oder Tankgüterzüge). Der Nutzen eines Ausbaus weiterer Transport- bzw. Netzinfrastrukturen wäre gering und würde grade im Falle von Pipelines relativ hohen Kosten gegenüberstehen.

Gas: Beschränkte Handlungsoptionen — Der oben erwähnte eingeschränkte Handlungsspielraum manifestiert sich besonders deutlich beim

Erdgas, wo die Schweiz den grössten Teil ihrer Importe über die TENP aus dem Norden bezieht. Ein einseitiger Ausbau des Schweizer Gasnetzes zur Diversifizierung der Importrouten hätte geringe Wirkung. Vielmehr müssten auch die benachbarten Länder Anschlüsse an die Transportnetzinfrastrukturen schaffen. Eine solche verbesserte Anbindung der Schweiz dürfte allerdings kein strategisches Element der europäischen Gasversorgungsstrategie darstellen – ausser Europa verbessert dadurch seine eigene Versorgungssicherheit oder wird finanziell entschädigt. Doch auch wenn die Nachbarländer entsprechende Anschlüsse schaffen würden, so könnte die Schweiz zwar das Risiko von Unterbrüchen aufgrund von Störungen bei ihren Importinfrastrukturen reduzieren, jedoch würde sie damit nicht das bedeutendere Risiko von Unterbrechungen der internationalen Zulieferlogistik adressieren. Die bedeutenden Aufwendungen im Zusammenhang mit einer verbesserten Anbindung an die europäischen Gasnetzinfrastrukturen stünden demnach einem relativ geringen Nutzen gegenüber.

Eine Alternative zum kostspieligen Ausbau der Pipelineinfrastrukturen ist die Möglichkeit von Importen aus dem Süden, also eine Umkehr des Transportweges auf dem bereits bestehenden Transitgassystem. Technisch ist das bereits heute möglich. Importe aus dem Süden sind vor allem dann nötig, wenn der Gasimport aus dem Norden unterbrochen ist – entweder aufgrund einer lokalen Störung im Netz oder aufgrund eines Gasmangels in den nördlichen Ländern. Das allerdings setzt voraus, dass in Italien ausreichend Gas zur Verfügung stünde, so dass auch Exporte in die Schweiz gewährleistet werden können. Noch ist der Gasimport über die TENP/Transitgas für Italien bedeutend, so dass ein längerer Unterbruch vor allem im Winter die Versorgungsstabilität in Italien in Frage stellen würde. Italien könnte sich insbesondere durch den Ausbau von Flüssiggasterminals, aber auch durch neue Pipelines Richtung Albanien, Griechenland und der Türkei oder auch Afrika unabhängiger von Importen durch die Schweiz machen. Der von der EU verfolgte Ausbau des südlichen Gaskorridors dürfte hierzu beitragen [vgl. Kapitel 5.1].

Diverse Infrastrukturprojekte sind bereits in Planung – deren Umsetzung ist allerdings unsicher und kann durch die Schweiz kaum beeinflusst werden. Dennoch investiert mit der EGL eine schweizerische Gesellschaft in die Vernetzung des italienischen Gasmarktes. Durch den Bau der TAP soll es für Italien möglich werden, Gas via die Türkei, Griechenland und Albanien aus dem kaspischen Raum oder Iran zu importieren [vgl. Kapitel 3.2]. Sollte Italien dadurch tatsächlich weniger abhängig von Importen aus dem Norden werden, könnte die Schweiz einen höheren Anteil der Transportkapazitäten der TENP/Transitgas für ihre eigenen Bedürfnisse nutzen. Einen direkten strategischen Wert hätte die TAP für die Schweiz vor allem dann, wenn Italien von der Versorgung aus dem Norden gänzlich unabhängig würde bzw. sogar in den Norden exportieren könnte. Dass Italien alleine durch die TAP unabhängig von Lieferungen aus dem Norden wird, ist jedoch unwahrscheinlich. Vielmehr setzt dies voraus, dass daneben weitere Pipeline- und LNG-Projekte umgesetzt würden. Ein solches Szenario kann nicht ausgeschlossen werden, schliesslich bestehen neben der TAP weitere Pipelineprojekte, welche die Anbindung Italiens an die Gasreserven im Osten sowie in Afrika verbessern [vgl. Abb. 9]. Bei genauerer Betrachtung ist allerdings nicht ganz sicher, ob die Schweiz dadurch profitiert. Immerhin verlöre die Schweiz ihre zentrale Gastransitposition und dadurch ihre strategische Bedeutung für die italienische Versorgung. Infolgedessen nimmt auch die Verhandlungsmacht gegenüber den Nachbarstaaten ab. Ausserdem wird die unter Kapitel 6.2 skizzierte Lagerstrategie unterminiert.

Zusammengefasst besteht für die Schweiz bei der Gaspipelineinfrastruktur nur beschränkt strategischer Handlungsspielraum. Allfällige Kosten stehen einem sehr unsicheren Nutzen gegenüber. So muss auch das TAP-Projekt eher aus einer kommerziellen Perspektive der Investoren beurteilt werden. Ihr Nutzen für die Schweizer Versorgungssicherheit ist keineswegs sicher.

Strom: Bewilligungen und Finanzierung als Herausforderungen — Ähnlich wie beim Gas spielt auch bei der Elektrizität die Vernetzung mit der in-

ternationalen Netzinfrastruktur eine wichtige Rolle sowohl bei der Aufrechterhaltung der inländischen Versorgungs- und Systemstabilität als auch bei der Schaffung eines wettbewerblichen Marktes. Wiederum aber gilt, dass ein unilaterales schweizerisches Engagement zum Ausbau der grenzüberschreitenden Infrastrukturen nur beschränkt wirksam ist. Um die Grenzkapazitäten zu erhöhen, sind meist auch Veränderungen bei den Anschlussnetzinfrastrukturen in den Nachbarländern notwendig. Das aber bedingt eine enge Abstimmung des inländischen Netzausbaus mit jenem des Auslandes. Eine solche Koordination ist insofern sinnvoll, als auch die EU den Ausbau grenzüberschreitender Netzkapazitäten bzw. das Zusammenwachsen der Märkte vorantreiben will und hierfür entsprechende institutionelle Plattformen geschaffen hat [vgl. Kapitel 5 und 6.7]. Die beabsichtigte engere Vernetzung ist nicht zuletzt wegen der steigenden Einspeisung von un stetiger Energie und der damit verbundenen Produktions- und Preisschwankungen notwendig [vgl. Box 10]. Ausserdem soll durch die Schaffung eines zusammenhängenden Strombinnenmarktes das Funktionieren des Wettbewerbs gestärkt werden.

Von diesen Entwicklungen kann auch die Schweiz profitieren. Aufgrund ihres bedeutenden Anteils an flexibler Wasserkraft im inländischen Produktionspark ist eine (noch) stärkere Einbindung der Schweiz in den europäischen Markt von strategischer Bedeutung. Ausserdem könnte die Schweiz aufgrund ihrer zentralen Position beim Zusammenwachsen des südlichen mit dem nördlichen Elektrizitätsmarkt eine bedeutende Rolle spielen. Zwar ist die internationale Koordination des Netzausbaus dabei sehr wichtig, doch besteht unabhängig davon in der Schweiz grosser unilateraler Handlungsbedarf. Einerseits verlangt die Vergrösserung von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten nicht bloss die Erweiterung der zwischenstaatlichen Verbindungen im engeren Sinn. Vielmehr sind dazu Verstärkungen im gesamten inländischen Stromnetz notwendig, zumal die bestehenden Netzeengpässe teilweise auf Mängel bei den inländischen Infrastrukturen zurückzuführen sind. Andererseits ist – unabhängig vom Ausbau der Import- und Export-

kapazitäten – der Investitionsbedarf im Schweizer Stromnetz beträchtlich. Neben Ersatzinvestitionen sind auch Investitionen in Kapazitätserweiterungen nötig, die im Zusammenhang mit dem wachsenden Strombedarf und der steigenden Stromproduktion stehen.

Ob und in welchem Ausmass die Netzausbauten tatsächlich vorgenommen werden, wird wesentlich durch zwei Aspekte beeinflusst. Erstens sind die Bewilligungsverfahren langwierig und unsicher. Eine Beschleunigung und Vereinfachung des Prozesses ist nötig. Und zweitens müssen für die Investitionen ausreichend finanzielle Mittel zur Verfügung gestellt werden, ohne dass dadurch die Verbraucher über Gebühr belastet werden. Der Aspekt der Finanzierung fokussiert auf folgende drei Fragen: i) Welches ist die richtige Höhe der Kapitalverzinsung? ii) Wie können die Netzkosten sinnvoll auf die Akteure im Markt verteilt werden? iii) Wie kann durch eine Veränderung der Governance von Swissgrid die Kapitalbeschaffung erleichtert werden?

Grenzen des Sachplans — Mit dem Sachplan Übertragungsnetzleitungen (SÜL) hat der Bundesrat bereits Massnahmen eingeleitet, um die Bewilligungsprozesse zu koordinieren und zu beschleunigen [vgl. Box 18]. Ob dieses Instrument beim Ausbau des Übertragungsnetzes funktioniert, bleibt jedoch abzuwarten. Die Erfahrungen aus anderen Bereichen wie der Luftfahrt sind wenig ermutigend. Der Sachplan Infrastruktur Luftfahrt (SIL) koordiniert seit vielen Jahren die Flughafenentwicklung in Zürich mit der Siedlungsentwicklung, für welche die Kantone mit ihren Richtplänen zuständig sind. Der SIL hat sich als ein schwerfälliges und zeitraubendes Instrument erwiesen [vgl. MÜLLER-JENTSCH 2009, S. 47]. Der Bund sieht sich weniger als übergeordnete Planungsinstanz, sondern als eine Art Mediator. In diesem Kontext erhalten die nationalen Interessen ein zu geringes Gewicht, in der Praxis dominieren die partikularen Interessen der Standortgemeinden. Eine solche Entwicklung droht auch beim SÜL.

Der Gegensatz von nationalen und lokalen Interessen wird in der Ökonomie mit der sogenannten Nimby-Problematik umschrieben. Die Abkürzung steht für «not in my back yard» – nicht in meinem Vorgarten. Jeder ist sich der Notwendigkeit der nationalen Infrastruktur bewusst, aber niemand möchte sie bei sich haben. Beim Stromübertragungsnetz ist der Gegensatz von lokalen und nationalen Interessen besonders ausgeprägt, zumal mit der Netzinfrastuktur – im Gegensatz zum Flughafen – kaum positiver lokaler Nutzen verbunden ist. Vielmehr dominieren der Bodenverbrauch, die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie die damit zusammenhängenden Wertverluste bei Immobilien. Noch mehr als beim Flughafen muss daher ein Instrument geschaffen werden, um zwischen dem nationalen Nutzen und den lokalen Kosten einen Ausgleich herzustellen. Das setzt erstens voraus, dass klare Kompetenzregelungen geschaffen werden. Weil das Übertragungsnetz eine nationale Infrastruktur ist, braucht es entsprechende Planungs- und Entscheidungskompetenzen auf Ebene des Bundes. Zweitens müssen der Mechanismus und die Finanzierung allfälliger Ausgleichszahlungen festgelegt werden. Insbesondere muss bestimmt werden, für welche Netzausbauten eine lokale bzw. regionale Kompensation in Frage kommt, wie sich die Höhe der Kompensation berechnet und inwiefern diese aus einer Erhöhung der Netztarife finanziert wird. Auch ist zu klären, wie allfällige Zusatzkosten im Zusammenhang mit lokalen Anpassungen der Trassen oder gar Erdverlegungen zu tragen sind. Natürlich setzt gerade ein solcher Kompensationsmechanismus eine breite (politische) Akzeptanz der nationalen Netzplanung voraus. Das aber heisst, dass die Bedarfsplanung bei der Netzinfrastuktur konsequent an den gesamtwirtschaftlichen Interessen ausgerichtet sein muss. Dies ist heute nur beschränkt der Fall. Das Eigentum am Übertragungsnetz ist bisher auf die einzelnen Verbundunternehmen aufgeteilt. Entsprechend dezentral sind die Netzausbau- und Investitionsplanungen. Diese orientieren sich weniger an den gesamtwirtschaftlichen Bedürfnissen als vielmehr an den spezifischen Interessen der Verbundunternehmen, die gleichzeitig in den Bereichen Vertrieb, Produktion und Handel tätig sind [vgl. auch MEISTER 2007]. Doppelspurigkeiten, ineffiziente Netzstrukturen sowie

Wettbewerbsverzerrungen können daraus resultieren. Dies ist eine schlechte Ausgangslage für den oben dargestellten Ausgleichsmechanismus. Die von der Gesetzgebung (Art. 33 Abs. 2 StromVG) vorausgesetzte Eigentumsübertragung der Netzinfrastruktur an Swissgrid vermag diese Situation nur teilweise zu entschärfen. Zwar wird die Netzplanung künftig zentral beim nationalen Netzbetreiber stattfinden, doch ist dessen tatsächliche Unabhängigkeit nach wie vor beschränkt. Die Verbundunternehmen sind Mehrheitseigner von Swissgrid und können auf strategische Entscheidungen weiter Einfluss nehmen. Eine konsequentere Entflechtung des Netzbetreibers ist aus der Perspektive einer effektiven und breit akzeptierten (nationalen) Infrastrukturplanung notwendig.

Finanzierung: Investitionsanreize und WACC — Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist kapitalintensiv und setzt voraus, dass ausreichend finanzielle Mittel für Investitionen zur Verfügung gestellt werden. Etwas vereinfacht könnte man annehmen, dass dies in jedem Fall gewährleistet ist, da die Netznutzungsentgelte dem Netzbetreiber einen sicheren Ertrag garantieren. Tatsächlich gilt das Netz als natürliches Monopol. Die am Netz angeschlossenen Kunden können der Zahlung des Netznutzungsentgelts nicht aus dem Weg gehen. Werden Netzausbauprojekte bewilligt und realisiert, kann der Netzeigner bzw. -betreiber die entsprechenden Kapital- und Betriebskosten gemäss dem geltenden Regulierungsregime direkt auf den Netznutzungstarif umlegen. Während die Betriebskosten direkt aus der Betriebsrechnung abgeleitet werden können, bedarf es bei der Ermittlung der Kapitalkosten zusätzlich der Definition eines kalkulatorischen Zinssatzes, mit welchem das Kapital verzinst wird. Dieser sogenannte WACC (Weighted Average Cost of Capital) setzt sich etwas vereinfacht dargestellt aus einem risikolosen Zinssatz sowie einer risikogerechten Entschädigung zusammen – Letztere soll eine Kompensation für das Geschäfts- bzw. Insolvenzrisiko darstellen. Bisher lag in der Schweiz der aggregierte Risikozuschlag bei 1,93 Prozent, für 2011 wurde er auf 1,73 Prozent gesenkt. Damit sinkt der WACC von 4,55 auf 4,26 Prozent.⁶⁶

Box 18: Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL)

Sachpläne sind Raumordnungsinstrumente des Bundes zur Sicherung von Infrastrukturen, die zwar im nationalen Interesse sind, aber häufig mit kantonalen oder lokalen Emissionen einhergehen. Der SÜL stellt ein übergeordnetes Planungs- und Koordinationsinstrument für den Aus- und Neubau der Hochspannungsleitungen dar. Die Verantwortung für den SÜL trägt das Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Um die Bewilligungsprozesse zu beschleunigen, werden der Bedarf und die Korridorvarianten von Leitungsprojekten beurteilt, Konflikte identifiziert und Lösungsalternativen dafür erarbeitet.⁶⁷ Im Rahmen des SÜL-Prozesses definierte eine Arbeitsgruppe unter dem Begriff Strategische Netze diejenigen Leitungen und Anlagen bzw. Anlagenteile, die für die Schweizer Versorgungssicherheit bis 2015 nötig sind. Die Arbeitsgruppe wurde nach dem schweren Ausfall im Bahnstromnetz der SBB im Jahr 2005 eingesetzt. Dabei wurden insgesamt 67 Leitungsprojekte identifiziert, wobei 39 Projekte zur allgemeinen Stromversorgung gehören und 28 Projekte im Bahnstrombereich sind. Im März 2009 legte der Bundesrat schliesslich die strategischen Netze fest, die bis 2015 zu realisieren sind. Die Festlegung dieser strategischen Leitungsbauprojekte im Sachplan soll zur Vereinfachung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren beitragen.⁶⁸ Eine Ausweitung des SÜL auf andere Netze im Sinne eines Sachplans Energienetze wurde eingeleitet. Mit der Festlegung des strategischen Stromübertragungsnetzes bestätigte der Bundesrat den Nutzen der einzelnen Leitungsprojekte gemäss den Anforderungen des SÜL. Bei der Beurteilung des Nutzens gemäss SÜL sind jedoch formell diverse Zielsetzungen zu berücksichtigen – was nicht unbedingt für seine Konsistenz spricht. So definiert der SÜL unterschiedliche Zielkategorien: energiepolitische, wirtschaftspolitische, raumordnerische, umweltpolitische und verkehrspolitische. Bei den energiepolitischen Zielsetzungen werden beispielsweise die Dämpfung der Verbrauchszunahme von Elektrizität, die Förderung erneuerbarer Energien oder die Gewährleistung der Versorgungssicherheit genannt. Die wirtschaftspolitischen Zielen verlangen eine Erhöhung der Effizienz sowie eine Steigerung der internationalen Konkurrenzfähigkeit des schweizerischen Strommarktes sowie des Wirtschaftsstandortes [vgl. BFE 2009d, S. 4/5].

Aus der Perspektive einer sicheren Versorgung ist es sinnvoll, den WACC hoch anzusetzen, damit ausreichend Anreize bestehen, finanzielle Mittel in den Netzausbau zu lenken. Wäre der WACC zu tief, wären alternative Investitionsmöglichkeiten attraktiver, die nötigen Investitionen in das Übertragungsnetz würden aufgrund der zu geringen Rendite für die Kapitalgeber

ausbleiben. Umgekehrt aber besteht auch das Risiko eines zu hohen WACC, der zu starke Investitionsanreize setzt und damit Überinvestitionen und zu hohe Kosten für die Verbraucher verursacht – dies ist in der Literatur als Averch-Johnson-Effekt bekannt. Um die richtigen Investitionsanreize zu setzen, muss der Regulator daher eine «Punktlandung» vollführen, was in der Realität schwierig ist. Die formale Berechnung des in der Schweiz angewendeten WACC ist kompatibel mit den international gängigen Verfahren und ist im Grunde geeignet, eine adäquate Rendite für das Stromnetz zu definieren. Im Moment deutet wenig darauf hin, dass der WACC in der Schweiz systematisch zu tief ist [vgl. Box 19].

Finanzierung: Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten — Neben der Höhe der Netzkosten ist auch deren Verteilung auf die Akteure im Markt wichtig. Derzeit werden die Kosten des Netzes alleine durch die inländischen Endverbraucher getragen [vgl. Art. 14 Abs. 2 StromVG]. Der Netznutzungspreis wird daher durch die sogenannte L-Komponente (L = Load) bestimmt, eine G-Komponente im Sinne eines Einspeisetarifes (G = Generation) existiert dagegen nicht. Das ist unproblematisch, solange der Markt abgeschlossen ist und kein grenzüberschreitender Stromhandel existiert. Dann nämlich bezahlen die inländischen Kunden unabhängig von der Gewichtung der L- oder G-Komponente ohnehin die gesamten Netzkosten – entweder direkt oder über einen Preisaufschlag auf dem bezogenen Strom. Wird das inländische Netz hingegen für Transite oder (Netto-)Exporte verwendet, subventionieren die inländischen Kunden den Stromhandel. Die Kosten des hierfür bestehenden und betriebenen Netzes werden nämlich vollumfänglich auf die Netznutzungsentgelte der inländischen Kunden geschlagen. Bisher wurden die durch internationale Transite entstehenden Kosten auf Basis eines privatrechtlichen Abkommens zwischen den Netzbetreibern ausgeglichen (sog. ITC-Fonds). Da die Schweiz bedeutende Transite aufweist, erhielt sie entsprechende Auszahlungen aus dem Fonds. In den vergangenen Jahren allerdings wurde die Grösse des

Box 19: WACC-Berechnung 1/2

Der WACC setzt sich aus einer Rendite für das Eigenkapital sowie einer Rendite für das Fremdkapital zusammen. Im Falle des Eigenkapitals wird der Verzinsungsanspruch der Kapitalgeber gemäss dem sogenannten Capital Asset Pricing Model (CAPM) berechnet. Zu einem risikolosen Zinssatz (der auf Basis von 10-jährigen Schweizer Bundesobligationen berechnet wird) wird eine Entschädigung für das systematische Risiko in der Stromnetzbranche (Wagniszuschlag) addiert. Dieser Zuschlag berechnet sich aus einer allgemeinen Marktrisikoprämie, die mit einem Beta-Faktor multipliziert wird. Dieser stellt eine statistische Grösse dar, die den Zusammenhang zwischen dem Verlauf der Rendite einer Aktie und der Renditeentwicklung des Aktienmarktes widerspiegelt. Ist der Beta-Faktor geringer als 1, heisst das, dass die spezifische Anlage ein geringeres Risiko aufweist als ein vollständig diversifiziertes Portfolio. Zusätzlich wird bei der Berechnung des Beta berücksichtigt, dass das Risiko für den Eigenkapitalgeber tendenziell grösser ist, je höher der Anteil des Fremdkapitals ist.⁶⁹ Durch die Multiplikation dieses sogenannten levered Beta mit der gesamten Marktrisikoprämie wird schliesslich der unternehmensspezifische Wagniszuschlag für das Eigenkapital berechnet. Um die Gesamtrendite bzw. den WACC zu erhalten, muss zur Rendite des Eigenkapitals die Rendite des Fremdkapitals addiert werden. Und diese setzt sich aus einem risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital sowie einem Zuschlag für das Ausfallrisiko des Kreditnehmers sowie Kosten für die Emission einer Anleihe zusammen. Bei der Addition der Renditen von Fremd- und Eigenkapital wird eine Gewichtung gemäss Anteil Fremd- und Eigenkapital vorgenommen. Üblicherweise liegt diese Gewichtung bei 60:40 (bisher lag sie für die Schweiz bei 70:30). Die WACC-Formel präsentiert sich wie folgt:

$$\text{WACC} = \text{Anteil Eigenkapital} \times (\text{risikoloser Zinssatz für Eigenkapital} + \text{levered Beta} \times \text{Marktrisikoprämie}) + \text{Anteil Fremdkapital} \times (\text{risikoloser Zinssatz für Fremdkapital} + \text{Bonitätszuschlag} + \text{Zuschlag für Emission})$$

Ein entscheidendes Element in dieser Formel ist der Wagniszuschlag bei der Berechnung der Eigenkapitalrendite. Eine internationale Studie beziffert diesen Wagnis- ...

Fonds massiv reduziert, so dass die Netzkosten, die im Zusammenhang mit Transiten anfallen, kaum mehr gedeckt sein dürften. Ob und in welcher Form es diesen Mechanismus in Zukunft noch geben wird, ist sehr ungewiss. Bei wachsendem Export und Transit subventionieren die inländischen Verbraucher daher zunehmend den internationalen Stromhandel, was die

Box 19: WACC-Berechnung 2/2

...zuschlag für Strom- und Gasnetzbetreiber etwa in einem Bereich zwischen 3 und 4,2 Prozent – wobei die Marktrisikoprämie für ein diversifiziertes Portfolio in industrialisierten Ländern in der Zeitperiode 1900 bis 2007 auf etwa 4 bis 5,1 Prozent und der Beta-Faktor (verschuldet) auf 0,76 bis 0,82 geschätzt wurden [vgl. FRONTIER ECONOMICS 2008, S. 2]. Berechnungen des Bundesamtes für Energie (BFE) unterstellten bei der Berechnung des WACC für 2010 eine im schweizerischen Kontext tiefere Marktrisikoprämie von 3,78[°] sowie ein (unlevered) Beta von 0,35 [vgl. BFE 2010, S. 8]. Der levered-Beta-Faktor beläuft sich dann auf etwa 1,17 – der etwas höhere Wert als im internationalen Kontext ergibt sich aufgrund des grösseren Fremdkapitalanteils von 70 Prozent. Der Wagniszuschlag beläuft sich damit auf etwa 4,4 Prozent und der resultierende WACC auf 4,31 Prozent. Tatsächlich festgelegt wurde vom UVEK ein etwas höherer WACC von 4,55 Prozent. Eine einfache Rechnung zeigt, dass dies etwa dem WACC entspricht, der alternativ unter der Annahme einer höheren Marktrisikoprämie (4,6 Prozent) sowie eines tieferen Anteils Fremdkapital (60 Prozent) resultiert.

Die Zahlen illustrieren, dass bei der Berechnung des Schweizer WACC keine offensichtliche Verzerrung nach unten anzunehmen ist. Schliesslich muss angefügt werden, dass im schweizerischen Regulierungskontext die Unternehmensrisiken sogar etwas tiefer sein dürften als im übrigen Europa. Beispielsweise basiert die Festlegung der Netznutzungsgebühren derzeit noch auf einer Kostenregulierung, das heisst, die kalkulierten und vom Regulator akzeptierten Kosten können direkt auf die Netznutzungstarife überwälzt werden. In den meisten europäischen Ländern hingegen erhöht eine Anreizregulierung das Ertragsrisiko der Netzbetreiber. Die Erhöhung des WACC ist damit keine vordringliche Strategie, um die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu gewährleisten. Dennoch könnten graduelle Anpassungen an der WACC-Formel sinnvoll sein, insbesondere um kurzfristige Ausschläge des WACC zu verhindern und damit die Investitionssicherheit zu erhöhen. Derzeit werden Möglichkeiten geprüft, Glättungsregeln bei den verwendeten Parametern anzuwenden [vgl. BFE 2010 und IFBC 2009].

exportorientierten Produzenten bzw. deren Kunden im Ausland quersubventioniert. Das ist umso störender, als viele (neue) Kraftwerke vor allem im Kontext des internationalen Handels wirtschaftlich eingesetzt werden. So sind grosse Pumpspeicherwerke auf Energieimporte angewiesen, um umgekehrt den veredelten Spitzenstrom in den europäischen Markt zu

exportieren. Der Ausbau des Kraftwerksparks und der wachsende internationale Handel machen diverse Ausbauten im Übertragungsnetz nötig. So entstehen beim Neubau von Kraftwerken neben direkten Anschlusskosten zusätzliche Kosten im Zusammenhang mit Netzverstärkungen, die den Abtransport der Energie möglich machen. Gleichzeitig aber bezahlen Pumpspeicherwerke weder für die Einspeisung noch den Strombezug für den Betrieb der Pumpen einen Netztarif.⁷¹

Die Einführung einer G-Komponente im Stromtarif wäre ordnungspolitisch richtig, zumal er die inländischen Verbraucher von einem solchen externen Effekt entlasten würde. Der Verzicht auf eine G-Komponente wurde vor allem mit Nachteilen der inländischen Produzenten im internationalen Geschäft begründet. Doch dieses Argument muss sehr relativiert werden. Schliesslich werden auch im Ausland Produzenten mit einer G-Komponente belastet. Einspeisetarife kennen heute Österreich, Dänemark, Finnland, Frankreich, Grossbritannien, Irland, Norwegen, Rumänien und Schweden [vgl. ENTSO-E 2010, S. 13]. Eine mässige G-Komponente dürfte daher die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Produzenten im europäischen Markt kaum beeinträchtigen. Das gilt auch deshalb, weil die Schweizer Betreiber von Kern- und Wasserkraftwerken von der europäischen Klimapolitik profitieren. Erstens wird das Preisniveau im Grosshandel durch die Kosten der CO₂-Zertifikate erhöht. Zweitens sorgt der steigende Anteil Windkraft für volatilere Preise, was für die Betreiber von Pumpspeicherwerken besonders interessant ist.

Die Schweizer Produzenten könnten ihre anteiligen Netzkosten nicht einfach über einen zusätzlichen Aufschlag auf den Energiepreisen an ihre inländischen Kunden überwälzen. In einem wettbewerblichen Markt werden die Energiepreise durch den internationalen Kontext diktiert. Aufgrund ihrer ausgesprochen tiefen Grenzkosten bestimmen nicht die Schweizer Wasser- und Kernkraftwerke den gleichgewichtigen Marktpreis, sondern fossile Kraftwerke

im Ausland. Verrechnen die benachbarten Länder bei ihren fossilen Kraftwerken eine positive G-Komponente, dann enthält der resultierende Marktpreis entsprechende Netzkosten. Diesen Netzkostenaufschlag würden jedoch die inländischen Kunden, deren Energietarif sich am Markt orientiert, bereits heute tragen. Das heisst, dass durch die Einführung einer G-Komponente im Schweizer Netztarif die inländischen Endkonsumenten in jedem Fall entlastet werden – unabhängig davon, ob im Ausland eine G-Komponente verrechnet wird oder nicht. Hingegen würde die heute faktisch bestehende Quersubventionierung des Handels aufgehoben.

Mindestens theoretisch können differenzierte Einspeisetarife auch dazu genutzt werden, um richtige Preissignale für die Standortwahl oder den Einsatz von Kraftwerken zu geben [vgl. Knieps 2010, S. 28]. Dabei gilt grundsätzlich, dass jene Kraftwerke einen höheren Tarif bezahlen müssen, die zu einer stärkeren Belastung der Netze führen und dadurch höhere Netzbetriebskosten oder sogar einen Ausbau der Netze zur Folge haben. Zwei Varianten von differenzierten Tarifen sind möglich [vgl. Frontier und Consentec 2008, S. 50]. Erstens kann ein standortspezifischer G-Tarif definiert werden. Dieser beeinflusst in erster Linie die Standortwahl und belohnt oder bestraft jene Kraftwerke, welche tiefe oder hohe Netzkosten verursachen. Zweitens kann ein veränderlicher Netztarif «Echtzeitsignale» für einen optimalen Betrieb eines Kraftwerks vermitteln. Dadurch kann ein permanentes Engpassmanagement im Netz sichergestellt werden (Nodal Pricing).

Finanzierung: Kotierung von Swissgrid — Nicht nur bei der Planung und Bewilligung von Netzausbauten, sondern auch bei der Finanzierung der Investitionen ist die Governance der Übertragungsnetzgesellschaft von zentraler Bedeutung. Bisher gilt gemäss Stromversorgungsgesetz (Art. 18 Abs. 3 und 5 StromVG), dass das Kapital von Swissgrid und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören müssen und dass die Anteile der Netzgesellschaft nicht an einer Börse

kotiert sein dürfen. Im Moment sind die mehrheitlich öffentlichen schweizerischen Verbundunternehmen – also Produzenten und Stromhändler – die Eigentümer von Swissgrid.

Die gesetzlichen Vorgaben zur Governance von Swissgrid behindern und verteuern jedoch eine zusätzliche Kapitalbeschaffung. Der Netzbetreiber kann die Investitionen nur begrenzt mit Fremdkapital finanzieren und ist auf weiteres Eigenkapital angewiesen. Ob die bestehenden Aktionäre künftig ausreichend Kapital für den Investitionsbedarf von Swissgrid zur Verfügung stellen, ist jedoch alles andere als sicher. Gerade die Verbundunternehmen als Produzenten und Händler könnten die entsprechenden Mittel auch in anderen – womöglich lukrativeren – Teilen der Wertschöpfungsketten investieren. Eine ausreichende Bereitstellung von Eigenkapital wäre auch dann nicht sicher, wenn die Kantone direkte Eigner von Swissgrid sind. Die Zulassung privater und ausländischer Aktionäre sowie die Kotierung an der Börse würde die Kapitalaufnahme wesentlich vereinfachen.

Häufig wird mit Verweis auf die Versorgungssicherheit argumentiert, dass private und/oder ausländische Kapitalgeber nicht gewollt sind. Aus ökonomischer Sicht ist der Vorteil einer solchen Regelung nicht ersichtlich. Die Strukturen von Swissgrid sollten sich in erster Linie am Ziel eines effizienten (und damit kostengünstigen), aber gleichzeitig nachhaltig sicheren Stromnetzbetriebs ausrichten. Dieses Ziel wird allerdings nicht durch die schweizerische Beherrschung per se sichergestellt. Vielmehr setzt es Investitionen in die Erneuerung und den Ausbau des Stromnetzes und damit den Einsatz von (Eigen-)Kapital voraus. Die Nationalität der Eigentümerschaft alleine ist noch kein Garant für die Bereitstellung dieses Kapitals. Schliesslich verfolgen auch schweizerische Investoren finanzielle Interessen. Die Entschädigung der Kapitalgeber (WACC) sowie die Optionen der Kapitalbeschaffung dürfen dabei relevanter sein. Das aber spricht vielmehr für die Zulassung von privaten und auch ausländischen Aktionären.

Risiken gehen ohnehin vor allem die privaten und ausländischen Aktionäre ein, zumal sie faktisch durch eine Veränderung der inländischen Regulierung «enteignet» werden könnten. Ausserdem stehen die entsprechenden Anlagen in der Schweiz, eine Demontage ist grundsätzlich nicht möglich. Einschränkend gilt, dass ausländische Aktionäre vor allem dann kritisch sind, wenn sie weniger finanzielle als vielmehr spezifische strategische Interessen verfolgen. So könnten ausländische Stromhändler oder Produzenten versuchen, sich durch eine Beteiligung am Schweizer Übertragungsnetz einen Marktvorteil zu verschaffen. Auch könnten sie den Ausbau des Übertragungsnetzes dahingehend beeinflussen, dass dieses statt Versorgungs- vor allem Transitinteressen dient. Eine solche Entwicklung hätte für inländische Kunden negative Konsequenzen hinsichtlich der Netzkosten aber auch der Versorgungsstabilität. Um eine solch unerwünschte strategische Einflussnahme zu verhindern, lassen sich Regelungen für eine konsequente Entflechtung definieren. Insbesondere kann die (Mit-)Eigentümerschaft von Produzenten und Händlern an der Netzgesellschaft beschränkt oder sogar gänzlich ausgeschlossen werden. Entsprechende Regelungen sind kompatibel mit dem europäischen Gesetzesrahmen, zumal sie gerade dem Wesen des Ownership Unbundlings [vgl. Kapitel 4.4] entsprechen. Natürlich würde das voraussetzen, dass die Schweiz die bestehenden Regelungen zur Entbündelung entsprechend verschärft.

Aus Gründen des Wettbewerb aber auch der Unabhängigkeit der Infrastrukturplanung ist eine konsequentere Unabhängigkeit des Netzbetreibers von den Handels- und Produktionsinteressen ohnehin erwünscht [vgl. oben]. Gerade bei der Beurteilung und Priorisierung von Netzinvestitionsprojekten besteht die Gefahr, dass Produzenten ihre eigenen Produktions- und Handelsinteressen vor die Bedürfnisse eines effizienten und sicheren Netzbetriebs und eines funktionierenden Wettbewerbs stellen. So sind aus der Optik von Händlern und Produzenten vor allem Netzausbauten interessant, die eine Erhöhung des Exportpotenzials in Richtung von Hochpreisländern möglich machen – im Schweizer Kontext vor allem in Richtung Süden,

also Italien. Für die Konsumenten dagegen können sich negative externe Wirkungen ergeben, zumal solche Netzausbauten eine stärkere Anbindung an das hohe italienische Preisniveau zur Folge hätten [vgl. Box 13]. Aus ihrer Sicht sind deshalb Netzausbaumassnahmen zu favorisieren, welche Importe aus dem preisgünstigeren Norden erhöhen. Das gilt grundsätzlich auch aus der Perspektive einer sicheren Stromversorgung: Eine Erweiterung von Importkapazitäten müsste vor allem in Richtung jener Länder erfolgen, die über ein hohes Produktions- und damit Exportpotenzial verfügen. Eine an den gesamtwirtschaftlichen Interessen orientierte Netzplanung muss die verschiedenen Bedürfnisse der Akteure aggregieren und gewichten. Aus Sicht der Wohlfahrt sind sowohl die Interessen der Konsumenten als auch jene der Produzenten zu berücksichtigen.

Internationale Koordination des Netzausbaus — Ob ein Ausbau von Grenzkapazitäten längerfristig möglich ist, hängt nicht zuletzt von der Zusammenarbeit mit benachbarten Netzbetreibern zusammen. Das aber bedeutet, dass Netzausbaumassnahmen vermehrt international koordiniert werden müssen. Europa hat hierzu entsprechende Institutionen realisiert [vgl. Box 16]. Ihnen weist die EU die Aufgabe zu, den europaweiten Ausbau der Strom- und Gasnetze zu planen sowie die Harmonisierung von Netzkodizes und Marktregeln voranzutreiben, um ein weiteres Zusammenwachsen der Märkte zu ermöglichen [vgl. GEDEN UND DRÖGE, 2010, S. 21]. Und mit dem Programm TEN-E hat Europa zudem ein Instrument zur Förderung zwischenstaatlicher Netze geschaffen. Künftig dürfte das Programm an Bedeutung gewinnen und auch stärker mit finanziellen Mitteln ausgestattet werden. Aufgrund ihrer zentralen Position im europäischen Strom- und Gasnetz ist es durchaus im Interesse der Schweiz, wenn sie bei diesen Institutionen mitreden kann. Zwar nimmt der Schweizer Netzbetreiber Swissgrid bereits Einsitz bei ENTSO-E. Doch wird sich künftig die Frage stellen, wie und wie stark die Schweiz als Nicht-EU-Mitglied wichtige Entscheidungen beeinflussen kann. Der Abschluss eines bilateralen Abkommens dürfte hierfür eine wichtige Voraussetzung darstellen.

6.4 Inländische Erzeugung: Vorteile der Kernkraft

Geringe strategische Relevanz der Biomasse — In der Schweiz gab es verschiedene Anstrengungen für eine inländische Förderung von Gas und Öl. Der Erfolg war begrenzt und dürfte sich auch in Zukunft nicht einstellen [vgl. Kapitel 4.2]. Eine Alternative für die Energieproduktion stellt die Nutzung nachwachsender Rohstoffe dar, also Biomasse inklusive biogener Abfälle. Doch auch hier sind die Produktionsmöglichkeiten beschränkt – nicht zuletzt wegen der Konkurrenzierung der landwirtschaftlichen Herstellung von Lebensmitteln. Schätzungen beziffern das «energetisch nutzbare ökologische Potenzial»⁷² (Heizwert) in der Schweiz längerfristig auf 95 bis 125 Petajoule (PJ). Davon entfällt mit rund 40 Prozent der grösste Anteil auf Biomasse aus Holz, gefolgt von Abfällen und Ernterückständen mit je etwa 20 Prozent [vgl. BFE 2004, S. 213]. 2004 wurde bereits etwa ein Drittel dieses Potenzials im Zusammenhang mit der Verwendung als Brenn- und Treibstoff sowie zur Stromproduktion ausgeschöpft. Der Beitrag der Biomasse zur Deckung des Schweizer Energiebedarfs, der 2009 rund 880 PJ betrug, dürfte daher auch in der längeren Frist beschränkt bleiben.

Ein besonderer Fokus gilt häufig den Biotreibstoffen, zumal dort die Schweiz praktisch gänzlich von Importen abhängig ist. Schätzungen beziffern das gesamte Potenzial biogener Treibstoffe auf Basis nachwachsender Rohstoffe und organischer Abfälle in der Schweiz etwa auf 50 PJ Primärenergie, nach Umwandlung in Treibstoff sind es noch etwa 25 PJ – was knapp einem Zehntel des Treibstoffverbrauchs (inkl. Flugpetrol) entspricht [vgl. auch BUNDES RAT 2008b, S. 6]. Das relativ bescheidene Volumen könnte im Krisenfall keine ausreichende Versorgung garantieren. Der Nutzen stünde daher in keinem Verhältnis zu den Kosten einer extensiven Förderung (sowie den hierzu nötigen energetischen Aufwendungen in der Landwirtschaft). So lagen bis Ende 2006 die Produzentenpreise bei inländischen Rohstoffen für die Produktion von Treibstoff um die Faktoren 2 bis 3 über denjenigen der EU [vgl. auch BUNDES RAT 2008b, S. 9].

Das technisch mögliche, aber auch das wirtschaftlich sinnvolle Angebot von Brenn- und Treibstoffen durch inländische Biomasse ist sehr eingeschränkt. Ihr strategischer Nutzen für die Versorgung dürfte weiterhin eng begrenzt bleiben. Viel relevanter ist da die inländische Produktion von Strom. Sobald die alternden Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen werden, fehlen der Schweiz beträchtliche Produktionskapazitäten in der Grundlast. Dies erhöht den Importbedarf und damit die Versorgungsrisiken [vgl. Abb. 16]. Dabei gilt, je geringer die inländische Produktion, desto schwieriger ist die Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Falle von (internationalen) Netzstörungen oder Produktionsausfällen im europäischen Kontext. Mit anderen Worten: Inländische Stromproduktion reduziert den Importbedarf und erhöht die Systemstabilität. Grundsätzlich sind folgende Produktionsformen für das Inland relevant: i) Ausbau neuer erneuerbarer Energien (wobei auch die Biomasse eine Rolle spielen kann), ii) Gaskraftwerke und iii) neue Kernkraftwerke [vgl. MEISTER 2008]. In den folgenden Ausführungen wird ein signifikanter Ausbau von Grosswasserkraftwerken zur Grundlastproduktion aufgrund der geographischen Gegebenheiten und der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz in der Schweiz ausgeklammert.

Zu geringes Potenzial neuer erneuerbarer Energien zur Stromproduktion —

Beim Ausbau von neuen erneuerbaren Energien kommen in erster Linie Kleinwasserkraftwerke, Biomasse-Kraftwerke, Geothermie, Windenergie und Photovoltaik in Frage. Um die längerfristig wegfallende Kernkraftproduktion in der Schweiz zu ersetzen, müssten Produktionskapazitäten mit einer Jahresproduktion von rund 26 TWh zugebaut werden. Ein Blick auf die geschätzten längerfristigen technischen Potenziale bei den unterschiedlichen Technologien zeigt, dass dies möglich wäre. Alleine die Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion könnte mindestens theoretisch ausreichen. Die ständige Verfügbarkeit sowie das Grundlastprofil dieser Technologie wären sehr geeignet, um die wegfallende Kernkraft zu ersetzen. Verschiedene Schätzungen über das nutzbare Volumen der Geothermie für die Stromproduktion gehen allerdings

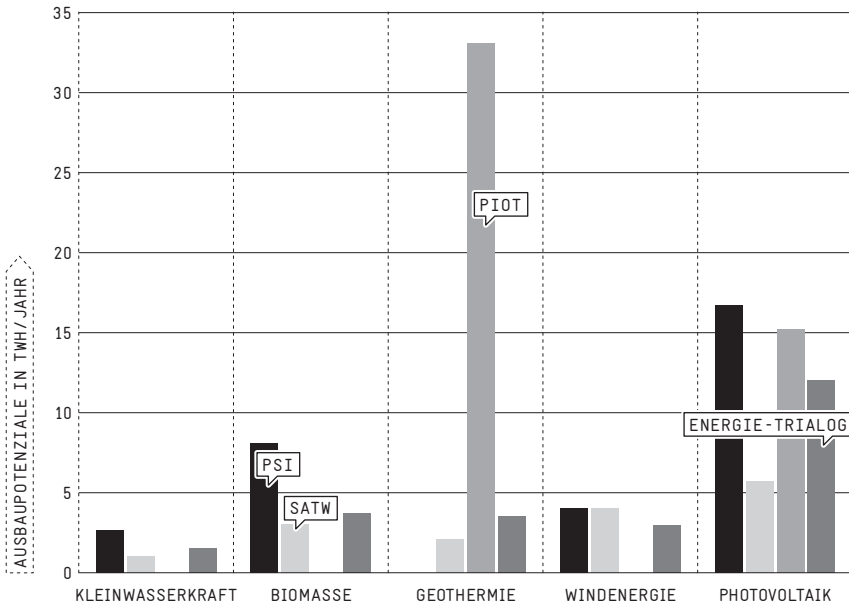
nicht zuletzt aufgrund der technischen Herausforderungen weit auseinander und zeigen eine hohe Unsicherheit über die tatsächliche künftige Relevanz [vgl. Abb. 18]. Ein höherer Konsens besteht dagegen bei der Biomasse sowie der Kleinwasser- und Windkraft. Hier allerdings sind die geschätzten Potenziale für die Schweiz bescheiden. Die beschränkten Ausbaumöglichkeiten sind in der Praxis nicht zuletzt auf eine mangelnde ökologische Akzeptanz zurückzuführen. So gehen Kleinwasserkraftwerke oder Windkraftwerke oft mit gravierenden negativen Eingriffen in die Natur bzw. das Landschaftsbild einher. Gerade bei der Windkraft ist der Flächenbedarf beträchtlich. Der im Moment grösste schweizerische Windpark auf dem Mont Crosin im Berner Jura umfasst 16 Windturbinen. Die Jahresproduktion der Anlage beläuft sich auf etwa 0,04 TWh – wobei rund 0,03 TWh auf die acht moderneren Turbinen mit einer Höhe von 140 Metern entfallen. Alleine um das älteste und kleinste Schweizer Kernkraftwerk, Beznau I, zu ersetzen, bräuchte es rein rechnerisch etwa 770 solcher moderner Windturbinen. In der bereits dicht besiedelten Schweiz stossen Aus- und Neubauprojekte jedoch rasch an ihre Grenzen. Schätzungen gehen davon aus, dass rund die Hälfte der für die sogenannte kostendeckende Einspeisevergütung zugelassenen Wind- und Wasserkraftwerke wegen Umweltschutz und Raumplanung nicht realisiert werden können [vgl. SCRUIZZI 2010, S. 11].

Als weit höher wird dagegen das technische Potenzial der Photovoltaik angenommen, was nicht zuletzt mit der höheren Akzeptanz zusammenhängt. Häufig ist eine Integration in bestehende Gebäude (Dächer, Fassaden) möglich, so dass die Eingriffe in die Natur begrenzt sind. Aus heutiger Sicht würde das bedeuten, dass eine «Strategie Neue erneuerbare energien» zu grössten Teilen auf der Photovoltaik basieren müsste. Die Photovoltaik ist jedoch zur Aufrechterhaltung einer stabilen Versorgung eine wenig geeignete Technologie. Zwar stellt die dezentrale bzw. verteilte Stromproduktion einen positiven Aspekt für die Versorgungssicherheit dar – beispielsweise entfallen Klumpenrisiken im Zusammenhang mit Unwettern oder Terrorismus. Jedoch gehen mit der

dezentralen und un stetigen Produktion auch zusätzliche Belastungen der Netzinfrastruktur einher, welche die Stabilität gefährden. Die Stromproduktion ist grossen Schwankungen unterworfen, so dass sie nicht gezielt gesteuert werden kann. Je nach Tageszeit und Sonnenintensität ist daher auch die Abhängigkeit von Importen gross. Zwar importiert die Schweiz schon heute – v.a. im Winter – Strom, um ihren Bedarf zu decken, doch würde je nach Tages- und Jahreszeit der Importbedarf sprunghaft ansteigen. Das würde sich vor allem im sonnenarmen Winter niederschlagen. Ein Mangel an permanent verfügbaren und steuerbaren inländischen Kraftwerkskapazitäten erhöht die Anfälligkeit der Schweizer Versorgung hinsichtlich Störungen und Ausfällen im internationalen Stromnetz. Auch wären Beeinträchtigungen in der gesamteuropäischen Stromproduktion eine grössere Gefahr für die schweizerische Versorgung.

Der technische Nachteil der Photovoltaik wiegt umso schwerer, als ihre Kosten nach wie vor ausserordentlich hoch sind (und auch über jenen der Wind- und Kleinwasserkraft liegen). Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) beläuft sich in der Schweiz auf 490 bis 900 CHF pro MWh. Und nach Berechnungen der IEA liegen die aktuellen Kosten der Photovoltaik bei etwa 200 bis 600 USD/MWh – je nach Standort und verwendeter Diskontrate [vgl. *THE ECONOMIST* 2010a, S. 57]. In einem vergleichsweise sonnenarmen Land wie der Schweiz dürften die Kosten wohl am oberen Ende liegen. Häufig werden diese Kosten direkt mit dem Preis des beim Netzbetreiber eingekauften Stroms verglichen: Sobald die Kosten des Stroms aus Photovoltaik auf oder unter diesem Einkaufspreis liegen, spricht man von Netzparität. In dieser Optik wird allerdings vernachlässigt, dass trotz dezentraler Produktion der Anschluss ans Stromnetz weiterhin nötig ist, damit fehlende oder überschüssige Produktion ausgeglichen werden kann. Der richtige Benchmark ist daher nicht der gesamte Endkumentarif sondern lediglich der Strompreis inklusive Netznutzung. Die hohen Kosten der Photovoltaik zeigen sich denn auch besonders deutlich bei einem Vergleich mit den Marktpreisen an der EEX. Diese lagen 2009 für das Gebiet Schweiz bei 48 EUR/MWh in der Grundlast

Abb. 18: Geschätzte technische Ausbaupotenziale neuer erneuerbarer Energien



Die Schätzungen über die längerfristigen bzw. technischen Ausbaupotenziale von neuen erneuerbaren Energien zur Stromproduktion in der Schweiz gehen vor allem bei der Geothermie auseinander. Der Photovoltaik wird hingegen von vielen Seiten ein relativ hohes Potenzial zugesprochen. Der etwas höhere Wert der PSI-Schätzung zur Biomasse unterstellt eine vollständige Nutzung zur Stromerzeugung.

Quellen: PSI 2005b, SATW 2006, PIOT 2007, Energie Trialog Schweiz 2009

und 56 EUR/MWh bei der Spitzenlast (2008: 74 EUR bzw. 88 EUR/MWh). Die Verbraucher haben im geltenden Gesetzesrahmen keine Möglichkeit, den Kosten der Einspeisevergütung auszuweichen. Diese wird als Teil des Übertragungsnetznutzungstarifs verrechnet.

Gaskraftwerke: Brennstoff als Risiko — Eine weitere Alternative stellen Gaskraftwerke dar. So stellte auch der Bundesrat fest, dass solche als Übergangslösung zur Deckung einer «Stromlücke» möglich wären.⁷³ Die Option Gaskraftwerke wird daher vor allem dann relevant, wenn das Stimmvolk Kernkraftwerke ablehnt oder wenn solche erst mit grosser zeitlicher Verzögerung gebaut werden können. Doch ungeachtet dessen ist es denkbar, dass Stromproduzenten – ähnlich wie in anderen Ländern Europas – Gaskraftwerke als attraktivere Investitionen betrachten. Noch macht die Forderung nach einer CO₂-Kompensation den Bau von Gaskraftwerken in der Schweiz wirtschaftlich unattraktiv, zumal der grösste Teil der Kompensation im Inland zu erfolgen hat, wo die CO₂-Vermeidungskosten über dem Preis europäischer Emissionszertifikate liegen. Doch gerade weil Gaskraftwerke im europäischen Kontext massiv an Bedeutung gewinnen, sind sie für die Versorgungssicherheit der Schweiz eine wenig attraktive Option. Kapitel 3.3 illustriert, dass längerfristig Risiken bei der europäischen Gasversorgung bestehen bleiben. Im Schweiz-spezifischen Fall erhöhen die fehlenden Gaslager sowie ein Klumpenrisiko beim Import über die TENP bzw. das Transitgassystem das Versorgungsrisiko zusätzlich. Mangelt es in Europa temporär an Gas, könnte sich dies rasch in Ausfälle bei der Stromproduktion übersetzen (E_3). Geht man davon aus, dass moderne Gaskraftwerke im Krisenfall auch mit alternativen Brennstoffen wie Heizöl betrieben werden können, relativiert sich ihr Risiko etwas. Doch der hohe Brennstoffbedarf impliziert eine deutliche Aufstockung der Öllager sowie zusätzliche Infrastrukturen, um die Gaskraftwerke auch für eine längere Dauer mit ausreichend Brennstoff zu versorgen. Daneben ist der Betrieb von Kraftwerken mit Öl statt Gas mit deutlich höheren Kosten verbunden. Analoge Versorgungsrisiken resultieren übrigens auch dann, wenn der Strom

nicht in grossen Gaskraftwerken, sondern in kleinen dezentralen Anlagen der Wärmekraftkoppelung (WKK) produziert wird. Auch hier gilt, dass ein Mangel an Gas zu einem Ausfall bei der Stromproduktion führt.

Die Auswirkungen einer Gaskraftwerk-Strategie auf das schweizerische Strompreisniveau sind nicht offensichtlich. Heute «pendelt» das schweizerische Preisniveau zwischen jenen in Italien und Deutschland [vgl. Kapitel 4.3 und Box 13]. Ob durch die Gaskraftwerk-Strategie im Inland die Preise im Durchschnitt ansteigen, hängt von unterschiedlichen Parametern ab: von der Struktur des ausländischen Kraftwerksparks sowie den Gas-, Kohle- und CO₂-Zertifikats-Preisen. Um den Einfluss auf den Preis, aber auch die Gewinne der Stromproduzenten darzustellen, lassen sich etwas vereinfachend zwei wichtige Szenarien darstellen. In einem Szenario A kann man davon ausgehen, dass auch in Zukunft die Preise in Deutschland und Frankreich tiefer sind als in Italien. Das kann insbesondere dann der Fall sein, wenn im Norden sehr effiziente Steinkohlekraftwerke die Preise für Grundlast bestimmen und die Preise für CO₂-Zertifikate sowie für Steinkohle relativ tief sind. In diesem Kontext wären die Produktionskosten der Gaskraftwerke in der Schweiz relativ hoch, so dass die inländischen Verbraucher den Import günstigerer Grundlast aus dem Norden bevorzugen würden. Weil sie aber mit den italienischen Konsumenten um die Importe konkurrieren, entsteht an der Nordgrenze des schweizerischen Netzes ein Engpass. Die Folge ist eine ganzjährige Preiskonvergenz auf das italienische Niveau. Das Szenario beschreibt ungefähr den Zustand, wie er bisher vor allem im Winter vorherrschte [vgl. auch Box 13]. Das aber bedeutet, dass durch eine Gaskraftwerkstrategie die Preise in der Schweiz im Durchschnitt ansteigen. Während die Konsumenten dadurch benachteiligt werden, profitieren die Betreiber bestehender inländischer Kern- und Wasserkraftwerke, zumal ihre Gewinnmarge ansteigt. Die Gaskraftwerke selber erwirtschaften hingegen nur dann einen Gewinn, wenn sie sehr effizient sind und günstiger produzieren als die Kraftwerke in Italien, die bei der Preisbildung in der «Preiszone Schweiz - Italien» bestimmend sind.

Die Interessen der Gaskraftwerkbetreiber und Schweizer Endkunden sind offensichtlich kongruent: Beide sind an tiefen Gaspreisen interessiert. Die Betreiber der bestehenden Wasser- und Kernkraftwerke profitieren hingegen von hohen Gaspreisen. Die Situation ändert sich hingegen, sobald im Rahmen eines alternativen Szenarios B in allen umliegenden Ländern ähnlich effiziente Gaskraftwerke die Preise in der Grundlast bestimmen. Das ist sehr wohl möglich, zumal Gaskraftwerke aufgrund der europäischen Klimapolitik in Europa zunehmende Verbreitung finden. Sollten in der längeren Frist sowohl in Italien als auch in Deutschland und Frankreich Kraftwerke mit ähnlichen Grenzkosten die Preise bestimmen, entfällt vermehrt das Nord-Süd-Preisgefälle. Unabhängig vom inländischen Kraftwerkspark übernimmt auch der Schweizer Markt aufgrund des internationalen Handels dieses Preisniveau [vgl. auch MEISTER 2008]. In diesem Szenario kann der Wettbewerb zwischen effizienten Gaskraftwerken dazu führen, dass diese nicht mehr rentabel betrieben werden können. Konsumenten profitieren nach wie vor von tiefen Gaspreisen, die Eigner bestehender Kern- und Wasserkraftwerke hingegen von hohen Gaspreisen.

Kernkraftwerke: Vor- und Nachteile der Grösse — Neue Kernkraftwerke stellen die dritte Option der inländischen Stromerzeugung dar. Sie sind aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und der relativ tiefen Grenzkosten für die Grundlastproduktion sehr geeignet. Aufgrund ihrer Unabhängigkeit von den pipelinegebundenen Gaslieferungen weisen sie einen entscheidenden Vorteil gegenüber den Gaskraftwerken auf. Brennstoff für Kernkraftwerke kann aufgrund der hohen Energiedichte in relativ grossem Ausmass gelagert werden. In der Schweiz lagern Kernkraftwerke üblicherweise etwa den Kernbrennstoff, der für das nächste Betriebsjahr nötig ist. Die weltweite Versorgung mit Uran dürfte ausserdem auch längerfristig gesichert sein. So würde gemäss Schätzungen die statistische Reichweite der weltweit identifizierten sowie vermuteten konventionellen Reserven bei heutigem Verbrauch und heutiger Reaktortechnik 300 bis 400 Jahre betragen [vgl. IAEA 2007, S. 18, und

PRASSER 2009, S. 14]. Und durch die allerdings kostspieligere Gewinnung von unkonventionellen Vorkommen – z.B. Uran aus Meerwasser – würden die Reserven praktisch unbegrenzt. Im Gegensatz zu Öl und Gas sind die Reserven ausserdem besser verteilt. Die wichtigsten Uran-Förderländer sind 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, dessen Mitglieder sehr homogene (politische) Interessen verfolgen, ist damit eher gering. Weil ausserdem die anteiligen Kosten des Brennstoffs bei den Kernkraftwerken relativ tief sind, wirken allfällige Uranpreissteigerungen ohnehin nur gering auf die gesamten Produktionskosten [vgl. Box 20].

Doch ungeachtet dessen weist auch eine Kernkraftwerk-Strategie Risiken auf. Das gilt insbesondere im Falle eines Baus von Reaktoren mit ausserordentlich hoher Leistung. Dazu gehört beispielsweise der Typ EPR vom französischen Hersteller Areva, der bei den Schweizer Produzenten in der engeren Auswahl steht und der eine deutlich höhere Leistung aufweist als die bisher in der Schweiz in Betrieb stehenden Kraftwerke. Während die Leistung des EPR rund 1600 MW aufweist, beläuft sich jene des heute grössten Kraftwerks Leibstadt auf 1165 MW, die Leistung von Mühleberg beträgt nur 355 MW. Die Grösse der neuen Kraftwerksgeneration hat vor allem wirtschaftliche Vorteile, zumal bei der Stromproduktion Skaleneffekte genutzt werden können. Umgekehrt besteht ein Klumpenrisiko. Fällt nur ein einziges Kraftwerk wegen Betriebsstörung, Wartungsarbeiten oder Brennstoffwechsel aus, fehlen im Inland signifikante Produktionskapazitäten. Im heutigen Kontext entspricht ein EPR knapp einem Zehntel der gesamten schweizerischen Produktionskapazitäten, der Anteil an der gesamten Jahresproduktion beträgt sogar etwa einen Fünftel.⁷⁴ Ein längerer Ausfall eines oder gar zweier (womöglich baugleicher) grosser Kernkraftwerke würde zu einem sprunghaften Anstieg des Importbedarfs führen – vor allem im Winter, wenn zudem die Stromproduktion der Wasserkraftwerke geringer ist.

Hinsichtlich des Einflusses auf die Preise bzw. die Gewinne der Kraftwerksbetreiber bestehen in der Kernkraftstrategie gegenläufige Effekte. Mit dem Bau neuer Kernkraftwerke mit tiefen Grenzkosten wird die Wahrscheinlichkeit steigen, dass die Preise im Inland auf dem tieferen nördlichen Niveau verbleiben [vgl. auch MEISTER 2008]. Weil Grundlastimporte aus dem Norden nicht nötig bzw. nicht attraktiv sind, zeichnet sich kein Netzengpass im Norden ab – dadurch wird eine Preiskonvergenz mit dem Süden verhindert. Das aber setzt ein anhaltendes Preisgefälle zwischen Nord und Süd voraus (s. oben). Während inländische Verbraucher von diesem Szenario A profitieren, ist es für die inländischen Kraftwerkseigner nachteilig, weil der Preis aufgrund der neuen Produktionskapazitäten dauerhaft vom tieferen nördlichen Niveau diktiert wird. Weil neue Kernkraftwerke gemessen am gesamten Kraftwerkspark sehr gross sind, würde diese Preiskonvergenz mit dem Norden durch die eigene Investitionsentscheidung gefördert. Die Gewinne der Produzenten werden dann durch den Unterschied zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten der eigenen Kernkraftwerke und den Preisen im Norden bestimmt. Während die Produktionskosten in erster Linie durch Fixkosten determiniert sind [vgl. Box 20], werden die Preise im unterstellten Szenario im Wesentlichen durch die Kosten für Kohle und CO₂-Zertifikate bestimmt. Mit anderen Worten: Teure Kohle und eine strikte europäische Klimapolitik würden die Gewinnmarge der inländischen Kernkraftwerksbetreiber erhöhen. Insgesamt profitieren die Konsumenten in Szenario A von der Tatsache, dass sich der Strompreis am tieferen nördlichen Niveau ausrichtet. Dominieren hingegen in der längeren Frist in allen Nachbarländern ähnlich effiziente Gaskraftwerke bei der Produktion von Grund- und Spitzenlast, kommt es zwangsläufig zu einer preislichen Konvergenz zwischen dem Norden und dem Süden (Szenario B). Die Preise in der Schweiz werden sich dann dem europäischen Umland anpassen. Der inländische Kraftwerkspark beeinflusst trotz seinen tiefen Grenzkosten den gleichgewichtigen Marktpreis in der Schweiz nicht. Vielmehr liegt das Schweizer Preisniveau aufgrund der Möglichkeit des grenzüberschreitenden Stromhandels dauerhaft auf jenem der Nachbar-

Box 20: Kosten der Kernkraft 1/3

Aufgrund des relativ geringen Brennstoffkostenanteils haben Kernkraftwerke keinen Einfluss auf die Marktpreise – sie gelten vielmehr als «Preisnehmer» [vgl. Box 9]. Die Rentabilität von Kernkraftwerken wird im Wesentlichen durch zwei Faktoren bestimmt: die Kosten des Baus und Betriebs des Kernkraftwerks sowie die Strommarktpreise, welche vor allem durch die Preise für Kohle und/oder Gas beeinflusst werden. Generische Modellschätzungen beziffern die Kosten des Kraftwerkbaus auf etwa 1,75 Mio. EUR pro MW Leistung [vgl. CS EQUITY RESEARCH 2006, S. 45]. Für einen Reaktor des französischen Typs EPR mit 1600 MW würden sich die Baukosten auf etwa 2,8 Mrd. EUR belaufen. Das Schweizer Unternehmen Alpiq bezifferte 2010 die geschätzten Baukosten auf 6 bis 8 Mrd. CHF – je nach Leistungsfähigkeit des Reaktors.⁷⁵ Im Falle eines 1600-MW-Reaktors entspräche dies Investitionskosten von mindestens 3,75 Mio. CHF pro MW Leistung. Eine genaue Prognose der Baukosten dürfte allerdings schwierig sein, zumal lokale Einflüsse, aber auch Lerneffekte durch die zunehmende Erfahrung bei neuen Kraftwerkstypen bedeutenden Einfluss haben. Weniger gewichtig sind die variablen Betriebskosten der Kernkraftwerke. Die oben erwähnten Modellschätzungen beziffern die variablen Betriebskosten auf rund 13 EUR/MWh, wovon etwa 9 EUR Brennstoffkosten sind. Bei einem angenommenen Zinssatz für die Finanzierung im Umfang von 9 Prozent und einer Laufzeit von 60 Jahren entfallen etwas mehr als die Hälfte der gesamten Aufwendungen auf Kapitalkosten, also Zinsen und Amortisation. Nur gerade 24 Prozent sind Brennstoffkosten. Die durchschnittlichen Produktionskosten liegen gemäss dieser Rechnung bei etwa 38 EUR/MWh [vgl. CS EQUITY RESEARCH 2006, S. 45]. Eine Studie, die im Auftrag des Bundesamtes für Energie erstellt wurde, berechnet die Durchschnittskosten bei einem EPR bei rund 48 CHF/MWh (zu Preisen von 2007). Mit einem Anteil von rund 43 Prozent dominieren die Kapitalkosten. Unterstellt wurden Investitionskosten von 3,35 Mio. CHF pro MW Leistung, eine Lebensdauer von 60 Jahren sowie Zinskosten von (lediglich) 2,5 Prozent. Die Brennstoffkosten machen einen Anteil von etwa 30 Prozent der Durchschnittskosten aus (14,5 CHF/MWh). Darin enthalten sind jedoch die Kosten des vollständigen Brennstoffzyklus, also die Kosten für Uran, die Anreicherung und Herstellung sowie die Entsorgung. Der Anteil des Urans selber an Gestehungskosten beläuft sich auf nur gerade 5 Prozent [vgl. PROGNOSE 2008, S. 17–19].

Vergleicht man diese Durchschnittskostenbetrachtungen mit den Marktpreisen in Abbildung 11, kann gefolgert werden, dass sich ein Kernkraftwerk im aktuellen Marktumfeld wirtschaftlich betreiben lässt. Schliesslich lagen die durchschnittlichen Grundlastpreise an der Strombörse EEX für das Marktgebiet Schweiz im Jahr 2009 bei rund 48 EUR/MWh. Allerdings implizieren die variierenden und je nach Region unterschiedlichen Strompreise Unsicherheiten und entsprechende Investitionsrisiken. So lagen ...

Box 20: Kosten der Kernkraft 2/3

... die durchschnittlichen Grundlastpreise im Marktgebiet Deutschland-Österreich 2009 auf einem deutlich tieferen Niveau von 39 EUR/MWh. Sollten sich die Schweizer Grundlastpreise dauerhaft dem tieferen nördlichen annähern, würde die Rendite neuer Kraftwerke im Inland beeinträchtigt. Daneben illustriert die Abbildung 11, dass nach 2008 aufgrund der konjunkturell tieferen Nachfrage sowie günstigeren Brennstoffe die Strompreise signifikant abnahmen. Eine länger anhaltende Gasschwemme könnte das Preisniveau und damit die Rendite neuer Kernkraftwerke zusätzlich beeinträchtigen [vgl. Kapitel 3.3]. Für den Investor bestehen daneben weitere Risiken, insbesondere im Zusammenhang mit der Höhe der Baukosten, Unsicherheiten über den Planungs- und Bauprozess (möglicher Abbruch des Projektes), operative Risiken (z.B. technische Probleme, die einen Betrieb längerfristig stören) oder zusätzliche Kosten bei der Entsorgung radioaktiver Abfälle. Eine britische Studie aus dem Jahr 2009 kommt zum Schluss, dass unter Berücksichtigung solcher Risiken der notwendige Strompreis für den rentablen Betrieb eines Kernkraftwerks bei mindestens 65 EUR/MWh liegen müsste [vgl. CITIGROUP GLOBAL MARKETS 2009, S. 3]. Ein solcher Break-even-Preis erscheint eher hoch, immerhin wird in der oben dargestellten generischen Modellrechnung mit Durchschnittskosten von 38 EUR/MWh eine relativ hohe Verzinsung unterstellt, die für Risiken kompensiert. Ungeachtet dessen wäre ein Preisniveau von 65 EUR/MWh nicht unrealistisch – immerhin lagen 2008 die durchschnittlichen Grundlastpreise für die Schweiz und Deutschland über diesem Niveau [vgl. Abb. 11]. ...

länder. Während die Konsumenten in diesem Szenario nicht mehr von den tiefen (Grenz-)Kosten der Kraftwerke profitieren, wird die Gewinnmarge der Produzenten durch die Gas- und CO₂-Preise bestimmt. Die Kraftwerkseigner profitieren, wenn hohe Gas- und CO₂-Preise zu hohen Strompreisen führen. Sollte aber umgekehrt der Gaspreis aufgrund von Überkapazitäten bzw. einer schwachen wirtschaftlichen Entwicklung in Europa tief sein, dann sinkt auch die Rentabilität der Kernkraftwerke. Mindestens temporär scheint ein Szenario mit tiefen Gaspreisen durchaus möglich und impliziert entsprechende Investitionsrisiken [vgl. auch 3.3]. Deutlich wird hier der Umstand, dass sich Unsicherheiten am Gasmarkt im schweizerischen Strommarkt niederschlagen, auch wenn im Inland keine Gaskraftwerke in Betrieb stehen. Die Interessen der Produzenten und Konsumenten hinsichtlich der Gaspreise gehen dabei grundsätzlich auseinander.

Box 20: Kosten der Kernkraft 3/3

... Damit Kernkraftwerke nicht staatlich subventioniert werden, müssen sie auch die Kosten potenzieller Umweltbeeinträchtigungen tragen. Dazu gehören insbesondere die Kosten im Zusammenhang mit der Entsorgung von radioaktiven Abfällen sowie den Risiken von Betriebsstörungen. Für die Stilllegung und Entsorgung zahlen die Kraftwerksbetreiber bereits heute jährlich in entsprechende Fonds ein. Für die Deckung von Betriebsrisiken – die vor allem im Zusammenhang mit dem relativ unwahrscheinlichen «Worst Case» einer Kernschmelze stehen – ist eine entsprechende Versicherung abzuschliessen. Gemäss dem Kernenergiehaftpflichtgesetz aus dem Jahr 1983 sind die Betreiber von Kernkraftwerken verpflichtet, über eine Haftpflichtversicherung mit einer Deckungssumme bis zu 1 Mrd. CHF (plus 10 Prozent für Zinsen und Verfahrenskosten) zu verfügen. 2008 verabschiedete das Parlament aufgrund eines internationalen Übereinkommens die Revision des Gesetzes. Danach wird die gesamte Versicherungssumme auf 1,8 Mrd. CHF (plus 10 Prozent für Zinsen und Verfahrenskosten) erhöht⁷⁶ [vgl. auch SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT 2007]. Ob die erhöhte Versicherungsdeckung ausreicht, um eine staatliche Subvention bzw. Bevorteilung der Kernkraft auszuschliessen, ist schwer abzuschätzen. Studien über Risikokosten und die nötige Haftpflichtversicherung variieren stark. Letztlich subventioniert eine sehr geringe Versicherungsdeckung die Kraftwerksbetreiber, eine prohibitiv hohe könnte die Rendite derart vermindern, dass Kernkraftwerke praktisch unmöglich werden [vgl. MEISTER 2008, S. 63].

Die bisherigen Betrachtungen fokussieren auf den Energiepreis, also die Stromproduktion im engeren Sinn. Der Endkunde bezahlt jedoch neben dem Strompreis auch einen Tarif für die Netznutzung. Und in diesem Tarif sind die Kosten von Systemdienstleistungen enthalten, die im Wesentlichen die Bereitstellung von Regelleistung umfassen [vgl. Kapitel 4.3]. Regelleistung wird vom Netzbetreiber nach wettbewerblichen Grundsätzen eingekauft (Auktionen). Die Aufwendungen für die Regelleistung werden daher vor allem durch das Ausmass des Bedarfs sowie den Energiepreis bestimmt – schliesslich verlangen Kraftwerksbetreiber für die Zurverfügungstellung einen Preis, der den geschätzten Opportunitätskosten des Betriebs im normalen Markt entspricht. Etwas vereinfacht kann daraus abgeleitet werden, dass in den obigen Szenarien mit hohen Energiepreisen auch die Kosten für die Regelleistung ansteigen. Sollte ausserdem im Rahmen der Kernkraftwerk-Strategie ein Typ mit ausser-

ordentlich grosser Leistung zum Einsatz gelangen, dann geht damit ein Anstieg der benötigten Menge an Regelenergie einher. Schliesslich orientiert sich die vorzuhaltende Reserveleistung etwa am grössten Kraftwerk in der Regelzone. Ein Mehrbedarf an Regelenergie resultiert beim Bau eines EPR, der mit einer Leistung von rund 1600 MW deutlich grösser ist als Leibstadt. Die (Mehr-) Kosten wären signifikant und würden inländische Verbraucher aufgrund der geringen Markt- bzw. Regelzonengrösse weit stärker belasten als Verbraucher in grösseren Regelzonen wie z.B. in Frankreich. Im Extremfall könnte dies bedeuten, dass der Bau neuer Grosskraftwerke für schweizerische Verbraucher sogar höhere Preise (als im Ausland) mit sich bringen würde. Diesem Problem kann allerdings mit institutionellen Massnahmen begegnet werden.

Ansätze zur Senkung des Regelenergiebedarfs — Um die Kosten der Verbraucher für Systemdienstleistungen in Grenzen zu halten, kommen grundsätzlich drei Optionen in Frage: Beteiligung der Produzenten an den Kosten von Systemdienstleistungen, Bau kleinerer Kraftwerke und die stärkere wirtschaftliche und technische Integration in den europäischen Markt. Die erste Option knüpft an den obigen Vorschlag an, wonach auch die Produzenten an den Netzkosten beteiligt werden. Wiederum rechtfertigt sich ihre Kostenbeteiligung durch das Argument externer Kosten. Während bei den Produzenten die Erträge aus den Grösseneffekten neuer Kraftwerke anfallen, müssen die Verbraucher die höheren Kosten der Systemdienstleistungen tragen. Um die Produzenten stärker an deren Kosten zu beteiligen, ist aber eine Gesetzesänderung nötig, die eine Erhebung von Netznutzungsentgelten bei den Produzenten möglich macht. Womöglich müsste dieses Entgelt bei den Produzenten nach Grösse einer Produktionseinheit differenziert werden, zumal dadurch der Umfang des externen Effekts bestimmt ist.

Bei der zweiten Option werden die Stromproduzenten dazu verpflichtet, kleinere Kraftwerkstypen zu bauen. Verfügt ein neues Kraftwerk über eine gleiche oder geringere Leistung als das grösste in Betrieb stehende (Leibstadt), dann

Box 21: Kleine Reaktoren 1/2

Weltweit existiert eine Vielzahl von Projekten für den Bau von kleinen skalierbaren Reaktoren (Small Modular Reactors). Neben US-amerikanischen Unternehmen sind auch Hersteller in Russland, Japan, Südkorea, China oder Südafrika an der Konstruktion von kleinen Kernkraftwerken beteiligt. Kleinreaktoren können grundsätzlich auf Basis der heute verbreiteten dritten Kraftwerksgeneration gebaut werden. So konstruiert beispielsweise die US-amerikanische Unternehmung Babcock & Wilcox, die bisher vor allem U-Boot-Antriebsreaktoren baute, einen Kleinreaktor – den mPower-Reaktor – mit einer elektrischen Leistung von rund 125 MW auf Basis der Leichtwassertechnologie.⁷⁷ Daneben arbeitet auch die US-Firma Westinghouse an einem kleinen Leichtwasserreaktor. Der sogenannten Iris-Reaktor soll eine Leistung von etwa 330 MW aufweisen. Eine Leistung von nur gerade 25 MW weist der vom US-Unternehmen Hyperion Power Generation projektierte «Mini-Meiler» Hyperion auf.⁷⁸ Je nach Grösse eines wassergekühlten Kleinreaktors können die technischen Risiken ähnlich oder auch geringer sein als bei den heute üblicherweise im Einsatz stehenden Reaktortypen. Bei sehr kleinen Reaktoren wie dem Hyperion wird das Risiko einer Kernschmelze gänzlich ausgeschlossen, zumal sie überschüssige Hitze an die Umwelt abgeben können. Das Schadenspotenzial kann ausserdem reduziert werden, wenn kleine Reaktoren unter der Erde betrieben werden – was auch für den mPower-Reaktor von Babcock & Wilcox vorgesehen ist.

Eine höhere Betriebssicherheit würden Kleinreaktoren durch die Anwendung neuer Kernkrafttechnologien der vierten Generation erlangen. Verschiedene Projekte basieren bereits auf solchen Technologien, die zur Kühlung beispielsweise Gas, Natrium oder Blei verwenden. Auch der von Toshiba projektierte Kleinreaktor 4S mit einer Leistung von 10 MW benötigt Natrium als Kühlmittel. Als besonders geeignet für Kleinreaktoren gilt ausserdem die «Lead-cooled fast Reactor»-Technologie (LFR) ...

resultiert kein Mehrbedarf an Regelernergie. Ein sprunghafter Anstieg der Systemdienstleistungskosten wird verhindert. Das wäre dann der Fall, wenn anstelle eines EPR beispielsweise ein Kernkraftwerk des Typs AP 1000 von Westinghouse (ca. 1150 MW)⁷⁹ gebaut würde. Dieser Typ steht unter anderen neben dem EPR in der engeren Auswahl der Schweizer Produzenten. Werden grosse Kraftwerke systematisch durch deutlich kleinere ersetzt, könnte langfristig sogar der Bedarf an Regelernergie gesenkt werden. Neuartige kleine und kleinste Reaktoren mit Leistungen von 10 bis 300 MW sind derzeit in

Box 21: Kleine Reaktoren 2/2

... [vgl. CINOTTI ET AL. 2009]. Die erwarteten Vorteile der vierten Reaktorgeneration sind bedeutend. Durch eine höhere Effizienz sollen nur wenige und weniger giftige Abfälle entstehen. So ist davon auszugehen, dass eine Effizienzverbesserung bei der Nutzung des Energieinhaltes von Uran um den Faktor 50–100 gegenüber heutigen Systemen möglich ist [vgl. PSI 2005, S. 365 und S. 376]. Daneben gelten Systeme der vierten Generation als bedeutend sicherer. Ziel der neuen Reaktortypen ist es, dass aus technischen Gründen eine Kernschmelze gar nicht entstehen kann. Der schwerste denkbare Störfall soll keine Folgen ausserhalb des Betriebsgeländes haben. Wann die neue Kernkraft-Generation kommerziell eingesetzt werden kann, ist allerdings ungewiss – Schätzungen reichen von 2020 bis 2040 [vgl. PSI 2005, S. 365 und NESTLER 2010].

Unterschiedliche Auffassungen bestehen hinsichtlich der Risiken bei Kleinreaktoren durch Proliferation und Terrorismus. Theoretisch könnten Reaktorsysteme in fest versiegelten Hüllen geliefert werden. Sie könnten mehrere Jahre wartungsfrei betrieben werden und anschliessend quasi als Leergut zurückgenommen werden, weshalb sie auch für DrittWeltstaaten geeignet wären. Im Falle des 4S-Reaktors von Toshiba wäre eine Betriebszeit von 30 Jahren vorgesehen. Ausserdem könnte ein unterirdischer Betrieb die Anfälligkeit gegenüber Terroranschlägen reduzieren. Umgekehrt könnte gerade die Kleinheit erhöhte Missbrauchsgefahren bergen.

Konstruktion und stehen möglicherweise vor einer baldigen Lizenzierung [vgl. Box 21]. Die Technologie solcher kleinen Kernkraftwerke ist vor allem aus der Militärtechnologie bekannt (z.B. U-Boote). Wann die ersten kleinen Kraftwerke auf den Markt kommen und ob sie in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden können, ist im Moment allerdings unklar. Sollten aber schon bald kleine Kraftwerkstypen marktfähig werden, wäre es insbesondere für einen kleinen Markt wie die Schweiz sinnvoll, deren Einsatz zu prüfen.

Auch die dritte Option zielt auf eine Verhinderung des Anstiegs der Systemdienstleistungskosten. Das könnte durch eine verstärkte Integration in den europäischen Kontext erreicht werden. Eine solch engere Einbindung in den europäischen Markt ist ohnehin sinnvoll, zumal davon auszugehen ist, dass der grenzüberschreitende Stromaustausch weiter zunehmen wird. So machen vor

allein die tendenziell steigenden Preisvolatilitäten (vor allem aufgrund der unregelmässigen Windenergie) den Stromhandel aus wirtschaftlichen Gründen attraktiv. Die immer grössere Interdependenz mit dem Ausland verlangt zunehmend eine marktliche und technische Vernetzung benachbarter Regionen. Eine solche kann auf unterschiedliche Weise und Intensität erreicht werden. Dazu gehört erstens ein Market-Coupling, welches den Stromhandel zwischen benachbarten Zonen vereinfacht – insbesondere durch den integrierten und damit effizienteren Handel von Strom und Transitzkapazitäten über die Landesgrenzen hinweg [vgl. MEISTER 2008, S. 93]. Zweitens kann im Rahmen eines noch konsequenteren Schrittes eine engere Kooperation bzw. Integration benachbarter Regelzonen erfolgen. Bisher führt jedes Land eine einzige oder gar mehrere separate Regelzonen, in denen der Netzbetrieb und auch die Vorhaltung von Reserve- bzw. Regelenergie zum Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen weitgehend separat vorgenommen werden. Eine engere Kooperation oder gar die Zusammenführung benachbarter Regelzonen kann den Bedarf für Reserve- bzw. Regelenergie senken und die Kosten für Systemdienstleistungen verringern. Das ist im Schweizer Kontext besonders relevant, zumal die Regelzone verhältnismässig klein ist. Eine solche Zusammenarbeit über die Landesgrenzen hinaus ist im Grunde kein Novum. Analogien gibt es aus dem Flugverkehr, wo die Luftraumüberwachung zwischen benachbarten Staaten eng koordiniert wird und wo über Zusammenlegungen nachgedacht wird. Gerade das Beispiel Schweiz-Deutschland zeigt, dass die Landesgrenze keine sinnvolle funktionale Abgrenzung von Kompetenzen darstellt, weshalb Skyguide auch den süddeutschen Luftraum kontrolliert. Auch im Strommarkt sind ähnliche Modelle funktionaler Regelzonen-Grenzen denkbar. Dabei sind in der Praxis unterschiedliche Ansätze möglich.

Erstens könnte die Schweiz einem benachbarten Netzregelverbund beitreten. Ein solcher besteht seit Anfang Mai 2010 zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland. Zwar existieren deren separate Regelzonen nach wie vor, doch wird durch die engere Zusammenarbeit und die infor-

mationstechnische Verknüpfung der notwendige Einsatz von Regelernergie minimiert. Bisher war es möglich, dass durch die unabhängige Ausregelung der vier Zonen ein entgegengerichteter Einsatz von Regelernergie stattfand. Im Netzregelverbund ist ein solches «Gegeneinanderregeln» nicht mehr möglich. Vielmehr werden die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, damit nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelernergie ausgeglichen werden muss. Gleichzeitig kann die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung reduziert werden. Schliesslich kann der Netzregelverbund zu einer Zusammenfassung der zuvor zersplitterten Teilmärkte für Regelernergie führen, so dass es zu einem grösseren Wettbewerb zwischen den Anbietern von Regelernergie kommt [vgl. BUNDESNETZAGENTUR 2010b, S. 1]. Ein Beitritt der Schweiz zum deutschen Netzregelverbund ist denkbar, zumal eine internationale Erweiterung aufgrund seines modularen Aufbaus möglich und vorgesehen ist. Die Erweiterung ist zudem auch über bestehende grenzüberschreitende Netzingpässe hinweg möglich, ohne dass dadurch der internationale Stromhandel beeinträchtigt wird [vgl. 50HERTZ 2010].

Zweitens könnte die schweizerische Regelzone mit einer benachbarten zusammengelegt werden. Dabei handelt es sich um einen noch konsequenteren Integrationsschritt. Auch in Deutschland wird über ein solch konsolidiertes Modell diskutiert. Der losere Netzregelverbund wurde nicht zuletzt wegen seiner raschen Umsetzbarkeit implementiert. Längerfristig ist ein weiteres Zusammenwachsen im Sinne eines sogenannten Zentralreglers bzw. einer einheitlichen Regelzone möglich [vgl. BUNDESNETZAGENTUR 2010b, S. 2]. Dies würde den Bedarf an Regelernergie tendenziell weiter senken, die Zusammenarbeit erleichtern und mit weiteren Kosteneinsparungen einhergehen. Natürlich ist eine unbegrenzte Expansion einer Regelzone nicht sinnvoll. Vielmehr gibt es eine optimal Grösse, deren Bestimmung sich aber weniger an den Landesgrenzen, sondern an technischen Gegebenheiten orientiert – schliesslich halten sich auch Systemstörungen im Übertragungsnetz nicht an nationale Grenzen. Für die Schweiz sind unterschiedliche Modelle für die Partizipation an einer länder-

übergreifenden Regelzone möglich. Theoretisch kann die Netzregelung bzw. die Verantwortung für Reserve- bzw. Regelenergie an eine länderübergreifende Instanz abgegeben werden, während Prozesse der Netzführung und -steuerung vom nationalen Netzbetreiber Swissgrid weitergeführt werden. Konsequenter ist die Bildung eines grenzüberschreitenden Netzbetreibers, der sämtliche Netzführungs- und Netzsteuerungs- sowie Netzregelungsprozesse erbringt. Das würde den Zusammenschluss von nationalen Netzbetreibern voraussetzen. Beide Modelle würden voraussichtlich eine Gesetzesänderung voraussetzen. Das geltende StromVG (Art. 20 Abs. 2a) verlangt, dass Swissgrid das gesamtschweizerische Übertragungsnetz betreibt und es als eine Regelzone führt.

Fazit: Kernkraft als beste Strategie — Zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität ist die Schweiz auf inländische Stromproduktion angewiesen. Dafür jedoch ist das Ausbaupotenzial der neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz schlicht zu gering. Und ein Ausbau der Photovoltaik – die mindestens theoretisch das grösste Volumen aufweisen könnte – wäre zu teuer und würde die inländischen Verbraucher über Gebühr belasten. Die Nachteile für die Schweizer Wirtschaft, aber auch die Endverbraucher wären bedeutend. Die Analyse bestätigt die Vorteile von Grosskraftwerken mit stabiler und steuerbarer Produktion. Dabei aber weisen Gaskraftwerke bedeutende Nachteile auf. Sowohl im schweizerischen als auch europäischen Kontext bestehen anhaltende Unsicherheiten bei der Versorgung mit Gas. Und gerade weil im europäischen Kontext vermehrt Gaskraftwerke gebaut werden, ist eine Nachahmung dieser «Strategie» für die Schweiz nicht ratsam: Fehlt es in Europa an Gas, kann die Schweiz weder Strom produzieren noch importieren.

Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist der Ersatz bzw. Neubau von Kernkraftwerken die beste Strategie. Ein bedeutender Vorteil der Kernkraftwerke liegt darin, dass kurzfristige Ausfälle von Brennstofflieferungen, aber auch steigende Brennstoffkosten praktisch keinen Einfluss auf den Betrieb haben. Vorteile hat eine Kernkraftstrategie auch in Bezug auf die Klimapolitik. Der

im internationalen Vergleich relativ tiefe CO₂-Ausstoss pro Kopf und Wirtschaftsleistung in der Schweiz ist vor allem auf die CO₂-freie Stromproduktion zurückzuführen. Eine fossile Stromproduktion auf Basis von Gas würde dies fundamental verändern. Hinsichtlich des Einflusses auf die Marktpreise sind keine sicheren Voraussagen möglich. Selbst wenn die Kernkraftwerke relativ günstig produzieren, so orientieren sich die Schweizer Marktpreise unabhängig davon am europäischen Umfeld, wo fossile Kraftwerke die Preise bestimmen. Bestenfalls profitieren Schweizer Verbraucher davon, dass die Schweizer Strompreise ständig in das tiefe nördliche konvergieren. Die Analyse in Box 20 illustriert ausserdem, dass der Bau eines Kernkraftwerks für die Investoren durchaus rentabel sein kann – allerdings bestehen auch Investitionsrisiken.

Damit Kernkraftwerke tatsächlich gebaut werden, muss der Staat die institutionellen Risiken für die Investoren beschränken. Das aber heisst nicht, dass er die wirtschaftlichen Risiken versichern soll. Vielmehr muss der Staat für stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen sorgen – sowohl für die Planung als auch den Bau und den Betrieb. Neben einem effizienten und zeitlich gestrafften Bewilligungsprozess gehören dazu vor allem verlässliche Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit. Die im Moment gültige Regelung, wonach sich die Endkundenpreise bei der Grundversorgung im Wesentlichen an den Gestehungskosten zu richten haben [vgl. Kapitel 4.3], schafft für die Betreiber von Kernkraftwerken beträchtliche regulatorische Risiken. Letztlich ist nicht klar, wie diese Gestehungskosten definiert werden. Besonders kritisch sind dabei die Festlegung der Kapitalverzinsung und damit auch die Abgeltung von Risiken. Politisch motivierte Preisverzerrungen machen Investitionen in neue Kernkraftwerke kaum attraktiv. Ein sinnvoller Rahmen für die Preisbildung kann nur der Markt bieten – er schafft die richtigen Investitionsanreize [vgl. auch Kapitel 6.6].

Die Nachteile von Kernkraftwerken in Bezug auf die Sicherheit der Versorgung hängen in erster Linie mit der Kraftwerksgrösse zusammen, die ein poten-

zielles Klumpenrisiko impliziert. Daneben droht im Falle von sehr grossen Kraftwerksblöcken ein Anstieg der Kosten für Systemdienstleistungen, die über die Netzkosten an die Endkunden verrechnet werden. Die beiden Nachteile müssen allerdings relativiert werden. So kann eine Kernkraftstrategie keineswegs als Unabhängigkeitsstrategie interpretiert werden. Die Schweiz muss mit dem Ausland vernetzt bleiben, um notfalls Strom importieren zu können. Der drohende Anstieg der Systemdienstleistungskosten kann zudem durch institutionelle Anpassungen verhindert werden. Aber auch hier spielt die Vernetzung mit Europa eine zentrale Rolle. Von den drei dargestellten Optionen weist die stärkere wirtschaftliche und technische Integration in den europäischen Markt das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis auf. Durch die Schaffung einer grösseren Regelzone kann der Bedarf an Regelernergie reduziert werden. Dieser Ansatz weist unterschiedliche Vorteile auf. Erstens werden dadurch die Produzenten bei der Wahl des Reaktortyps nicht eingeschränkt, zweitens lassen sich die heute bereits hohen Systemdienstleistungskosten tendenziell zusätzlich senken und drittens wird durch die stärkere Integration in den europäischen Markt auch der Wettbewerb gestärkt (nicht zuletzt bei der Regelernergie). Schliesslich wird auch der wachsenden grenzüberschreitenden Interdependenz der Netzsysteme Rechnung getragen. Der Preis für diese Lösung ist nicht unbedingt pekuniärer Natur. Hingegen muss sich die Politik von der Vorstellung lösen, dass die Schweiz eine Strominsel ist und sich deren Regelung an den Landesgrenzen orientieren muss.

6.5 Langfristige Bezugsverträge und Investitionen im Ausland: Kommerzielle Motivation

Steigende Auslandsinvestitionen — Aufgrund der begrenzten inländischen Produktions- und Förderkapazitäten werden häufig Auslandsinvestitionen oder langfristige Lieferverträge als Massnahmen zur Erhöhung der Energiesicherheit angesehen. So wird auch die Aufrechterhaltung der Langfristverträge mit

französischen Kernkraftwerken in der Öffentlichkeit in erster Linie mit dem Nutzen für die Versorgungssicherheit verteidigt [vgl. Box 15]. Auch begründete das Aussendepartement (EDA) sein Engagement zugunsten des Strom- und Gashändlers EGL für einen Gasliefervertrag mit Iran in der Öffentlichkeit vor allem mit strategischen Interessen der Schweiz⁸⁰ – obschon das entsprechende Gas für den italienischen Markt verwendet würde. In jüngster Zeit investieren ausserdem vermehrt schweizerische Verbundunternehmen und regionale Versorger in ausländische Gas- und Kohlekraftwerksprojekte. Ende 2008 waren Schweizer Stromversorger an 16 in Betrieb stehenden ausländischen Gas- oder Kohlekraftwerken sowie an weiteren 17 thermischen Kraftwerken im Bau beteiligt [vgl. MEIER 2008, S. 13]. Steigende Auslandsinvestitionen zeichnen sich ausserdem bei den neuen erneuerbaren Energien ab, insbesondere bei der Windkraft. Interesse bekunden neben den grossen Verbundunternehmen auch die Stadtwerke. Begründet wird dieses Engagement häufig mit dem Willen zum Atomausstieg und den mangelnden Standorten für Windkraftwerke in der Schweiz. So ist beispielsweise das Städtzürcher Elektrizitätswerk (EWZ) bereits an 30 Windkraftanlagen in Deutschland beteiligt. Und im Frühling 2010 wurde ein weiteres Engagement in Norwegen angekündigt. Im Endausbau soll der neue Windpark über 32 Turbinen verfügen.⁸¹ Auch Energie Wasser Bern (EWB) hat 2010 ein Windkraftengagement im Ausland bekanntgegeben. Gemeinsam mit BKW hat EWB bei Münster in Nordrhein-Westfalen einen Windpark gekauft, der bereits seit fünf Jahren in Betrieb steht. Weitere Investitionen im deutschen Markt sollen folgen.⁸²

Schwächen der Importe — Langfristige Bezugsverträge und Investitionen im Ausland weisen enge Parallelen auf, weshalb es sinnvoll ist, die beiden Ansätze gemeinsam zu betrachten. In beiden Fällen findet die Produktion bzw. Förderung im Ausland statt. Faktisch handelt es sich bei beiden Ansätzen um Importe, was deren Nutzen für die Versorgungssicherheit der Schweiz relativiert. Tatsächlich können Importe die in Abbildung 16 dargestellten Risiken kaum verringern. Das hängt in erster Linie damit zusammen, dass

die im Ausland geförderte bzw. produzierte Energie in die Schweiz gelangen muss. Doch gerade in Krisensituationen mit Unterbrechungen der Transport- und Netzinfrastrukturen oder einem allgemeinen Mangel an Energie werden die Handelsmöglichkeiten stark beschränkt. Das gilt sowohl für Öl und Gas als auch für Elektrizität. Sind wichtige Transportrouten unterbrochen, kann auch die langfristige Natur eines Bezugsvertrages oder das Eigentum an ausländischen Förder- bzw. Produktionskapazitäten keine Liefersicherheit garantieren. Besonders gut illustriert dies der russisch-ukrainische Gaskonflikt. Durch den fallenden Druck in der Transipeline gelangte schliesslich kein Gas mehr nach Europa – langfristige Bezugsverträge hin oder her. Noch viel evidenter ist dies im Strommarkt, wo sich die Stromflüsse aufgrund des Kirchhoff'schen Gesetzes nicht an vertragliche Vereinbarungen halten [vgl. Kapitel 4.3]. Im stark zusammenhängenden europäischen Netz hat dies Konsequenzen. Stromexporte in ein Nachbarland beanspruchen möglicherweise das Netz eines Drittlandes oder kommen physikalisch gar nie im Importland an. Sollte im Exportland ein Mangel an Strom herrschen, würden die vertraglich vereinbarten Stromflüsse wohl nie in der Schweiz ankommen. Bestenfalls könnten schweizerische Direktinvestitionen im Ausland dazu beitragen, dass die globalen Produktions- und Förderkapazitäten ausgebaut und dass die Netzinfrastrukturen verbessert werden. Der Nutzen einer solchen Direktinvestitionsstrategie wäre aber sehr begrenzt. Erstens würde es sich beim schweizerischen Engagement um einen marginalen Beitrag handeln, der keinen bedeutenden Einfluss auf die Gesamtrisiken hat. Und zweitens würden von einer solchen Strategie nicht nur die Schweiz, sondern auch viele andere Länder im Sinne von Trittbrettfahrern profitieren.

Alternativ liesse sich argumentieren, dass inländische Verbraucher mindestens finanziell profitieren, indem sie gegen einen Anstieg des Preisniveaus abgesichert werden. Doch auch hierfür gibt es keine Evidenz. Steigt das internationale Preisniveau aufgrund eines Angebotsmangels, überträgt es sich in einem funktionierenden Markt auch auf das Inland. Das gilt sowohl

für Öl und Gas als auch für Strom. Privatwirtschaftliche und damit gewinnorientierte Versorgungsunternehmen wären nicht bereit, ihre Energie unter diesen Preisen an die Schweizer Endkunden abzugeben – auch wenn ihre Förder- bzw. Produktionskosten im Ausland tiefer sind. Eine Preissenkung ist auch dann nicht sinnvoll, wenn es sich beim Versorger um ein öffentliches Unternehmen handelt. Faktisch käme dies einer indirekten Subventionierung von (ineffizienten) Verbrauchern gleich. Das aber ist aus ordnungspolitischer Sicht nicht erwünscht, schliesslich gehen damit auch Verzerrungen bei den Verbrauchs- und Investitionsanreizen einher [vgl. auch Kapitel 6.6]. Die unterstellte Absicherung gegen höhere Preise ist jedoch unabhängig von diesen Überlegungen in Frage zu stellen. Handelt es sich bei den Auslandsinvestitionen um fossil-thermische Kraftwerke, steigen wohl parallel zu den Marktpreisen auch ihre Produktionskosten. Schliesslich ist es wahrscheinlich, dass die höheren Strompreise am Markt durch steigende Gas- bzw. Kohlepreise verursacht wurden.

Wirtschaftliche Aspekte im Vordergrund — Das bedeutet nicht, dass Langfristverträge oder auch ausländische Beteiligungen nicht möglich sein sollten. Allerdings gilt es, diese weniger unter Gesichtspunkten einer sicheren und stabilen Versorgung, sondern vielmehr unter wirtschaftlichen bzw. unternehmerischen Aspekten zu betrachten. Angesichts der Tatsache, dass es sich bei den Schweizer Versorgungsunternehmen in erster Linie um Gesellschaften im öffentlichen Eigentum handelt, sind die wachsenden Auslandsinvestitionen als kritisch einzustufen, schliesslich gehen damit auch erhebliche wirtschaftliche Unsicherheiten einher [vgl. auch Kapitel 6.7]. Im Energiesektor bestehen neben den allgemeinen betriebswirtschaftlichen auch bedeutende politische Risiken. Weil Förder- und Produktionsinfrastrukturen standortgebunden sind, können Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen den Wert einer Investition ex post verändern. Ökonomen sprechen von einem Hold-up-Problem. Die Häufigkeit von Verstaatlichungen im Öl- und Gassektor während der vergangenen 40 Jahre illustriert diese

Gefahr [vgl. Kapitel 3.2]. Ähnliche Risiken existieren aber auch bei den Investitionen in neue erneuerbare Energien wie Windkraftwerke oder Photovoltaik. So ist es keineswegs sicher, dass die vom Gesetz garantierten Einspeisevergütungen in den nächsten Jahren tatsächlich eingehalten werden. Die angespannte Lage der öffentlichen Finanzen vieler europäischer Länder könnte dazu führen, dass die Vergütungssätze nicht nur für künftige, sondern auch für bereits erstellte Anlagen reduziert werden – entsprechende Absichten gab es 2010 in Spanien

Neue Regeln für den Import von Strom — Grundsätzlich können Schweizer Versorger im Ausland produzierten oder mittels Langfristverträgen beschafften Strom im Inland verkaufen. Künftig allerdings wird es nicht mehr möglich sein, solche Importe von allfälligen Grenzkapazitätsauktionen auszunehmen [vgl. Box 15]. Das allerdings ist kein technischer, sondern in erster Linie ein wirtschaftlicher Nachteil. Für die Importeure reduziert sich der Wert eines Langfristvertrages um den Betrag, der für die Auktionsgebühr bezahlt werden muss. Faktisch sind die Importeure durch den Umstand abgesichert, dass die Auktionsgebühr ohnehin nur dann entsteht, wenn auch das Marktpreisniveau in der Schweiz höher ist als im exportierenden Ausland – heute ist das vor allem im Winter der Fall. Das aber bedeutet umgekehrt, dass die fehlende Möglichkeit von exklusiven Importen (unter Umgehung der Auktion) in einem funktionierenden Markt keine höheren Preise im Inland zur Folge hat. Verbraucher würden von einer Ausnahme von der Auktion nur dann profitieren, wenn die stromimportierenden Unternehmen ihren finanziellen Vorteil in Form von tiefen Preisen weitergeben. Die Preise müssten dabei unter dem Marktgleichgewicht liegen. Auch haben die Auktionsgebühren keinen Einfluss auf die Sicherheit der Versorgung. Schliesslich verändert die Auktion die technisch verfügbaren Importkapazitäten nicht. Ganz im Gegenteil gilt, dass die Auktionen längerfristig sogar zu einer Erhöhung der Kapazitäten beitragen sollten, zumal die Erträge auch für den Ausbau der Grenzkapazitäten eingesetzt werden.

6.6 Nachfragesenkung: Handlungsbedarf bei Treibstoff und Strom

Vorteile einer Energie-Diversifikation — Die Abbildungen 2 und 3 zeigen, dass die Schweiz relativ energieeffizient ist. Im internationalen Vergleich benötigt sie trotz einem bedeutenden Industrieanteil wenig Energie pro Wirtschaftsleistung. Ungeachtet dieser komfortablen Ausgangslage kann man davon ausgehen, dass auch in der Schweiz weitere Effizienzsteigerungspotenziale bestehen, deren Nutzung sich gerade im Umfeld steigender Energiepreise lohnt. Eine effizientere Nutzung der Energie kann dazu beitragen, dass der Mehrverbrauch gebremst wird oder dass mindestens temporär sogar ein Minderverbrauch resultiert. Damit nehmen die Abhängigkeit von Energieimporten und die damit einhergehenden konjunkturellen Risiken ab. Dennoch muss der Nutzen für die Versorgungssicherheit im engeren Sinne relativiert werden. Die Erkenntnisse aus dem Kapitel 2.3 illustrieren, dass in einer wachsenden Wirtschaft eine nachhaltige Stabilisierung oder gar Senkung des Energieverbrauchs nicht realistisch ist – jedenfalls nicht ohne negative Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum und den Wohlstand.

Daneben besteht sogar die Gefahr, dass mit strikten Verbrauchsreduktionszielen die Stabilität der Versorgung geschwächt wird. Aufgrund der Klimapolitik fokussieren die Ziele meist einseitig auf fossile Energieträger. Die Folge einer solchen Politik ist nicht nur eine Verbrauchsreduktion, sondern auch die Substitution der Energieträger. Tendenziell impliziert die Klimapolitik einen Mehrverbrauch an Strom und Gas zulasten des Verbrauchs von Erdöl oder Kohle. Eine einseitige Ausrichtung der Energieversorgung auf Elektrizität, die ihrerseits vermehrt mit Gas produziert wird, kann aber zu höheren Risiken bei der Versorgung führen. Abbildung 16 illustriert, dass gerade bei Gas und Strom die physischen Ausfallrisiken bedeutender sind als beim Öl. Eine einseitige Verbrauchsreduktionspolitik und eine damit

einhergehende Schwächung der Energie-Diversifizierung könnten negative Konsequenzen für die aggregierte Versorgungstabilität haben.

Abfederung konjunktureller Beeinträchtigungen — Klammert man die oben angesprochenen Substitutionseffekte aus, dann sind eine höhere Effizienz und damit einhergehende Verbrauchsreduktionen durchaus vorteilhaft. Schliesslich wird dadurch die Gefahr von steigenden Rohstoffpreisen für die Konjunktur und das Wirtschaftswachstum reduziert. Volkswirtschaften, in denen das Bruttosozialprodukt mit relativ wenig Energie produziert wird, sind denn auch von exogenen Angebotsschocks, die zu höheren Energiepreisen führen, weniger stark betroffen. So illustriert die Entwicklung zwischen der ersten und der zweiten Ölkrise, dass Energieeffizienz ein wichtiges Mittel ist, um die negative Beeinträchtigung der volkswirtschaftlichen Entwicklung durch steigende Ölpreise zu begrenzen. Abbildung 3 illustriert, dass die Schweiz heute in dieser Hinsicht gut aufgestellt ist: Trotz vergleichsweise hohem Anteil an industrieller Produktion ist die Energieintensität der Volkswirtschaft eher tief.

Das aber heisst nicht, dass es kein weiteres Potenzial für Effizienzsteigerungen gibt. Solche könnten grundsätzlich durch eine gezielte Subventions- oder Steuerpolitik gefördert werden. Eine Subventionspolitik ist jedoch aus ordnungs- und verteilungspolitischen Gründen nicht adäquat. Zudem ist die Effizienz von Subventionen sehr begrenzt [vgl. auch Kapitel 2.4]. In der Ökonomie gelten Lenkungssteuern oder Emissionszertifikate als überlegene Instrumente, zumal sie den Verbrauchern höhere Flexibilität einräumen und gleichzeitig keine technologischen Verzerrungen durch die einseitige Bevorzugung einer spezifischen Technologie generieren. Daneben bestrafen sie ineffiziente Verbraucher, während Subventionen eben diese bevorteilen. In der Praxis sind aber auch diesen Instrumenten enge Grenzen gesetzt. In einer offenen Volkswirtschaft, die in einem internationalen Wettbewerb steht, können einseitige Lenkungssteuern dazu führen, dass energieintensive Wertschöpfungsstufen

einfach ins Ausland verlagert werden. Dieser Umstand impliziert relativ geringen Handlungsspielraum bei der steuerlichen Belastung der Energie. Will man verzerrende Einflüsse auf die Wirtschaftsstruktur verhindern, müssen Instrumente wie Lenkungssteuern oder CO₂-Emissionszertifikate eng an jene der Nachbarländer angelehnt werden. Tatsächlich strebt der Bundesrat bei der CO₂-Abgabe im Rahmen von bilateralen Verhandlungen eine solche Verknüpfung der Systeme mit der EU an [vgl. Box 22].

Öl und Gas: Handlungsbedarf eher bei Treibstoffen — In der Schweiz werden fossile Energien durch eine Reihe von Abgaben belastet. Dazu gehören die Mineralölsteuer, ein Mineralölsteuerzuschlag (für Treibstoffe) sowie die Mehrwertsteuer auf dem Verkaufspreis. Daneben gibt es weitere Abgaben wie Garantiefondsbeiträge für die Pflichtlagerhaltung sowie den Fondsbeitrag der Erdölvereinigung.

Durch die Belastung mit der CO₂-Abgabe (ab 2010 ca. neun Rappen pro Liter) wurde bei den Brennstoffen eine zusätzliche Lenkungssteuer eingeführt.⁸³ Sie dürfte den seit den 1970er Jahren anhaltend allgemeinen Trend eines sinkenden Bedarfs noch verstärken. Dieser Trend hängt nicht zuletzt mit Entwicklungen bei den Heiz- und Gebäudetechnologien zusammen. Neben der Substitution durch Gas gewinnen Alternativen wie höhere Wärmedämmung sowie der Einsatz von Wärmepumpen laufend an wirtschaftlicher Attraktivität. Das hat nicht nur mit spezifischen Subventionen im Gebäudebereich zu tun, sondern auch mit der Erwartung anhaltend höherer Ölpreise. Eine Studie über die Kosten der CO₂-Vermeidung für die Schweiz zeigt, dass bei einem Ölpreisszenario von 100 USD pro Barrel kostspielige Massnahmen wie die Sanierung von bestehenden Gebäuden (Minergie) häufig bereits rentabel sind [vgl. MCKINSEY 2009, S. 18] – und daher auch keine Subventionen bräuchten. Ausgehend von einem nachhaltig höheren Preisniveau beim Öl [vgl. Kapitel 3.2] ist eine Fortsetzung des Trends von Effizienzsteigerungen beim Brennstoffverbrauch wahrscheinlich.

Box 22: CO₂-Abgabe und Emissionszertifikate 1/2

Mit der CO₂-Abgabe hat die Schweiz ein Instrument geschaffen, um im Bereich der Brennstoffe (Heizöl, Erdgas) Lenkungswirkungen zu erzielen. Für das Jahr 2010 wurde die Abgabe von 12 auf 36 CHF pro Tonne CO₂ erhöht.⁸⁴ Mitte 2010 liegt damit die Abgabe höher als die Kosten für ein europäisches CO₂-Emissionszertifikat, welches an der Börse EEX bei etwa 15 EUR gehandelt wurde. Schweizer Unternehmen können sich von der Abgabe befreien, wenn sie ein Reduktionsziel vereinbaren. Damit entsteht eine Parallele zum europäischen System: Durch Abweichungen von der Zielvereinbarung entsteht bei Unternehmen ein Überschuss oder Mangel an Emissionsrechten. Diese können untereinander innerhalb der Schweiz gehandelt werden. Wird die Zielvereinbarung trotzdem nicht eingehalten, muss die CO₂-Abgabe für jede seit der Befreiung emittierte Tonne CO₂ nachbezahlt werden. Umgekehrt bedeutet die Zielvereinbarung, dass das Unternehmen gänzlich von der CO₂-Abgabe befreit ist (analog dem sog. Grandfathering-Prinzip).

Das CO₂-Gesetz lässt grundsätzlich auch die Anrechenbarkeit von CO₂-Reduktionen im Ausland zu (CO₂-Gesetz, Art. 2 Abs. 7). Maximal 8 Prozent der Reduktionsverpflichtung können durch Zertifikate aus flexiblen Mechanismen gemäss Kyoto-Protokoll angerechnet werden. Daneben kommt auch die Anrechnung von Emissionszertifikaten aus dem europäischen Raum (EU-ETS) in Frage. Bisher aber betreiben die Schweiz und die EU jeweils ein in sich geschlossenes Emissionshandelssystem. Schweizer Unternehmen können daher weder Gutschriften aus der EU einführen noch eigene Emissionsrechte dorthin verkaufen. Künftig soll sich das aber ändern: Der Bundesrat strebt eine Vereinheitlichung und Verknüpfung mit dem europäischen System an. Grundsätzlich sieht nämlich auch die EU-Richtlinie über den Emissionshandel vor, dass mit Drittländern ein Abkommen geschlossen werden kann, sofern diese über ein EU-kompatibles Handelssystem verfügen. Dadurch könnten Schweizer Unternehmen den Zugang zu einem grösseren und liquideren ...

Von der zusätzlichen Belastung durch die CO₂-Abgabe sind dagegen die Treibstoffe ausgenommen. Das ist umso verwunderlicher, als sich gerade dort eine kontinuierliche Verbrauchszunahme abgezeichnet hat. Neben der Bevölkerungszunahme und der zunehmenden Mobilität haben auch höhere Motorisierungen bzw. ein höheres Fahrzeuggewicht dazu beigetragen, dass die Wirkung effizienterer Motoren überkompensiert wurde [vgl. Kapitel 2.1]. Dass die Schweiz im europäischen Vergleich einen Fahrzeugpark mit

Box 22: CO₂-Abgabe und Emissionszertifikate 2/2

... Markt für CO₂-Emissionsrechte erhalten.⁸⁵ Das ist insofern ein Vorteil für die Unternehmen, als sie davon ausgehen können, dass die CO₂-Verminderungen im europäischen Raum günstiger sind als in der Schweiz. Die enge Verknüpfung der beiden Systeme würde damit zu «gleich langen Spiessen» führen.

Aber auch aus einer umweltpolitischen Perspektive ist die geographische Ausweitung des CO₂-Zertifikatshandels sinnvoll. Weil das Klimaproblem eine globale Herausforderung darstellt, ist der Alleingang eines einzelnen Landes oder einer kleinen Ländergruppe wenig zweckmässig [vgl. CANDRIAN UND SCHLEINIGER 2010]. Die Vergrösserung des europäischen CO₂-Marktes führt zu einer höheren Effizienz beim Klimaschutz: Treibhausgas kann dort eingespart werden, wo es am günstigsten ist. Einer globalen Ausdehnung sind hingegen Grenzen gesetzt, solange Entwicklungsländer keine eigenen Reduktionsverpflichtungen haben. So weisen die auf globaler Ebene implementierten flexiblen Mechanismen (Clean Development Mechanism, CDM), die eine inländische Anrechnung der CO₂-Vermeidung in Entwicklungsländern möglich machen, gewichtige Nachteile auf. Das grundsätzliche Problem der CDM besteht in der Notwendigkeit der «Additionalität». Danach muss die CO₂-Vermeidung zusätzlich zu einer ohnehin stattfindenden Emissionsentwicklung erfolgen – der Nachweis hierfür ist in der Praxis jedoch schwierig. Neben der geographischen ist auch die inhaltliche Ausdehnung des CO₂-Zertifikatshandels relevant. Konsequenterweise müsste der Handel mit CO₂-Zertifikaten alle Emissionen umfassen, damit das System effizient ist. In Europa ist nur etwa die Hälfte aller CO₂-Emissionen betroffen. In der Schweiz wurden insbesondere die Treibstoffe von der CO₂-Abgabe ausgeklammert.

relativ hohem Treibstoffverbrauch aufweist, ist neben dem hohen Haushalteinkommen auch auf die tiefe steuerliche Belastung zurückzuführen. Anstelle der CO₂-Abgabe werden die Treibstoffe nur mit dem relativ günstigen Klimarappen belastet (1,5 Rappen je Liter). Obschon sich die gesamte Abgabenlast als Prozent des Tanksäulenpreises auf 40 bis 45 Prozent beläuft,⁸⁶ liegt sie im europäischen Vergleich relativ tief, was sich vor allem beim Benzin in niedrigeren Verkaufspreisen niederschlägt. So hat sich die Preisdifferenz zwischen der Schweiz und dem Ausland beim Benzin von 15 bis 20 Rappen pro Liter im Jahr 2001 auf rund 45 bis 50 Rappen im Jahr 2008 vergrössert. Eine direkte Folge davon ist der Tanktourismus – rund 10

Prozent des Benzinabsatzes in der Schweiz wurde 2008 von Tanktouristen aus den Nachbarländern bezogen.⁸⁷

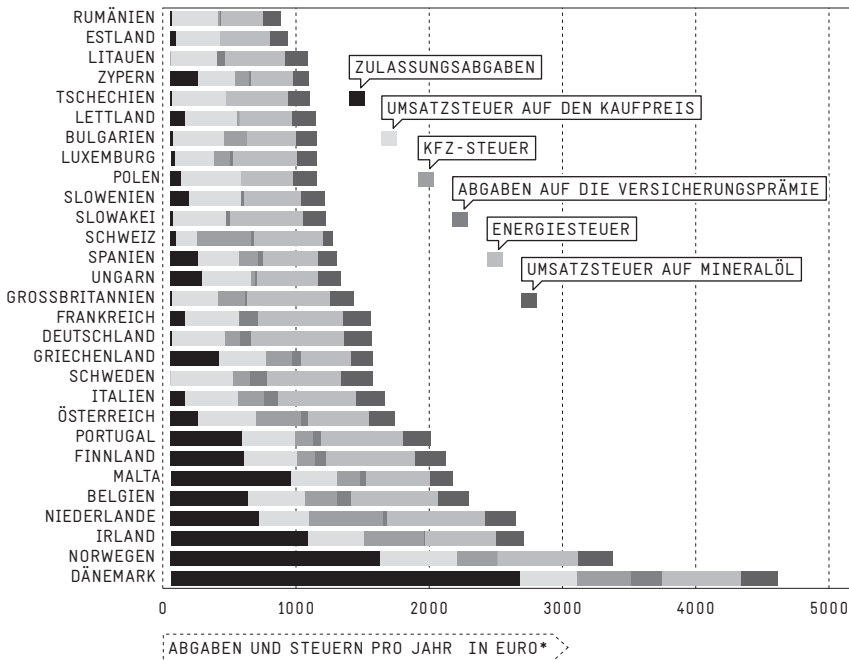
Auch ein modellierter Vergleich der gesamten steuerlichen Belastung eines repräsentativen PKW in der Schweiz zeigt, dass Autofahren in der Schweiz relativ günstig ist [vgl. Abb. 19]. Eine Besonderheit in der Schweiz ist ausserdem die relativ hohe Belastung mit fixen Abgaben, insbesondere der Fahrzeugsteuer. Das ist insofern ineffizient, als mit diesen Abgaben nur sehr begrenzt Anreizwirkungen einhergehen. Zwar differenzieren verschiedene Kantone die Abgaben gemäss unterschiedlichen Parametern wie Gewicht, Leistung, Hubraum oder auch neu auch gemäss Energieeffizienz. Doch ist die Wirksamkeit einer solchen differenzierten Besteuerung auf den Energieverbrauch sehr begrenzt, zumal damit keine marginalen Verbrauchsanreize verbunden sind. Bestraft werden auch Autohalter, die ein verbrauchsstarkes Fahrzeug nur selten verwenden. Effizienter und transparenter wäre es, anstelle der (fixen) Fahrzeugbesteuerung eine höhere Abgabe (z.B. als CO₂-Abgabe) auf dem Treibstoff pro Liter einzuführen. Auch ohne Erhöhung der steuerlichen Abgaben könnte eine solche Steuerreform vollzogen werden – insbesondere würden die fixen Fahrzeuggebühren durch Abgaben auf dem Benzinpreis ersetzt werden. Solche Bestrebungen gab es bereits in den 1980er Jahren, doch scheiterten sie immer wieder am politischen Widerstand. Als Alternative zur Belastung des Treibstoffs durch eine CO₂-Abgabe kann grundsätzlich auch ein Road Pricing Anwendung finden [vgl. auch MAGGI UND GENINAZZI 2010].

Elektrizität: Mehr Markt — Vordergründig ist der Schweizer Strompreis nicht durch eine CO₂-Abgabe belastet. Schweizer Kern- und Wasserkraftwerke produzieren schliesslich CO₂-frei. Weil sich aber im liberalisierten Elektrizitätsmarkt die Preise im Grosshandel an den internationalen Märkten ausrichten, überträgt sich die europäische Klimapolitik auch auf den Schweizer Strompreis [vgl. Abb. 11]. Der Preis der CO₂-Zertifikate erhöht die Kosten der Gas- und Kohlekraftwerke, die am europäischen und damit auch

am schweizerischen Strommarkt den Preis bestimmen. Die inländischen Produzenten profitieren direkt davon. Ähnliches gilt übrigens für ausländische Produzenten, die ihre CO₂-Zertifikate kostenlos zugeteilt erhalten (sog. Grandfathering-System). Allerdings dürfte der Anteil der Gratiszertifikate künftig abnehmen.

Aus dieser Perspektive drängt sich für die Schweiz keine separate Lenkungssteuer beim Strom auf, die zusätzliche Nachfragereduktionen impliziert. Einschränkend aber gilt, dass die Endkundenpreise in der Schweiz heute nur sehr begrenzt die Marktpreise abbilden und durch die Gestehungskostenregel gemäss StromVV Art. 4 Abs. 1 verzerrt werden [vgl. Kapitel 4.3]. Mit der Regelung gehen diverse ineffiziente Verzerrungen einher. So entfällt durch die im Durchschnitt tieferen und vom Markt abgekoppelten Preise die oben dargestellte Lenkungswirkung über die CO₂-Zertifikate. Strom wird dadurch in Relation zu fossilen Energien einseitig bevorteilt. Das Argument, wonach Strom in der Schweiz ohnehin CO₂-frei produziert wird, ist dabei wenig stichhaltig. Schliesslich implizieren die enge europäische Vernetzung sowie der grenzüberschreitende Handel eine Vermischung der Stromqualitäten. Daneben stellen unter dem Marktniveau gehaltene Preise faktisch eine Subventionierung von Stromverbrauchern dar. Das ist nicht nur ordnungs- und wettbewerbspolitisch kritisch, sondern verzerrt auch die Investitionsanreize sowohl bei den Anbietern als auch bei den Stromverbrauchern. Ausgehend von der realistischen Annahme, dass inländische Produzenten vermehrt als gewinnmaximierende Unternehmen am Markt auftreten, sind Investitionen im Inland unter der Regelung wenig attraktiv. Das hat nicht nur Auswirkungen auf das Gesamtvolumen neuer Kraftwerksprojekte, sondern auch auf deren Struktur. Kraftwerke innerhalb der Schweiz werden weniger mit dem Zweck der inländischen Versorgung als vielmehr für den internationalen Handel gebaut. Während die Anreize zum Ausbau der Spitzenenergie-Kraftwerke (z.B. Pumpspeicherung) anhaltend hoch sind, besteht beim Ausbau von Grundlastkraftwerken eine geringe ökonomische

Abb. 19: Abgaben und Steuern auf den Gebrauch eines PKW: Günstige Schweiz



*Am Beispiel VW Golf mit 1,6 Liter Benzinmotor, 15000 km Fahrleistung pro Jahr, 7,1 Liter pro 100 km, Stand Mai 2009

Autofahren ist in der Schweiz relativ günstig im europäischen Vergleich. Darüber hinaus ist der Anteil der fixen Abgaben z.B. in Form von Fahrzeugsteuern relativ hoch, während Benzin gering belastet wird.

Quelle: Kalinowska et al. 2009, S. 443

Attraktivität. Vielmehr impliziert die Gestehungskosten-Regelung sogar ein zusätzliches Investitionsrisiko. Das beeinträchtigt insbesondere die Anreize für den Bau neuer Kernkraftwerke [vgl. Kapitel 6.4]. Aber auch auf Seiten der Verbraucher werden die Anreize verzerrt. Künstlich tief gehaltene und vom Markt abgekoppelte Preise unterminieren die Anreize zum Stromsparen.

Damit einher gehen zu geringe Investitionen in effizientere Geräte. Parallel dazu nehmen die Anreize für den Einsatz «intelligenter Netze» (Smart Grids) ab. Ausgehend von der Tatsache, dass mit dem Einsatz solcher Netze auch Kosten verbunden sind, die von den Endkunden getragen werden, müssen diese auch von einem direkten pekuniären Nutzen profitieren können – ansonsten ist die Akzeptanz dafür nicht gegeben. Ein solcher Nutzen fällt vor allem dann an, wenn Endkunden von flexiblen Tarifen und temporär fallenden Marktpreisen profitieren. Aufgrund der wegen der zunehmenden Windkraft stärker variierenden Marktpreise kann sich das vor allem für Grossverbraucher durchaus lohnen. Das flexiblere Kundenverhalten beeinflusst die Versorgungsstabilität positiv. Smart Grids können eine Strategie darstellen, um den Verbrauch zu glätten oder eine unregelmässige Produktion zu absorbieren [vgl. Box 10]. Natürlich setzt das voraus, dass sich die Endkundenpreise an den Marktpreisen orientieren – und diese entstehen eben im internationalen Kontext.

Die Regulierung von Endkundenpreisen im liberalisierten Markt wirkt daher nicht nur verzerrend und investitionsbehindernd, sondern hemmt – gerade bei den Netzen – auch den technischen Fortschritt. Der Strompreis in der Schweiz sollte daher transparent sein und sich am Markt ausrichten. Das Argument, wonach die europäische Klimapolitik den Schweizer Unternehmen ungerechtfertigte Gewinne beschert, ist grundsätzlich kein Argument gegen Marktpreise. Sollten die europäischen Strompreise aufgrund hoher Gas- und Kohlepreise oder hoher Zertifikatspreise hoch sein, fallen zwar höhere Gewinne bei den inländischen Produzenten an. Da es sich aber heute vor allem um öffentliche

Unternehmen handelt, müsste der Gewinn konsequenterweise an den Staat ausgeschüttet werden, so dass alle Steuerzahler davon profitieren. Daneben könnte die öffentliche Hand auch über die Verrechnung von Wasserzinsen oder anderer Konzessionsgebühren einen Teil dieser Gewinne abschöpfen. Da es sich um fixe Abgaben handelt, beeinflussen sie im funktionierenden Markt die Preise nicht. Die Preise werden durch den europäischen Kontext bestimmt und gelten daher für Schweizer Produzenten als gegebenes Datum. Die fixen Abgaben bestimmen vielmehr die Verteilung des Gewinns zwischen Eigner und Standortkantonen.

Umgekehrt ist es auch möglich, dass die Preise im europäischen Strommarkt künftig auf ein relativ tiefes Niveau sinken. Gründe hierfür gäbe es viele. So könnten Überkapazitäten bei den Kraftwerken (ähnlich wie in den 1990er Jahren) oder auch bei den Brennstoffen (z.B. durch unkonventionelles Gas) tiefere Strompreise bewirken. Fallende Kohle-, Gas- und Strompreise können zudem durch eine anhaltende Konjunktur- bzw. Wachstumsschwäche in der EU begründet sein. Auch wäre gerade in einer solchen Situation nicht mit einer sehr restriktiven europäischen Klimapolitik zu rechnen, zumal eine solche die Konjunktur zusätzlich belastet. Von tieferen Preisen im europäischen Markt profitieren auch inländische Verbraucher – vorausgesetzt, die Endkundenpreise orientieren sich tatsächlich am Markt. Sollten sich die Preise dagegen an den (höheren) inländischen Gestehungskosten ausrichten, übernehmen die Verbraucher faktisch die Investitionsrisiken der inländischen Produzenten. Das ist nicht zuletzt im Lichte unsicherer Bau- und Betriebskosten neuer Kernkraftwerke kritisch. Aus ordnungspolitischen Gründen sind daher die Investitionsrisiken nicht durch die Konsumenten, sondern durch die Produzenten bzw. Investoren zu tragen – schliesslich profitieren sie umgekehrt auch von hohen Marktpreisen. Dann aber stellt sich die Frage, ob die heute dominierenden Governance- bzw. Eignerstrukturen im Schweizer Elektrizitätsmarkt adäquat sind. Die Konsequenzen daraus werden in Kapitel 6.7 diskutiert.

6.7 Änderung von Eigentumsstrukturen: Berücksichtigung der Risiken

Die Verstaatlichung des Energiesektors scheint auf den ersten Blick eine Antwort auf die im internationalen Kontext mit zunehmender Schärfe ausgetragenen Verteilungskämpfe zu sein. Die zugrundeliegende Überlegung ist simpel: Sind Energieunternehmen im Eigentum des Staates, kann er diese im Sinne seiner eigenen Interessen lenken. Im Fokus steht dabei weniger die Gewinnerwirtschaftung, sondern die Sicherung der (kostengünstigen) Energieversorgung im Inland. Tatsächlich hat sich in den vergangenen Jahren insbesondere in ressourcenreichen Ländern eine Verstaatlichung im Energiesektor abgezeichnet. Die Auswirkungen auf die Energieproduktion sind in vielen Fällen jedoch negativ, zumal damit häufig geringere Investitionen einhergehen. Die Verstaatlichungen schrecken nicht zuletzt ausländische Kapitalgeber ab. Als Folge sinken sowohl Produktionsmengen als auch die Produktionseffizienz [vgl. Kapitel 3.2].

Markt statt Geopolitik — Der Schweizer Energiesektor ist heute fast gänzlich in staatlicher Hand. Vor allem bei Strom und Gas dominiert das öffentliche Eigentum, einzig die Ölwirtschaft ist mehrheitlich privat. Ob öffentliches Eigentum per se zu einer höheren Versorgungssicherheit beiträgt, ist allerdings nicht offensichtlich. Die oben angesprochenen internationalen Erfahrungen weisen eher in eine andere Richtung. Jedoch könnte argumentiert werden, dass das öffentliche Eigentum eine Art strategische Antwort auf internationale Entwicklungen ist, die ihrerseits auf eine Zunahme der Nationalisierung hindeuten und mit geopolitischen Risiken einhergehen. Abbildung 16 illustriert, dass solche Risiken vor allem bei der Öl- und Gasversorgung relevant sind. Da es in der Schweiz an solchen Reserven mangelt, müsste das staatliche Engagement eine starke internationale Ausrichtung haben. Faktisch aber wären Schweizer Unternehmen zu klein, um in Krisenfällen die nationalen Interessen auch im Ausland wahrzunehmen. Daneben wäre der Staat nicht

fähig, im Falle von Konflikten militärische Mittel zur Verfügung zu stellen, um Transportrouten zu sichern. Für eine kleine und offene Volkswirtschaft wie die Schweiz ist es sinnvoll, sich auf das Funktionieren der internationalen Öl- und Gasmärkte zu verlassen. Die Teilnahme an solchen Märkten kann privaten Unternehmen überlassen werden. Der Staat sollte sich vielmehr auf die Regulierung sowie die Gestaltung von Rahmenbedingungen konzentrieren. Dazu gehören beispielsweise Vorgaben zur Lagerhaltung [vgl. Kapitel 6.2].

Auch im Elektrizitätssektor ist staatliches Eigentum keine Garantie für Versorgungssicherheit. Diese hängt weniger von der Struktur der Eigentümerschaft ab, sondern vielmehr von den nötigen Investitionen in die Produktions- und Netzinfrastrukturen. In diesem Kontext spielt vor allem der Zugang zum Kapitalmarkt eine zentrale Rolle. Vorgaben hinsichtlich einer staatlichen oder vorwiegend schweizerischen Beherrschung der Unternehmen schränken dagegen die Möglichkeiten der Beschaffung von Kapital ein [vgl. auch Kapitel 6.3]. Die enge Vernetzung in Europa und die Interdependenzen bei der Versorgungssicherheit reduzieren ohnehin die Möglichkeit eigenständiger, auf die nationalen Interessen fokussierter Versorgungsstrategien. Mit dem dritten Energiebinnenmarktpaket treibt Europa ein weiteres Zusammenwachsen der Strommärkte voran. Letztlich gilt auch hier, dass die Teilnahme an einem (zunehmend) funktionierenden Markt privatwirtschaftlichen Unternehmen überlassen werden kann.

Sinkender Einfluss der öffentlichen Hand — Implizit wird in den obigen Ausführungen angenommen, dass die öffentliche Hand über eine direkte Beeinflussung von Unternehmensstrategien die Interessen der nationalen Energiepolitik wahrnehmen kann. Das allerdings ist in einem offenen und liberalisierten Markt zunehmend schwierig und auch aus ordnungspolitischen Gründen nicht erwünscht. Schliesslich könnte das staatliche Engagement zu wettbewerblichen Verzerrungen führen. Einerseits besteht die Gefahr, dass das öffentliche Energieunternehmen gegenüber privaten bevorzugt behandelt

wird und damit einen Wettbewerbsvorteil erhält. Andererseits ist es auch möglich, dass eine Regierung über die Beeinflussung der Geschäftsstrategie ihre spezifischen parteipolitischen Interessen umsetzen möchte. Während die politischen Interessen eher an der kurzen Legislaturperiode ausgerichtet sind, werden Investitionen in Energieinfrastrukturen mit einem Planungshorizont von mehreren Jahrzehnten gemacht. Die Wahrnehmung politischer Zielsetzungen würde das Unternehmen am Markt wohl eher benachteiligen und langfristige Investitionen behindern. Dies illustrieren beispielhaft die Verhältnisse im Kanton Bern, wo sich die Regierung in ihrer politischen Funktion gegen neue Kernkraftwerke aussprach, während sie sich in der Funktion der Eigentümerin der BKW FMB AG für den Ersatz des Kraftwerks Mühleberg einsetzen musste. Die internationalen Erfahrungen weisen jedoch eher darauf hin, dass die Möglichkeiten der Einflussnahme der öffentlichen Hand im Zuge der Marktliberalisierung systematisch abnehmen. So zeigen Beispiele aus Deutschland, dass Elektrizitätswerke ihren wirtschaftlichen Handlungsspielraum erhöhen konnten. Mit dem Verweis auf die verschärfte Wettbewerbssituation konnten die Unternehmen vermehrt politische Erwartungen zurückweisen [vgl. EDELING ET AL. 2004, S. 158].

Risiken für die öffentliche Hand als Eigentümer — In einem liberalisierten Markt stellt sich umgekehrt die Frage, ob die mehrheitlich staatlichen Energieversorger in der Schweiz privatisiert werden sollten. Die Unternehmen agieren im liberalisierten Umfeld weniger als öffentliche Versorgungsbetriebe. Vielmehr orientieren sich ihre Geschäftsmodelle am internationalen Markt. Das illustrieren nicht zuletzt die grossen Schweizer Elektrizitätsversorger, die sogenannten Verbundunternehmen. Sie investieren vermehrt in ausländische Kraftwerke und Gesellschaften [vgl. Kapitel 6.5] und messen den kommerziellen Handelsaktivitäten eine zunehmende Bedeutung bei [vgl. MEISTER 2009, S. 86]. Aus betriebswirtschaftlicher Optik kann dies durchaus sinnvoll sein, schliesslich sind gerade bei der Stromproduktion und dem Stromhandel Grössenvorteile wichtig. Mit dem liberalisierten Markt

und den parallel dazu veränderten Geschäftsmodellen tritt allerdings die ursprüngliche Versorgungsfunktion der Unternehmen in den Hintergrund. Die Kantone als Eigner fokussieren sich ihrerseits vermehrt auf ihre finanziellen Interessen, also Beteiligungserträge.

Aber gerade dieser verstärkte finanzielle Fokus verlangt von den Kantonen in der mittleren und längeren Frist eine Anpassung ihrer Beteiligungsstrategien. Für die öffentlichen Finanzen (und damit die Steuerzahler) impliziert das grosse Engagement im Stromsektor ein beträchtliches Risiko. Eine diversifiziertere Aktionärsstruktur bei den Verbundunternehmen sowie den Kraftwerksgesellschaften würde den neuen Gegebenheiten im liberalisierten Markt viel eher gerecht. Das aber heisst, dass die Kantone ihre Beteiligungen ganz oder zu bedeutenden Teilen an private Investoren veräussern müssten. Will ein Kanton sein Vermögen im Energiesektor investieren, dann sollte er aus Gründen der Risikominimierung mindestens sein Portfolio diversifizieren. Von den Erträgen im Energiesektor kann er darüber hinaus auch ohne direkte Unternehmensbeteiligungen profitieren. Neben den Steuereinnahmen kann der Staat durch die Vergabe von Konzessionen finanziell am Erfolg partizipieren.

Entpolitisierung des Strompreises — Eine solche Privatisierung würde nicht nur die Risiken in den kantonalen Portefeuilles senken, sondern hätte auch positiven Einfluss auf den wenig intensiven Wettbewerb im Markt. Zum einen würde die schärfere Trennung zwischen den öffentlichen und den unternehmerischen Interessen eine griffigere Regulierung bei den Netzen sowie der Entflechtung von Swissgrid von den Produktions- und Handelsinteressen zulassen. Zum anderen würde der Weg frei für eine Entpolitisierung der Strompreisdebatte. Bisher fordern Grossverbraucher mit dem Hinweis auf die öffentliche Eigentümerschaft und den Service Public möglichst tiefe Strompreise, die sich an Gestehungskosten orientieren. Mit solchen preislichen Verzerrungen gehen allerdings bedeutende Risiken einher [vgl. Kapitel 6.4 und 6.5].

6.8 Energieaussenpolitik: Nutzen einer stärkeren Integration

Fokus auf Strom und Gas — Die Tatsache, dass die Schweiz in Bezug auf ihre Energieversorgung derart eng international vernetzt ist, wirft zwangsläufig die Frage auf, ob sich eine Versorgungssicherheitsstrategie vor allem an der Optimierung der Zusammenarbeit mit dem Ausland orientieren sollte. Faktisch besteht beim Öl bereits eine internationale Abstimmung über das IEA-Übereinkommen, welches die Lagerhaltung bestimmt und eine solidarische Aufteilung von Öllagern in Krisensituationen verlangt. Die obige Evaluation von Strategien illustriert denn auch, dass zusätzlicher internationaler Kooperationsbedarf viel eher bei Gas und Elektrizität nötig ist. Und dabei spielt für die Schweiz insbesondere der europäische Kontext eine zentrale Rolle. Das aber bedeutet, dass sich eine Energieaussenpolitik sinnvollerweise vor allem auf die bilateralen Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU fokussieren muss.

Im Februar 2008 hat der Bundesrat eine Strategie für eine Energieaussenpolitik verabschiedet. Darin definiert er drei eher allgemein gehaltene Hauptziele: Energieversorgungssicherheit (Sicherung von Energieimporten), Wirtschaftlichkeit (effiziente, offene Energiemärkte) und Umweltverträglichkeit (Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien). Dabei soll die Schweiz ihre Beziehungen zu den Nachbarstaaten vertiefen und einen regelmässigen Energiedialog pflegen [vgl. BUNDESRAT 2008, S. 7/8]. Die tatsächliche aussenpolitische Strategie bleibt im Bericht allerdings vage. Vielmehr gibt er eine Übersicht über internationale (vertragliche) Verflechtungen, insbesondere über die Abkommen zwischen der Schweiz und der EU bzw. deren Mitgliedstaaten. Insofern fokussiert auch die bundesrätliche Strategie vor allem auf den europäischen Kontext. Materiellen Inhalt erhält diese Strategie vor allem beim Abschnitt über die bilateralen Verhandlungen im Strombereich, wo nicht zuletzt das Dossier Langfristverträge [vgl. Box 15] von zentraler Relevanz ist. Die bilateralen Verhandlungen waren bisher in

erster Linie dadurch geprägt, dass auf schweizerischer Seite das Ziel verfolgt wurde, trotz Marktintegration die Langfristverträge weiter aufrechtzuerhalten. Das ist im Wesentlichen im Interesse der an den Verträgen beteiligten Unternehmen, während die Versorgungssicherheit und auch inländische Konsumenten im liberalisierten Markt nur sehr begrenzt davon profitieren. Faktisch handelt es sich sogar um ein Instrument zur Abgrenzung vom europäischen Strombinnenmarkt, zumal die exklusive Belegung von Transportkapazitäten auch den Marktzutritt ausländischer Lieferanten bzw. die Möglichkeiten eines Stromdirektimports durch grosse Verbraucher begrenzt. Die Tatsache, dass noch keine Unterzeichnung des bilateralen Abkommens stattfand und ausserdem eine Ausweitung des Dossiers auf weitere Bereiche der Energiepolitik stattfindet, illustriert die (zunehmenden) Schwierigkeiten, im Rahmen der bilateralen Abkommen Sonderlösungen und Abgrenzungen zugunsten von Schweizer Unternehmen innerhalb des europäischen Marktes durchzusetzen.

Stärkere Integration in den europäischen Binnenmarkt — Die obige Evaluation von Strategien zeigt aber, dass sich eine nützliche Energieaussenpolitik weniger an einer Abgrenzung vom europäischen Markt, sondern vielmehr an einer konsequenteren Integration orientieren müsste. Die Strategie beim Ausbau von Netzinfrastrukturen unterstreicht diese Tatsache besonders deutlich. Grenzüberschreitende Netze können grundsätzlich nur dann errichtet werden, wenn auch die Nachbarländer entsprechende Infrastrukturanpassungen vornehmen [vgl. Kapitel 6.3]. Und auch der Bau neuer Grosskraftwerke macht längerfristig eine noch stärkere Integration in das europäische Umfeld notwendig, damit sich ihre Grössenvorteile am Schweizer Markt tatsächlich in den Preisen niederschlagen [vgl. Kapitel 6.4]. Daneben zeigt sich bei der Gasversorgung, dass das Fehlen von schweizerischen Lagermöglichkeiten eine enge Zusammenarbeit mit den Nachbarländern nötig macht – bisher ist eine solche grade im Falle von Krisensituationen mit Unsicherheiten behaftet [vgl. Kapitel 6.2].

Aufgrund der hohen (und steigenden) Bedeutung der Energieinfrastrukturen ist es für die Schweiz wichtig, dass sie ihre Interessen in den europäischen Institutionen wie der europäischen Strom- und Gasnetzbetreiberorganisationen ENTSO-E und ENTSO-G sowie der Regulierungsorganisation ACER wahrnehmen kann. Auch könnte eine Integration in die EU-Krisenvorsorgemechanismen beim Gas sinnvoll sein. Diese Mitsprache wird die Schweiz allerdings nicht umsonst erhalten. Vielmehr setzt sie eine konsequentere Teilnahme am europäischen Energiebinnenmarkt und damit wohl auch eine Übernahme europäischer Rechtsgrundlagen voraus [vgl. Kapitel 4.4]. Das allerdings ist im Grunde nicht negativ zu beurteilen. Durch eine stärkere Harmonisierung des rechtlichen Rahmens – insbesondere bei Gas und Strom – erodieren die Handelshemmnisse. Damit verbessern sich nicht nur die internationalen Handelsmöglichkeiten für Schweizer Stromproduzenten. Daneben dürfte auch der bislang wenig intensive Wettbewerb in der Schweiz an Schwung gewinnen. Schliesslich ist umgekehrt nicht davon auszugehen, dass die EU der Schweiz Marktzutritt gewährt, solange sie sich vom europäischen Wettbewerb abschottet. Ein vereinfachter grenzüberschreitender Energiehandel ist daher sowohl im Interesse der Strombranche als auch der Energieverbraucher. Das ist umso bedeutender, als die Schweiz heute aus technischer Sicht bereits sehr stark in den europäischen Energiemarkt integriert ist.

Grenzen aussenpolitischer Handlungsmöglichkeiten — Der Nutzen einer Energieaussenpolitik, die über eine verstärkte Marktintegration hinausgeht, muss hingegen sehr relativiert werden. Kapitel 6.5 illustriert, dass der politische Support bei der Unterzeichnung von Energielieferverträgen oder Auslandsinvestitionen weniger den Interessen einer sicheren Versorgung als vielmehr denen der beteiligten Unternehmen dient. Wirtschaftspolitische Unterstützung für schweizerische Unternehmen bei ihrem Auslandengagement kann zwar sinnvoll und gerechtfertigt sein, hat aber nur untergeordnete Bedeutung für die Versorgungssicherheit im Inland.

Zudem sind auch die Möglichkeiten des Bundes beschränkt. Gerade das Beispiel EU zeigt, dass die Definition und Umsetzung einer kohärenten und zentralen Energieaussenpolitik keineswegs einfach ist [vgl. Kapitel 5]. Auf europäischer Ebene droht eine solche in erster Linie an den divergierenden Interessen der einzelnen Staaten sowie der involvierten privatwirtschaftlichen Unternehmen zu scheitern. Auch in der Schweiz dürfte die Festlegung und Umsetzung einer einheitlichen nationalen Energieaussenpolitik rasch an ihre Grenzen stossen. Einerseits sind die Kompetenzen der Bundesbehörden bei der Definition von energiepolitischen Strategien begrenzt [vgl. Box 17]. Und andererseits sind auch hier mit Bund, Kantonen und Gemeinden mehrere staatliche Ebenen involviert. Aufgrund ihres (unterschiedlichen) Engagements bei Stromproduzenten- und Händlern resultieren zwangsläufig divergierende Interessen – unterschiedliche Ansichten über den Standort neuer Kernkraftwerke illustrieren diese Uneinigkeit bestens.

07/ SCHLUSSFOLGERUNGEN

7.1 Energiebedarf und Versorgungsrisiken

Anhaltender Energiebedarf — Energie ist und bleibt ein strategischer Faktor für eine funktionierende und wachsende Volkswirtschaft. Zwar illustrieren die letzten 20 Jahre einen abnehmenden Zusammenhang zwischen Energie- und Wirtschaftswachstum. Doch ist diese Entwicklung nur partiell auf innovationsbedingte Effizienzsteigerungen zurückzuführen. Daneben haben vor allem eine veränderte Zusammensetzung des wirtschaftlichen Outputs (steigender Anteil Dienstleistungen) sowie die Verwendung höherwertiger Energien (steigender Anteil von Strom) dazu beigetragen. Solche Struktur- und Substitutionseffekte suggerieren zwar temporär eine Abkoppelung zwischen Wirtschafts- und Energieverbrauchswachstum, längerfristig ist deren Wirkung jedoch begrenzt. Zweifelsohne lassen sich in vielen Bereichen noch beträchtliche technische Effizienzsteigerungen umsetzen, deren Nutzung sich gerade in einem Umfeld steigender Energiepreise lohnt. Aufgrund der physikalischen Gesetzmässigkeiten bleibt der grundsätzliche Zusammenhang zwischen Energie und Wachstum in der langen Frist dennoch bestehen. Eine höhere Produktion setzt den Einsatz von zusätzlicher Energie voraus. Aus diesem Grund ist auch der seit den 1990er Jahren stagnierende Energieverbrauch pro Kopf kein

Indikator für ein energiefreies Wirtschaftswachstum. Das gilt insbesondere für die Schweiz, wo aufgrund der Migration mit einer anhaltend starken Bevölkerungszunahme zu rechnen ist. Strikte Verbrauchsreduktionsziele, wie sie beispielsweise im Rahmen des Konzepts «2000-Watt-Gesellschaft» propagiert werden, stellen daher keine nachhaltige Strategie für die Energieversorgungssicherheit dar – jedenfalls nicht in einer wachsenden Wirtschaft.

Steigende globale Risiken — Fossile Energien werden bei der globalen Energieversorgung noch längerfristig eine zentrale Rolle spielen. Öl, Gas und Kohle bleiben aufgrund ihrer anhaltenden Bedeutung auch künftig zentrale strategische (Macht-)Faktoren. Die internationale Analyse illustriert denn auch, dass gerade die politischen Unsicherheiten und Interessen ein Risiko für die Energieversorgung darstellen. In absehbarer Zukunft dürfte es aber weniger das Versiegen der fossilen Reserven sein, welches zu einer Knappheit am Markt führt, sondern vielmehr dürften es die fehlenden Investitionen in die Erhaltung oder den Ausbau von Förderkapazitäten sein. In vielen ressourcenreichen, aber politisch instabilen Ländern sind Investitionen für private Explorationsunternehmen mit grossen Risiken verbunden oder gar nicht möglich. Als Folge dessen werden künftig vermehrt teurere (unkonventionelle) Vorkommen die Preise am Erdölmarkt bestimmen. Gleichzeitig steigt die Gefahr von sprunghaften Preisanstiegen bei wachsender Nachfrage, da Förderkapazitäten rasch an ihre Grenzen stossen und nicht flexibel an eine höhere Nachfrage angepasst werden können. Ähnliche Risiken bestehen bei der Gasversorgung. Obschon die steigende Förderung von unkonventionellem Gas (vor allem in den USA) auch künftig an den weltweiten Märkten für preissenkende Wirkung sorgen kann, bleiben bei der europäischen Versorgung Unsicherheiten bestehen. Europa ist weiterhin auf Gasimporte angewiesen, wobei Russland ein bedeutender Lieferant bleibt. Die Abhängigkeit von Russland, die mangelnden Investitionen in der russischen Gasförderung sowie politische Instabilitäten in Transitländern implizieren anhaltende Versorgungsrisiken. Ob neue LNG-Infrastrukturen sowie neue Pipelinerouten wie Nabucco tatsächlich gebaut

werden und diese Situation längerfristig entschärfen, bleibt abzuwarten. Die Risiken bei der Versorgung mit fossilen Energien übertragen sich auch auf die Elektrizität, die weltweit vor allem mit Kohle, Gas und Öl produziert wird. Das gilt in erhöhtem Masse für den europäischen Kontext, der für die Schweiz besonders relevant ist. So hat nicht zuletzt die europäische Klimapolitik einen eigentlichen Boom beim Bau neuer Gaskraftwerke ausgelöst. Gaskraftwerke lösen vermehrt die CO₂-intensiveren Kohlekraftwerke in der Grundlastproduktion ab. Das aber bedeutet, dass Europas Stromproduktion auch längerfristig von fossiler Energie abhängig bleibt, ungeachtet des forcierten Ausbaus von erneuerbaren Energien – allen voran der Windkraft. Die Abhängigkeiten und Unsicherheiten bei der europäischen Gasversorgung sowie der strukturelle Mangel an Gaslagern implizieren gleichzeitig Versorgungsrisiken bei der Elektrizität.

Die Schweiz ist keine Energie-Insel — Die Schweiz ist bei den fossilen Energien praktisch gänzlich auf Importe angewiesen. Damit ist das Land sowohl von den ausländischen Lieferungen als auch von den ausländischen Transportinfrastrukturen abhängig. Während beim Öl diversifizierte Importstrukturen und strategische Lagerkapazitäten Lieferunterbrüche abfedern können, bestehen beim Gas erhöhte Versorgungsrisiken aufgrund der fehlenden inländischen Gaslager sowie der hohen Bedeutung einer einzigen Pipeline für den Import. Versorgungsengpässe im Sinne eines physischen Mangels sind daher beim Gas wahrscheinlicher als beim Öl. Das Risiko von höheren Preisen aufgrund eines globalen Angebotsmangels können die lokalen Infrastrukturen jedenfalls in beiden Fällen nicht reduzieren. Steigen die Preise auf dem Weltmarkt, müssen auch Schweizer Konsumenten mehr bezahlen.

Auf den ersten Blick scheinen im Strommarkt die Interdependenzen mit Europa geringer zu sein. Bei genauerer Betrachtung aber offenbart sich eine sehr enge wirtschaftliche und technische Verflechtung. So ist Europa für Schweizer Kraftwerksbetreiber ein äusserst interessanter Handelspartner. Vor allem die zu-

nehmend volatilen Strompreise im europäischen Markt machen den Betrieb von Schweizer Pumpspeicherwerken zur Stromveredelung zu einem wirtschaftlich äusserst attraktiven Geschäft. Der grenzüberschreitende Stromaustausch impliziert aber auch, dass sich – wie bei Öl und Gas – die Preise in den benachbarten Ländern nicht unabhängig voneinander bilden. Sollte Strom in Europa knapp oder – z.B. wegen hoher Gaspreise – teuer werden, dann übersetzt sich das auch auf das schweizerische Preisniveau. Doch unabhängig von diesen ökonomischen Verflechtungen ist die Schweiz auch aus versorgungstechnischer Sicht eng mit Europa verbunden. So ist das Land bereits heute während der Wintermonate auf Importe angewiesen, um die Versorgung im Inland aufrechtzuerhalten. Daneben ist die Schweiz derart eng mit den Systemen der Nachbarländer vernetzt, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr isoliert betrachtet werden kann. Grossflächige Netz- bzw. Stromunterbrüche in Europa wirken direkt auf das inländische System und können dieses aus dem Gleichgewicht heben. Auch der Bau von neuen Grosskraftwerken im Inland schafft keine eigentliche Unabhängigkeit vom Ausland. Sollten diese wegen Störungen oder Wartungsarbeiten stillstehen, steigt der Importbedarf sprunghaft an – der mehrmonatige Stillstand des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahr 2005 illustriert dies bestens. Um ausreichend Produktionskapazitäten als Notfallreserve vorzuhalten, aber auch um inländische Pumpspeicherwerke zu betreiben, müssten zusätzliche Grosskraftwerke gebaut werden. Die für den kleinen Markt überproportional hohen Kosten müssten Schweizer Konsumenten bezahlen. Eine Versorgungsstrategie, die sich vorrangig am Ziel der Autarkie orientiert, ist daher weder technisch sinnvoll noch wirtschaftlich tragbar.

Vorteile einer Diversifizierung — Häufig wird mit Versorgungsrisiken in erster Linie eine physische Unterbrechung der Energielieferung assoziiert. Tatsächlich aber dürften viele Versorgungsrisiken eher mit einem Preisanstieg einhergehen. Der Markt ist in der Regel sowohl bei Öl und Gas als auch bei Strom fähig, über den Preis einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen. In diesem Kontext relativiert sich auch die ordnungspolitische

Notwendigkeit von staatlichen Interventionen. Tatsächliche physische Ausfallrisiken bestehen vor allem im Zusammenhang mit Netz- bzw. Pipelineinfrastrukturen, weshalb sie tendenziell bei Strom und Gas bedeutender sind. Dennoch zeigt die aggregierte Betrachtung, dass bei allen Energieträgern Versorgungsrisiken bestehen. Die häufig geforderte und prognostizierte Substitution von fossilen Energien durch (vermeintlich einheimischen) Strom führt daher nicht zwangsläufig zu einer höheren Versorgungstabilität. Zum einen wird dadurch die Diversifizierung der Versorgung geschwächt. Zum anderen bestehen im europäischen Kontext zwischen den Energieträgern enge Interdependenzen – insbesondere zwischen Gas und Strom.

7.2 Beurteilung strategischer Handlungsoptionen

Aufgrund der anhaltenden Bedeutung der Energie ist es sinnvoll und nötig, dass die Schweiz eine realistische und auf die internationalen Entwicklungen abgestimmte Strategie für eine sichere Versorgung entwickelt. Bisher fehlt es an einer solchen. In der politischen Praxis wird der Ausdruck «Versorgungssicherheit» fast dogmatisch verwendet und dient zur Rechtfertigung unterschiedlichster Programme, deren Nutzen beschränkt ist und vor allem partikuläre Interessen bedient. Energiepolitik ist vor allem Klima- und Industriepolitik. Die damit einhergehenden Subventionen – gerade bei den neuen erneuerbaren Energien – sind kostspielig, wirken verzerrend und tragen wenig zur tatsächlichen Versorgungssicherheit bei.

Natürlich ist Versorgungssicherheit nicht gratis. Damit aber die Schweizer Volkswirtschaft nicht einseitig durch übermässige Kosten belastet und damit im internationalen Standortwettbewerb benachteiligt wird, gilt es, zwischen Kosten und Nutzen von Massnahmen abzuwägen. In einem theoretischen Optimum gilt, dass die volkswirtschaftlichen Grenzkosten einer höheren Sicherheit ihrem Grenznutzen entsprechen müssen. Das aber heisst, dass ab-

solute Sicherheit nicht anzustreben ist, sie wäre schlicht zu teuer. Weil auch die im Optimum resultierende Versorgungssicherheit mit Kosten verbunden ist, muss gleichzeitig geklärt werden, wie diese zwischen den Akteuren im Markt aufzuteilen sind. Die Frage der Lastenteilung ist umso bedeutender, als viele Unternehmen in staatlichem Eigentum sind und – gerade bei der Elektrizität – der Wettbewerb nur beschränkt funktioniert.

Die vorliegende Publikation evaluiert konkrete Strategien wie Lagerhaltung, Ausbau von Transport- und Produktionsinfrastrukturen, Beteiligungen an ausländischen Erzeugern, Massnahmen zur Senkung der Nachfrage bzw. zur Erhöhung der Verbrauchseffizienz, die Veränderung von Eigentumsstrukturen sowie Energieaussenpolitik hinsichtlich ihres Nutzens, aber auch ihrer (volkswirtschaftlichen) Kosten und der Finanzierungsmöglichkeiten. Die Analyse zeigt, dass die Möglichkeiten zentral definierter Strategien begrenzt sind. Der Handlungsspielraum ist nicht zuletzt durch die Tatsache beschränkt, dass im offenen und liberalisierten Markt vermehrt private und gewinnorientierte Akteure agieren, deren Interesse nicht einzig einer sicheren Versorgung gilt. Der Staat muss in erster Linie über die Gestaltung von Rahmenbedingungen Einfluss nehmen. Aber auch hier offenbaren sich Grenzen. So impliziert die enge technische und ökonomische Vernetzung mit dem Ausland einen eingeschränkten nationalen Handlungsspielraum. Einseitige Massnahmen lassen sich in vielen Fällen nicht umsetzen oder implizieren einen Nachteil für die inländischen Verbraucher und Erzeuger. Strategien zur Erhöhung der Energiesicherheit gilt es daher international abzustimmen.

Lagerhaltung: Beschränkte Optionen — Strategische Energielager sind ein wichtiges Element zur Überbrückung von kurzfristigen Lieferausfällen. Dennoch können sie nicht unabhängig von der Lagergrösse im Ausland definiert werden. Ein Ausbau der Kapazitäten weit über jene im Ausland hinaus wäre aufgrund der offenen Grenzen wenig effektiv, zumal sich im Falle von Engpässen rasch ein (Schwarz-)Handel etablieren würde. Besonders grosse Lager würden

daher vor allem Kosten für inländische Verbraucher generieren, während der Nutzen für die Versorgung begrenzt bliebe. Daneben machen gerade beim Gas die geologischen Gegebenheiten sowie die überproportional hohen Kosten im kleinen Markt eine (vertragliche) Kooperation mit den Nachbarländern nötig. Die fehlenden strategischen Gaslager im Inland illustrieren auch, dass bei einer Schweizer Versorgungsstrategie der Energieträger Gas nur eine begrenzte Rolle spielen kann – das gilt insbesondere beim Bau von Gaskraftwerken.

Transportinfrastrukturen: Neue Formen der Finanzierung — Auch ein einseitiger Ausbau von Transportinfrastrukturen stösst rasch an seine Grenzen. Um Importrouten zu diversifizieren oder auszubauen, müssen auch Nachbarländer ihre Anschlussinfrastrukturen anpassen – was eine enge Zusammenarbeit voraussetzt. Dennoch gibt es bei inländischen Netzinfrastrukturen unilateralen Handlungsbedarf. Vor allem bei den Stromübertragungsnetzen ist der Investitionsbedarf für Ersatz- und Neubauten beträchtlich. Vielerorts steht er im Zusammenhang mit dem wachsenden internationalen Stromhandel. Dieser gewinnt nicht zuletzt mit der steigenden Windstromproduktion in Europa und den damit zusammenhängenden Preisvolatilitäten gerade für Schweizer Betreiber von Pumpspeicherwerken an Relevanz. Der Ausbau solcher Kraftwerkskapazitäten verlangt je nach Standort und Grösse bedeutende Verstärkungen im Schweizer Netz, damit der Export, aber auch der Import der Pumpenergie möglich ist.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes geht mit zwei wesentlichen Herausforderungen einher. Erstens behindern langwierige Bewilligungsprozesse die tatsächliche Realisierung von notwendigen Projekten. Vieles deutet darauf hin, dass auch der etablierte Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) nur begrenzt wirksam ist – parallele Massnahmen und Kompetenzverschiebungen sind dazu nötig. Das aber verlangt eine national koordinierte und von partikulären Interessen losgelöste Netzplanung. Zweitens impliziert der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur steigende Kosten und damit weitere Strompreiserhöhungen für

inländische Verbraucher. Um diese in Grenzen zu halten, sind institutionelle Anpassungen bei der Finanzierung nötig. Erstens ist es möglich, auch die Strom-einspeisung durch die Produzenten mit einem Netztarif zu belegen. Ein solcher Einspeisetarif ist insofern gerechtfertigt, als viele Investitionen gerade wegen des wachsenden Auslandgeschäftes der inländischen Produzenten getätigt werden. So dürfte nicht zuletzt der signifikante Ausbau von Pumpspeicherwerken mittel-fristig weitere Netzverstärkungen nötig machen. Bisher tragen die inländischen Endverbraucher die dadurch verursachten Netzkosten und subventionieren den Handel bzw. die ausländischen Verbraucher. Da es sich um eine Externalität handelt, ist eine (differenzierte) Beteiligung der Produzenten an den Kosten ordnungspolitisch sinnvoll. Zweitens kann durch eine Veränderung der Governance von Swissgrid die Finanzierung des Netzausbaus erleichtert werden. Durch die Schaffung einer unabhängigeren und börsenkotierten Netzgesellschaft könnten nicht nur die Finanzierungskosten gesenkt werden. Daneben würde auch der Wettbewerb im Schweizer Strommarkt gestärkt. Beide Massnahmen verlangen eine Anpassung des geltenden Stromversorgungsgesetzes.

Inländische Erzeugung: Vorteil einer Kernkraftstrategie – aber im internationalen Kontext — Bei Öl und Gas hat der Ausbau inländischer Förder- bzw. Produktionskapazitäten keine strategische Bedeutung. Gleiches gilt für die vermehrte Nutzung von Biomasse. Zu gering ist das inländische Produktionspotenzial. Viel grösser ist dagegen die Relevanz beim Strom, wo aufgrund der absehbaren Ausserbetriebnahme älterer Kernkraftwerke ein Grossteil der inländischen Grundlastproduktion in absehbarer Zeit entfallen wird. Eine Ausweitung der Importe stellt dabei keine brauchbare Alternative dar: Aus der Perspektive der Systemstabilität ist es vorteilhaft, wenn Kraftwerke nahe bei den Verbrauchern Strom produzieren und im Falle von Produktions- und Netzstörungen im internationalen Kontext einen Ausgleich schaffen.

Die heute in der Schweiz einsetzbaren neuen erneuerbaren Energien – insbesondere Windkraft und Photovoltaik – können in diesem Zusammenhang

keine Versorgungssicherheit garantieren. Wegen ihrer unsicheren Produktion eignen sie sich nicht für die Produktion von Grundlast. Dem begrenzten technischen Nutzen einer auf neuen erneuerbaren Energien basierenden Versorgungsstrategie stehen zudem sehr hohe Produktionskosten gegenüber. Dies ist umso gravierender, als in der Schweiz die ausserordentlich teure Photovoltaik eine gewichtige Rolle spielen müsste. Die im internationalen Kontext weit bedeutendere und günstigere Windkraft könnte aufgrund des Mangels an inländischen Standorten nur einen kleinen Teil zur Schweizer Stromversorgung beitragen. Die hohen Kosten einer Strategie, die in erster Linie auf Photovoltaik setzt, müssten die inländischen Verbraucher über das Instrument der Einspeisevergütung direkt tragen. Gerade für energieintensive Industrien würde dadurch ein bedeutender Standortnachteil resultieren. Positive volkswirtschaftliche Einflüsse durch die Subventionierung der Photovoltaik wären dagegen kaum relevant, zumal die entsprechenden Anlagen ohnehin mehrheitlich importiert würden.

Die Analyse illustriert die Vorteile von Grosskraftwerken mit stabiler bzw. steuerbarer Produktion. Doch auch bei den Grosskraftwerken bestehen Unterschiede. So haben Kernkraftwerke gegenüber Gaskraftwerken bedeutende Vorteile. Gerade weil im europäischen Ausland vermehrt Gaskraftwerke gebaut werden, ist es für die Schweiz nicht sinnvoll, auf dieselbe Technologie zu setzen. Störungen bei der Gasversorgung machen das Risiko von Ausfällen beim Strom noch grösser. Aber auch neue Kernkraftwerke können Schwächen aufweisen, insbesondere wenn sie eine überdurchschnittlich grosse Leistung aufweisen. Erstens stellen sie aufgrund ihrer bedeutenden Grösse eine Art Klumpenrisiko für die Versorgung dar – steht nur ein einziges Kraftwerk still, entfällt ein signifikanter Teil der Gesamtproduktion. Und zweitens steigt mit der Grösse der Kraftwerke der Bedarf an Reserveleistung. Im Schweizer Kontext gilt dies vor allem dann, wenn ein Kernkraftwerk des Typs EPR mit einer Leistung von rund 1600 MW gebaut würde. Das ist gerade für einen kleinen Markt wie die Schweiz von Bedeutung, zumal die daraus entstehenden

Mehrkosten für Systemdienstleistungen auf relativ wenige Verbraucher verteilt werden. Das aber heisst, dass die Grössenvorteile von Kernkraftwerken im Sinne von Skaleneffekten innerhalb der Schweiz nur begrenzt wirksam sind.

Um die inländischen Verbraucher vor steigenden Kosten für Systemdienstleistungen (die im Rahmen der Netznutzungsgebühr verrechnet werden) zu schützen, kommen drei Möglichkeiten in Frage: i) der Bau kleinerer Kernkraftwerkstypen, ii) eine Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten sowie iii) die forcierte Integration in den europäischen Markt. Beim ersten Ansatz stellt sich die Frage, ob ein solcher Typ aus technischen und wirtschaftlichen Gründen für die Schweiz in Frage kommt. Bei sehr kleinen Kernkraftwerken ist letztlich unsicher, ob sie tatsächlich auf den Markt kommen und kommerziell betrieben werden können. Der zweite Ansatz knüpft an den obigen Vorschlag an, wonach auch die Produzenten an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen sind. Produzenten profitieren von den Skaleneffekten grösserer Kraftwerke, die aber bei den Verbrauchern Mehrkosten aufgrund des steigenden Regelenergiebedarfs verursachen. Eine Beteiligung der Produzenten an diesen Kosten wäre daher gerechtfertigt. Beim dritten Ansatz wird eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Erbringung von Systemdienstleistungen angestrebt. Durch eine engere Abstimmung mit benachbarten Netzbetreibern oder – im konsequenteren Fall – eine Zusammenlegung benachbarter Regelzonen könnte der Bedarf an Reserve- bzw. Regelenergie reduziert werden. Die Vorteile dieses Ansatzes liegen auf der Hand. Erstens werden dadurch die Produzenten bei der Wahl des Reaktortyps nicht eingeschränkt und zweitens lassen sich die heute bereits hohen Systemdienstleistungskosten tendenziell zusätzlich senken. Ausserdem trägt der Ansatz auch der wachsenden grenzüberschreitenden Interdependenz der Netzsysteme Rechnung.

Auslandinvestitionen: Kommerzieller Nutzen im Vordergrund — Die vermehrten Auslandsinvestitionen von Schweizer Stromproduzenten in fossile Kraftwerke, aber auch in Windturbinen, sind für die Stabilität der Schweizer

Versorgung kaum relevant. Der im Ausland produzierte Strom sucht sich und findet den Weg im Netz aufgrund von physikalischen Gesetzmässigkeiten und folgt daher nicht den vertraglichen Abmachungen – womöglich gelangt er gar nicht in die Schweiz. Die Motivation solcher Investitionen ist daher in erster Linie finanzieller Natur (im Falle von Windkraftwerken daneben auch politischer Natur). Aufgrund der Tatsache, dass die meisten Schweizer Stromproduzenten in öffentlicher Hand sind, muss die Zweckmässigkeit des Auslandengagements allerdings hinterfragt werden. Die Abhängigkeit der Rentabilität vieler Investitionsprojekte von volatilen Gas- und Kohlepreisen oder auch unsicheren staatlichen Subventionsprogrammen impliziert bedeutende unternehmerische Risiken. Diese sollten eher von börsenkotierten Unternehmen mit diversifizierten Aktionären getragen werden.

Senkung des Energieverbrauchs: Mehr Markt beim Strom — Neben den dargestellten angebotsseitigen können auch nachfrageseitige Massnahmen zu einer erhöhten Versorgungssicherheit beitragen. So lassen sich durch eine Reduktion des Energieverbrauchs im Sinne einer erhöhten Effizienz konjunkturelle Beeinträchtigungen durch schockartige Energiepreissteigerungen abfedern. Ausserdem sind nachfrageseitige Massnahmen vermutlich im Lichte klimapolitischer Zielsetzungen sinnvoll. Die Handlungsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite sind allerdings begrenzt. Auf Instrumente der Subvention – die heute besonders stark verbreitet sind – sollte grundsätzlich verzichtet werden. Sie belohnen ineffiziente Verbraucher, führen zu Mitnahmeeffekten und falschen Investitions- und Innovationsanreizen. Ökonomisch effiziente Mittel zur Senkung des Verbrauchs sowie zur Schaffung von Anreizen für Investitionen und Innovationen stellen die Lenkungsabgabe bzw. der Handel mit Emissionszertifikaten dar. Aber auch hier bestehen enge Grenzen. Zum einen sollten die entsprechenden Abgaben mit dem Ausland koordiniert werden, da sonst vor allem für die verbrauchsintensive inländische Industrie Wettbewerbsnachteile entstehen. Zum anderen sollte die Besteuerung von Energie möglichst umfassend sein, um Verzerrungen zwischen den Energieträgern zu vermeiden.

Mit der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen hat die Schweiz ein entsprechendes Instrument geschaffen. Allerdings zeigen sich gerade hier die Grenzen eines nationalen Alleingangs. Eine Integration bzw. engere Abstimmung des schweizerischen Systems der CO₂-Abgabe mit dem europäischen Zertifikatshandel ist aus ökonomischer Sicht sinnvoll, um Nachteile für die inländische Wirtschaft zu vermeiden. Die Relevanz des europäischen Kontextes manifestiert sich auch im Stromsektor. Während die Elektrizität in der Schweiz grundsätzlich keiner Lenkungsabgabe unterliegt, überträgt sich die europäische Klimapolitik auf das inländische Preisniveau. Zwar wird in der Schweiz Strom praktisch CO₂-frei produziert, doch werden die Preise im Markt durch den internationalen Handel bestimmt. Da sich die Preise dort an den Kosten fossiler Kraftwerke orientieren, übertragen sich auch die Kosten von CO₂-Zertifikaten auf den schweizerischen Markt. Dieser Mechanismus wird bisher durch eine faktische Regulierung der Endkundenpreise in der Schweiz gehemmt. Aufgrund einer Regelung in der Stromversorgungsverordnung sollen sich die Energiepreise in der Grundversorgung im Wesentlichen an den Gestehungskosten im Inland orientieren – und diese sind jedenfalls im Moment tiefer als die Preise im europäischen Markt. Da aber der Strommarkt als internationaler Markt verstanden werden muss, wirkt die Regelung aus mehreren Gründen verzerrend. Zum einen werden Anreize zur Investition in inländische Produktionsanlagen unterminiert. Das hat auch Auswirkungen auf die Struktur des Kraftwerksparks: Neue inländische Produktionsanlagen werden unter diesem Regime weniger für den inländischen Bedarf, sondern vielmehr für den internationalen Handel gebaut. Dies impliziert einen gewissen Bias zum Bau von Spitzenlastkraftwerken, obschon im Inland der Bedarf an Grundlast aufgrund der alternden Kernkraftwerke wichtiger wäre. Letztlich wird durch die Regelung der Bau von neuen Kernkraftwerken behindert. Zum anderen werden (ineffiziente) Verbraucher faktisch subventioniert, so dass auch ihre Investitionsanreize gehemmt werden. Eine Abkoppelung der Endkunden- von den Marktpreisen führt auch dazu, dass die Anreize auf Seiten der Verbraucher gering sind, sich an Smart-Grid-Projekten zu beteiligen, zumal diese

vor allem im Kontext variierender Marktpreise ihren Nutzen entfalten. Eine konsequentere Orientierung der Endkundenpreise am Markt ist daher auch im Interesse einer sicheren Versorgung. Natürlich setzt dies voraus, dass im Schweizer Elektrizitätsmarkt echter Wettbewerb geschaffen wird – andernfalls die Preise durch Marktmacht verzerrt werden.

Ausgehend davon, dass sich mittel- bis längerfristig die Strompreise stärker an den europäischen Marktpreisen ausrichten (müssen), bleiben faktisch nur die Treibstoffe von einer CO₂-Abgabe befreit. Das ist insofern nicht effizient, als bei der Besteuerung des privaten Autoverkehrs in der Schweiz vor allem fixe Abgaben mit geringer Lenkungswirkung dominieren. Aufgrund des im internationalen Vergleich wenig energieeffizienten Schweizer Fahrzeugparks sowie des anhaltend wachsenden Treibstoffverbrauchs wäre eine strukturelle Veränderung der Abgaben im Sinne einer höheren variablen Belastung des Treibstoffs und tieferer fixer Belastungen bei der Fahrzeugsteuer sinnvoll. Damit würden Anreize für den Kauf energieeffizienterer Fahrzeuge geschaffen. Alternativ oder in Kombination käme auch ein Road Pricing in Frage, welches zudem differenziertere Lenkungswirkungen entfalten könnte.

Änderung von Eigentumsstrukturen: Privatisierung — Aufgrund der Liberalisierung und Internationalisierung kann der Stromsektor kaum mehr als reiner Service public in einem nationalen Kontext begriffen werden. Gerade für Schweizer Produzenten mit ihrem komplementären Kraftwerksportfolio (viel Spitzenkraft) bietet der europäische Markt wachsende ökonomische Chancen. Die Stromproduktion und der internationale Handel werden dadurch zu einem Bestandteil der schweizerischen Aussenwirtschaft. Den wirtschaftlichen Chancen stehen allerdings auch Risiken gegenüber. In einem solchen Umfeld muss das bisher dominierende staatliche Engagement im Energiesektor hinterfragt werden. Schliesslich haben sich auch die Geschäftsmodelle der Energieversorger verändert. Neben einem grösseren Auslandengagement gewinnt der (Derivate-)Handel laufend an Relevanz. Der Erfolg neuer Geschäftsmodelle

und Kraftwerksinvestitionen ist jedoch keineswegs garantiert. Risiken bestehen aufgrund diverser Einflüsse wie der unsicheren konjunkturellen Entwicklung oder der volatilen Märkte für fossile Energien.

Als Mehrheitseigner von Verbundunternehmen und Kraftwerken tragen heute die Kantone und damit ihre Steuerzahler die damit verbundenen finanziellen Risiken. Eine diversifiziertere und vermehrt private Aktionärsstruktur würde den neuen Gegebenheiten im liberalisierten Markt viel eher gerecht. Das aber bedeutet, dass die Kantone ihre Beteiligungen vermehrt an private Investoren veräussern müssten. Das hätte den positiven Nebeneffekt, dass die Unternehmensstrategien konsequenter von den politischen Interessen getrennt würden. Interessenkonflikte zwischen den Unternehmen und der politischen Führung, die gleichzeitig regulatorische Aufgaben wahrnimmt, würden vermindert. Auch entfielen die politisch motivierten Strompreisverzerrungen. Letztlich stärkt eine zunehmende Privatisierung die Akzeptanz für marktliche Lösungen. Davon profitiert nicht nur der Wettbewerb, sondern auch die Versorgungssicherheit.

Aussenpolitik: Integration statt Autarkie — Die oben diskutierten Strategien lassen sich unilateral nur sehr begrenzt umsetzen. Die hohe marktliche und technische Interdependenz mit dem Ausland verlangt vielmehr eine enge Koordination. Aussenpolitischer Handlungsbedarf besteht vor allem bei Strom und Gas, wo für die Schweiz der europäische Kontext von zentraler Bedeutung ist. Eine engere Integration in den europäischen Energiemarkt stellt bei genauerer Betrachtung keine Gefahr, sondern vielmehr eine Chance für die Schweiz dar. Das Land hat mit der Strommarktliberalisierung in dem für sie bedeutenden Elektrizitätsmarkt bereits einen Grossteil der gesetzlichen Grundlagen für eine (stärkere) Integration in den europäischen Markt geschaffen. Dem Abschluss eines bilateralen Strom- oder Energieabkommens standen bisher nicht zuletzt die Langfristverträge im Wege. Bei genauerer Betrachtung kann es sich für die Schweiz jedoch lohnen, Entgegenkommen zu signalisieren,

zumal die Langfristverträge gerade im Kontext eines liberalisierten Marktes eher zur Marktabstottung beitragen. Eine konsequentere Integration in den EU-Strom- bzw. -Energiebinnenmarkt hätte nicht nur positive Auswirkungen auf den Wettbewerb im Inland, sondern würde auch eine effektivere Partizipation in europäischen Koordinationsgremien möglich machen. Dies ist im Zusammenhang mit der Planung und dem Betrieb der grenzüberschreitenden Netzinfrastrukturen von höchstem Interesse für die Schweiz.

Umgekehrt setzt eine bessere Integration in den europäischen Energiebinnenmarkt nicht zwingend eine EU-Mitgliedschaft voraus. Europa verbessert seine Versorgungssicherheit weniger durch die Wahrnehmung einer gemeinsamen und institutionalisierten Energieaussenpolitik als vielmehr durch die engere Verknüpfung der Märkte. Durch ihre geographische Lage und die faktische Integration in die europäischen Strom- und Gassysteme leistet die Schweiz bereits heute einen Beitrag zur europäischen Marktintegration. Die Transitfunktion sowie die komplementären Stromproduktionskapazitäten (Pumpspeicherwerke als Ergänzung zur wachsenden Windkraft) verleihen dem Land zwar keine entscheidende Rolle bei der europäischen Energieversorgung, doch wenigstens relevante Bedeutung. Eine Energieversorgung, die nicht einzig auf die inländische Versorgung ausgerichtet ist, sondern auch auf Export und Transit, stärkt die Position der Schweiz im europäischen Kontext. Das garantiert zwar keine Energieunabhängigkeit, erhöht aber die Sicherheit der Versorgung.

LITERATURVERZEICHNIS

- AG NTC (2005): Kapazitätsberechnung an der Grenze Deutschland-Schweiz
- ALVAREZ, Gabriel CALZADA, Raquel Merino JARA, Juan Ramon Rallo JULIAN, Jose Ignacio Garcia BIELSA (2009): Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources; Universidas Rey Juan Carlos
- ANDOR, Mark (2010): Negative Strompreise und der Vorrang erneuerbarer Energien; Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische Wilhelms-Universität Münster
- ASENDORPE, Dirk und Christian HEINRICH (2009): Die schwimmende Pipeline: Tanker mit verflüssigtem Erdgas könnten eine Alternative zu politisch unsicheren Rohrleitungen durch Osteuropa bieten. In: Die Zeit 15.1.2009 Nr. 04 – 15. Januar 2009; (<http://www.zeit.de/2009/04/T-Erdgastanker>)
- A.T. KEARNEY (2009): Energiewirtschaft zwischen Investitionsrückgang und Wachstumspotenzial, Präsentation, Düsseldorf, November
- A.T. KEARNEY (2009b): Russland am Gashahn – Europa friert, die Abhängigkeit steigt – was muss getan werden? Präsentation, Wien, Januar
- ATUKEREN, Erdal (2011): Macroeconomic Effects of High Oil Prices on the Swiss Economy: 2003–2008. In: International Journal of Sustainable Economy, forthcoming
- AVENIR SUISSE (2010): Der Schweizer Stromkuchen: Die Grundversorger

- liefern den Strom zu ihren Kosten. In: Avenir Aktuell, 2. Mai
- BAUMANN, Rudolf (2009): Markttöffnung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid. Vortrag, Olten, 26. Februar 2009
- BEURET, Vincent (2009): Die Klimaszenarien des Weltklimarates und der IEA. In: Die Volkswirtschaft, 12-2009; S. 33–36
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2010): Erläuterungen zur Änderung von Art. 13 Abs. 3 Bst. B der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und zum neuen Anhang I, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2010b): Gesamtenergiestatistik 2009, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2010c): Elektrizitätsstatistik 2009, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2009): Gesamtenergiestatistik 2008, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2009b): Elektrizitätsstatistik 2008, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2009c): Élasticité-prix de la demande d'essence en Suisse, Bern 14 Juli
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2009d): Sachplan Übertragungsleitungen – 12.4.2001 – Anpassung 2008, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2007): Elektrizitätsstatistik 2006, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2007b): Indikatoren für den internationalen Vergleich des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen, Bern, November
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2006): Elektrizitätsstatistik 2005, Bern
- BFE BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2004): Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, Bern, Dezember
- BOOS, SUSAN (2009): Bohrinself Schweiz. In: NZZ Folio 09/04
- BOTHE, David und Christoph RIECHMANN (2008): Hohe Versorgungssicherheit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jg. Heft 10
- BP BRITISH PETROL (2010): Report on Royal Dutch Shell PLC & Oil Sands, March
- BP BRITISH PETROL (2010): BP Statistical Review of World Energy, June
- BP BRITISH PETROL (2009): BP Statistical Review of World Energy, June

- BP BRITISH PETROL (2008): BP Statistical Review of World Energy, June
- BUNDESNETZAGENTUR (2010): Monitoringbericht 2009, Monitoringbericht gemäss Art. 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. Art. 35 EnWG
- BUNDESNETZAGENTUR (2010b): Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an, Pressemitteilung, Bonn, 16. März
- BUNDESRAT (2008): Energiestrategie Schweiz: Bericht zur Energieaussenpolitik der Schweiz – Umfeld, Herausforderungen und Strategie, Bern, Oktober
- BUNDESRAT (2008b): Bioethanolproduktion in der Schweiz; Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates Stähelin vom 3. Oktober 2006 (06.3474), Juni
- BUNDESRAT (2008c): Die im StromVG stipulierte Reservehaltung – Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 08.3757 der UREK-N vom 10. November
- BROOKES, Len (1990): The greenhouse effect: the fallacies in the energy efficiency solution. In: Energy Policy 18: 199–201
- BWL BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFTLICHE LANDESVERSORGUNG (2010): Massnahmen der WL bei einer Strommangellage. In: WL Info Frühling
- CANDRIAN, Dominique und Reto SCHLEINIGER (2010): Wie viel die Umwelt von Umweltzertifikaten profitiert. In Neue Zürcher Zeitung, 25. Mai
- CER CENTRE FOR EUROPEAN REFORM (2010): Should the Nabucco pipeline project be shelved? Policy brief
- CINOTTI, L., C.F. SMITH und H. SEKIMOTO (2009): Lead-Cooled Fast Reaktor (LFR): Overview and Perspectives; GIF Symposium – Paris (France) – 9-10 September
- CITIGROUP GLOBAL MARKETS (2009): New Nuclear – The Economics Say No; 9. November
- CREDIT SUISSE ECONOMIC RESEARCH (2006): Research News – Konjunkturelles Damoklesschwert Ölpreis gewinnt an Schärfe – Grund zur Beunruhigung? 18. April
- CREDIT SUISSE EQUITY RESEARCH (2006): Power Quarterly, 3Q06
- CUCHE-CURTI, Nicolas A., Harris DELLAS und Jean-Marc NATAL (2009): DSGE-

- CH: A dynamic stochastic general equilibrium model for Switzerland; Swiss National Bank, No. 5, Zürich
- DEFILLA, Steivan und Jean-Christophe FÜEG (2008): Energieaussenpolitik der Schweiz. In: Die Volkswirtschaft, 1/2-2008, S. 11–15
- DENA DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Februar, Berlin
- DEUTSCHE BANK RESEARCH (2007): EU-Energiepolitik: Höchste Zeit zu handeln, Frankfurt am Main
- DEUTSCHE BANK RESEARCH (2009): Automobilindustrie am Beginn einer Zeitenwende, Frankfurt am Main
- DEUTSCHE BANK RESEARCH (2010a): Gasschwemme erreicht Europa – Starke Effekte auf Preise, Sicherheit und Marktstruktur, Frankfurt am Main
- DEUTSCHE BANK RESEARCH (2010b): Wasserkraft in Europa – Alpenregion, Skandinavien und Südosteuropa reich an Chancen, Frankfurt am Main
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2010): Aktueller Begriff: Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke. Wissenschaftliche Dienste, Nr. 28/10, 21. April, Berlin
- E-CONTROL (2009a): Marktbericht 2009 – Nationaler Bericht an die Europäische Kommission, Wien
- E-CONTROL (2009b): Jahresbericht 2008, Wien
- E-CONTROL (2010): Jahresbericht 2009, Wien
- EDELING, Thomas, Erhard STÖLTING und Dieter WAGNER (2004): Öffentliche Unternehmen zwischen Privatwirtschaft und öffentlicher Verwaltung. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden
- EGL ELEKTRIZITÄTSGESELLSCHAFT LAUFENBURG (2005): Kraftwerkspark EU+, Dietikon
- EGL ELEKTRIZITÄTSGESELLSCHAFT LAUFENBURG (2006): Power Plant Park Europe, Dietikon
- ENERGEIA (2010): Über Wechselstromstrassen und Gleichstromautobahnen; Broschüre des Bundesamtes für Energie BFE, Ausgabe 3. Mai
- ENERGIE TRIALOG SCHWEIZ (2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik

- ENGERER, Hella und Manfred HORN (2009): Erdgas für Europa: Die Importe steigen deutlich. In: Wochenbericht des DIW, Berlin Nr. 17
- ENGERER, Hella; Manfred HORN und Anne NEUMANN (2009): Bei erneutem Gasstreit zwischen Ukraine und Russland: Wäre Europa jetzt gewappnet? In: Wochenbericht des DIW, Berlin Nr. 48
- ENTSO-E (2010): Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010; July
- ERDMANN, Georg und Peter ZWEIFEL (2008): Energieökonomik – Theorie und Anwendungen, Springer Verlag Berlin Heidelberg
- ERSTE BANK RESEARCH (2010): Spezial Report Öl: To fast, to furious ... not time for a break, March
- EUROSTAT (2010): Electricity Statistics – Provisional data for 2009, Brüssel
- FAZ, FRANKFURTER ALLGEMEINE ZEITUNG (30.II.2009): Frankreich braucht Strom aus Deutschland, S. 15
- FRONTIER ECONOMICS (2008): Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, London
- FRONTIER ECONOMICS und CONSENTTEC (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke; ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, November
- FÜEG, Jean-Christophe (2006): Energiepolitische Instrumente zur Reduktion der schweizerischen Erdölnachfrage. In: Die Volkswirtschaft, 3-2006, S. 4–8
- FUSTER, Thomas (2008): Poker um neue Gaspipelines nach Europa. In: Neue Zürcher Zeitung, 17. Juni, S. 25
- GANSER, Daniele, Ernst REINHARDT und Birgit TÖNZ (2008): Peak Oil und Treibstoffkrise in der Schweiz – Eine Hintergrundstudie zur Erdölabhängigkeit der Schweiz; im Auftrag von SATW, August
- GEDEN, Oliver und Susanne DRÖGE (2010): Integration der europäischen Energiemärkte – Notwendige Voraussetzung für eine effektive EU-Energieaussenpolitik; SWP-Studie, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin im Mai

- 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
- GÖTZ, Roland (2006): Russische Energiepolitik; Diskussionspapier der Forschungsgruppe Russland/GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit
- GÖTZ, Roland (2007a): Die russisch-zentralasiatische Energiegemeinschaft – eine Bedrohung für die europäische Energiesicherheit? Diskussionspapier der Forschungsgruppe Russland/GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit
- GÖTZ, Roland (2007b): Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands, Diskussionspapier der Forschungsgruppe Russland/GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit
- GÖTZ, Roland (2007c): Mythos Diversifizierung. Europa und das Erdgas des kaspischen Raums. In: KAS-Auslandinformationen 9/07, S. 37–57
- GÖTZ, Roland (2007d): Europa und das Erdgas des kaspischen Raums, Diskussionspapier der Forschungsgruppe Russland/GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit
- GRANDJEAN, Michel und Urs MEISTER (2009): Energie für Wirtschaft und Wohlstand, Avenir Suisse
- GUTZWILLER, Lukas (2006): 21. Exkurs: 2000-Watt-Gesellschaft; Bundesamt für Energie
- HAUDENSCHILD, Ueli (2005): Bewältigung von Engpässen in der Stromversorgung. In: Die Volkswirtschaft, 1/2-2005, S. 28–29
- HEUTERKES, Michael (2008): Der Erdölhandel; Dissertation an der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster
- HÄNE, Stefan (2010): 2000-Watt-Gesellschaft: Die Zürcher müssen verzichten lernen. In: Tages-Anzeiger, Dienstag 6. April
- HIRSCHHAUSEN von, Christian, Hannes WEIGT und Georg ZACHMANN (2007):

- Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Dresden
- HIRSCHHAUSEN von, Christian, Franziska HOLZ, Daniel HUPPMANN und Claudia KEMFERT (2009): Weltölmärkte: Angebotsmacht der Opec ungebrochen. In: Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 23
- HORN, Manfred und Hella ENGERER (2010): Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet gross; Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 24/2010
- HOSP, Gerald (2009): Die Erdgas-Seidenstrasse wird lanciert. In: Neue Zürcher Zeitung 15. Dezember 2009, S. 31
- HOWARTH, Richard B. (1997): Energy Efficiency and Economic Growth. In: Contemporary Economic Policy, Vol. XV, No. 4, October 1997
- IAEA INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (2007): Joint OECD-NEA/IAEA Uranium Group – Recent Activities and Red Book 2007; Presentation by R. Vance and J. Slezak; UG Secretariats; www.iaea.com
- IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2005): The experience with energy efficiency politics and programmes in IEA countries – Learning from the Critics, Paris
- IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2009): World Energy Outlook; Zusammenfassung, Paris
- IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2010): Monthly Electricity Statistics January 2010, Paris
- IFBC (2009): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, Gutachten, Zürich
- INSIDE (2008): Erdöl 2007: Neue Preisrekorde, leicht gestiegene Reserven und höhere Raffineriekapazität, Zeitschrift der Erdöl-Vereinigung, Ausgabe I
- KALINOWSKA, Dominika, Kerim KESER und Uwe KUNERT (2009): CO₂-Besteuerung von Pkws in Europa auf dem Vormarsch; Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 27–28
- KAUFMANN, Robert K. (2004): The mechanisms for autonomous energy efficiency increases: a cointegration analysis of the US energy / GDP ratio. In: The Energy Journal, January 1

- KESICKI, Fabian, Uwe REMME, Markus BLESL und Ulrich FAHL (2009): Eine integrative Szenarienanalyse der langfristigen Ölpreisentwicklung; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
- KILIAN, Lutz (2008): The Economic Effects of Energy Price Shocks, University of Michigan and CEPR, July 12
- KNIEPS, Günther (2010): Falsche Anreize in der Einspeisung erneuerbarer Energie; in: Neue Zürcher Zeitung, 31. August, S. 28
- KOM KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2006): Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Brüssel, 8. März
- KOM KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2007): Mitteilung der Kommission an den europäischen Rat und das europäische Parlament: Eine Energiepolitik für Europa, Brüssel 10. Januar
- KOM KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2008): EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität: Zweite Überprüfung der Energiestrategie; Memo/08/703, Brüssel 13. November
- KORN, Andreas (2010): Prospects for unconventional Gas in Europe; E.On Presentation 5 February
- KUHLMANN, Josefine (2008): Kompetenzrechtliche Neuerungen im europäischen Energierecht nach dem Vertrag von Lissabon, Working Papers (No. 79), Europainstitut, Wirtschaftsuniversität Wien
- MADLENER, Reinhard und Blake ALCOTT (2007): Steigerung der Energieeffizienz: Problem oder Lösung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57, Heft 10
- MANKOFF, Jeffrey (2009): Eurasian Energy Security; Council on Foreign Relations, Council Special Report No. 43, New York, February
- MARTI, Peter, Alex BECK und Christoph LIEB (2009): Handelbare Verbrauchsgutschriften für Neuwagen, Studie von Metron und Ecoplan im Auftrag von Greenpeace Schweiz
- MAGGI, Rico und Angelo GENINAZZI (2010): Verkehrt – Plädoyer für eine nachhaltige Verkehrspolitik, Avenir Suisse, Verlang Neue Zürcher Zeitung, Zürich

- MANIRUZZAMAN, A.F.M. (2009): The issue of Resource Nationalism: Risk Engineering and Dispute Management in the Oil and Gas Industry; University of Portsmouth; Article based on the author's speech at the Ankara Conference 1009 and at the Amsterdam Conference on Global Contract Risk Management for the Oil and Gas Industry
- McKINSEY & COMPANY (2010): Wettbewerbsfaktor Energie – Chancen für die Schweizer Wirtschaft, Studie im Auftrag des BFE, Bern
- McKINSEY & COMPANY (2009): Swiss Greenhouse Gas Abatement Cost Curve; Zürich, Januar
- MEIER, Jürg (2008): Mit voller Energie nach Europa. In: Handelszeitung Nr. 47, November
- MEISTER, Urs (2007): Elektrizitätsmarkt: Wettbewerb und Entflechtung des «Swissgrid»; Diskussionspapier Avenir Suisse, Zürich
- MEISTER, Urs (2008): Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext, Avenir Suisse, Zürich
- MEISTER, Urs (2009): Kantone als Konzerne, Kantonsmonitoring, Avenir Suisse, Zürich
- MOECKLI, Daniel, Matthew HULBERT, Prem MAHADEVAN und Aleksandra DIER (2010): Strategic Trends 2010 – Key Developments in Global Affairs; Center for Security Studies, ETH Zürich
- MOECKLI, Daniel (2010): Energiesicherheit: Die Erdgasmärkte im Umbruch; Center for Security Studies, ETH Zürich
- MÜLLER, Friedmann (2008): Sichere Energie im Zeichen des Klimawandels, Diskussionspapier Stiftung Wissenschaft und Politik Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin
- MÜLLER, Peter (2006): Massnahmen zur Sicherstellung der Erdölversorgung. In: Die Volkswirtschaft, 3
- MÜLLER-JENTSCH, Daniel (2009): Nationale Infrastruktur im föderalen Geflecht – der Dauerkonflikt um den Flughafen Zürich; Studie Avenir Suisse, Zürich
- NESTLER, Ralf (2020): Das vierte Atomzeitalter naht. In: Tagesspiegel vom

15.06.2010 und Zeitonline (<http://www.zeit.de/wissen/2010-06/atomkraftwerke-vierte-generation>)

NEWELL, R.G., A. B. JAFFE und R. N. STAVINS (1999): The induced innovation hypothesis and energy-saving technological change. In: *Quarterly journal of Economics* 114, S. 941-975

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (20. März 2008): Israel protestiert gegen Calmy-Reys Iran-Reise, S. 16

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (15. Dezember 2008b): Unterschiedliche Interessen bei Stromimport: Kritik am Ziel der bilateralen Verhandlungen mit der EU

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (20. April 2010): Für energetische Unabhängigkeit – SVP-Papier zur Stromerzeugung, S. 12

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (26. März 2010b): Der Preis für US-Erdgas eilt von tief zu Tief, S. 33

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (15. März 2010c): Gazprom macht kleine Schritte, S. 20

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (6. Mai 2010d): Vielschichtige Gasbohrung, S. 12

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (11. März 2010e): Anzeichen für Bodenschätze im Landesinneren, S. 12

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (15. Mai 2010f): Produktion von Windturbinen: Das laue Lüftchen weht für die Chinesen, S. 26

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (21. Mai 2010g): Das Schweizer Stromnetz läuft am Limit, S. 31

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (2. Juni 2010h): China gibt Zuschuss für Elektroautos, S. 30

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (16. Juni 2010i): China finanziert kasachische erdgas-Pipeline, S. 7

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (21. Juni 2010j): Gazprom mit französischer Kooperation

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (22. Juni 2010k): Russland dreht Weissrussland den Hahn zu

NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (21. Juli 2010l): China braucht am meisten Energie

- NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG (3. April 2010m): Ringen um Gasleitungen
- ÖGFE ÖSTERREICHISCHE GESELLSCHAFT FÜR EUROPAPOLITIK (2004): Chronologie und Ursachen der grossen Stromausfälle in Europa 2003, Wien
- PIOT, Michel (2007): Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz, Master of Advanced Studies in Energy /Epfl, Lausanne
- PIOT, Michel (2009): Monitoring der Versorgungssicherheit: Energierohstoffflüsse und Transportsystem; Bundesamt für Energie, Bern
- PLAUT ECONOMICS und CONSENTEC (2006): Auswirkungen der Netzzengpässe und Langfristverträge auf die Versorgungssicherheit und den Standortwettbewerb der Schweiz, Untersuchung im Auftrag des BFE und Swisselectric, Bern
- PLEINES, Heiko (2009): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Forschungsstelle Osteuropa Bremen, Arbeitspapiere und Materialien, Nr. 101 – Februar, Bremen
- PRASSER, Horst-Michael (2009): Gibt es genug Uran? SGK Frühjahrsseminar 2. April, Olten; Präsentation ETH Zürich
- PREVIDOLI, Pascal (2010): 3. EU-Energieliberalisierungspaket: Mögliche Konsequenzen für den Gasmarkt Schweiz; Bundesamt für Energie (BFE); Präsentation anlässlich der 2. St. Galler Erdgasmarkttagung, Trafo Baden
- PRÖFROCK, Christoph Matthias (2007): Energieversorgungssicherheit im Recht der Europäischen Union / Europäischen Gemeinschaften; Inaugural – Dissertation zur Erlangung der Doktorwürde der Juristischen Fakultät der Eberhard-Karls-Universität Tübingen
- PROGNOS (2008): Kosten neuer Kernkraftwerke: Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035, Basel (im Auftrag des BFE)
- PSI PAUL SCHERRER-INSTITUT (2005): Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten
- PSI PAUL SCHERRER-INSTITUT (2005B): CO₂-freie Stromperspektiven für die Schweiz; in: Energie-Spiegel Nr. 14
- RAETZKE, Christian (2010): Kernkraftwerke in Europa – Laufzeitbegrenzung oder langfristiger Betrieb? In: Atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie, 54. Jg. Heft 5, Mai

- SATW SCHWEIZERISCHE AKADEMIE DER TECHNISCHEN WISSENSCHAFTEN (2006):
Road Map Erneuerbare Energien Schweiz, Zürich
- SCHMID-SUTTER, Carlo (2010): Aktuelles der ElCom zum Neuen Jahr; Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Referat 12. Januar 2010
- SCHMIDBAUER, Frank (2006): Erdölpreise und Konjunktur. In: Die Volkswirtschaft, 3-2006, S. 15–18
- SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT (2007): Botschaft zum Bundesbeschluss über die Genehmigung und die Umsetzung von Übereinkommen zur Haftung auf dem Gebiet der Kernenergie, Bern
- SCHWENDENER, Heinrich (2010): Der Schweizer Gasmarkt: Ist eine kundenorientierte Markttöffnung möglich? Präsentation anlässlich des 1. Schweizerischen Regulierungskongresses vom 7./8. September in Zürich
- SCRUZZI, Davide (2010): Gründe Fördergelder lassen auch Konflikte spriessen. In: NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG, 17. August
- SECO (2002): Auswirkungen von Schocks auf die Wirtschaft; Wirtschaftspolitische Grundlagen, Konjunkturtendenzen Winter 2001/2002
- SECO (2004): Steigende Erdölpreise – ein Risiko für die Konjunkturerholung in der Schweiz? Spezialthema, Konjunkturtendenzen Sommer 2004
- SES (2009): Energie & Umwelt; Magazin der Schweizerischen Energie-Stiftung SES – 4
- SHELL (2010): Report on Royal Dutch Shell PLC & Oil Sands, March
- SIETZ, Henning (2010): Wenn das Fabrikschiff mit der Pipeline konkurriert. In: FAZ FRANKFURTER ALLGEMEINE ZEITUNG, 18. April
- SÖHLKE, Michael (2004): Regulierungserfahrung im englischen Energiemarkt, Vortrag E.On / Powergen, June 2004 (http://vre-archiv.bdew.de/vre/aktuell/Soehlke_UK.pdf)
- STERN, David I. (1993): Energy use and economic growth in the USA. A multivariate approach. In: Energy Economics 15: 137–150.
- STERN, David I. und Cutler J. CLEVELAND (2004): Energy and Economic Growth; Rensselaer Working Papers in Economics, Number 0410, March
- SWISSGRID (2010): Geschäftsbericht 2009

- THE ECONOMIST (2010a): Growing pains – The rise of Big Solar, 17th April 2010, S. 57/58
- THE ECONOMIST (2010b): Europe's gas pipelines: The abominable gas man, 16th October 2010, S. 34
- TILLWICKS, Thomas (2005): Engpassauktion an der Grenze D-CH ab Januar 2006 – Netzsituation in der Schweiz; Infoveranstaltung in Stuttgart vom 25.11.2005
- TITZ, Sven (2010): Schiefergas – die wiederentdeckte Reserve. In: NZZ NEUE ZÜRCHER ZEITUNG, Mittwoch 6. Jan. 2010, S. 53
- TRYON, F. G. (1927): An index of consumption of fuels and water power. In: Journal of the American Statistical Association 22, 271–282
- VAHRENHOLT, Fritz (2010): Die Laufzeitverlängerung ist für die Erneuerbaren positiv; Interview in der Frankfurter Allgemeine Zeitung, 21. September
- VDMA VERBAND DEUTSCHER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU (2010): Strommix in der EU27 – Entwicklung der Stromerzeugung in Europa von 2007 bis 2030, Frankfurt am Main
- VGB POWERTECH (2009): Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2009/2010, Essen
- WEG WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (2008): Reserven und Ressourcen – Potenziale für die zukünftige Erdgas- und Erdölversorgung; Hannover
- WORLD ENERGY COUNCIL (2008): Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation, Executive Summary, London
- YERGIN, Daniel (2006): Ensuring Energy Security. In: Foreign Affairs, March/April, Volume 85 No. 2
- 50HERTZ TRANSMISSION GMBH (2010): «Gegeneinanderregeln» gehört in Deutschland der Vergangenheit an – Netzregelverbund seit 1. Mai 2010 bundesweit realisiert, Pressemitteilung, Berlin

ENDNOTEN

- ¹ Kanada, welches neben den USA, Norwegen und Dänemark ebenfalls Anspruch auf die Region bzw. deren Ressourcen erhebt, kündigte in der Folge an, Patrouillenschiffe in der Region zu stationieren. Das Interesse für die arktische Tiefsee verwundert nicht: Russische Wissenschaftler schätzen Öl- und Gasvorräte in der Arktis auf gegen 100 Mrd. Tonnen, was etwa dem Doppelten der Vorräte auf dem russischen Festland entspricht. Vgl. http://www.nzz.ch/nachrichten/international/russische_nordpol-expedition__1.536223.html (30.03.2010)
- ² S. <http://reason.com/archives/2008/02/20/the-impossible-dream-of-energy> (Energy Analyst Robert Bryce Explains Why Trying to Make All Our Own Power is a Foolish Idea)
- ³ Parts per million (ppm) bedeutet zu Deutsch «Teile einer Million». Der Ausdruck steht für die Zahl 10 hoch -6 und wird in der Wissenschaft für den millionsten Teil verwendet – ähnlich wie Prozent für den hundertsten Teil verwendet wird.
- ⁴ S. http://www.nzz.ch/nachrichten/schweiz/autoverkauf_leistung_1.7507399.html (4.10.2010)
- ⁵ S. http://www.nzz.ch/nachrichten/startseite/elektroautos_china_und_indien_geben_takt_an_1.3550305.html (13.9.2009)

- ⁶ In der SNB-Studie wird eine temporäre Ölpreissteigerung um 1 Prozentpunkt simuliert. Dabei wird unterstellt, dass der Ölpreis nach drei Quartalen nur noch etwa 0.5 Prozentpunkte über dem Ausgangsniveau liegt und dass nach etwa 12 Monaten wieder das Ausgangspreisniveau erreicht wird. Zur Vergleichbarkeit werden in dieser Publikation die Resultate linear auf einen 10-prozentigen Preisschock umgerechnet.
- ⁷ Gemäss der Gesamtenergiestatistik des Bundesamtes für Energie gilt: «Endenergie beinhaltet somit die vom Konsumenten für einen bestimmten Nutzen eingekaufte bzw. selbst produzierte Energie, wie zum Beispiel Strom für Licht oder Benzin fürs Auto. Die Differenz zur Bruttoenergie sind im Wesentlichen die Umwandlungsverluste.»
- ⁸ S. <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=34067> (13.07.2010)
- ⁹ S. <http://www.novatlantis.ch/index.php?id=26> (27.4.2010)
- ¹⁰ S. <http://www.wiwo.de/unternehmen-maerkte/wie-chinas-solarindustrie-unschlagbar-billig-wurde-425278/> (22.7.2010)
- ¹¹ Gemäss der BP-Statistik gilt für nachgewiesene Reserven bei Öl und Gas: «Dazu zählen im Allgemeinen Mengen, die nach geologischen und ingenieurtechnischen Informationen aller Wahrscheinlichkeit nach aus den heute bekannten Vorkommen und unter den derzeitigen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen künftig gefördert werden können» [vgl. bp 2008, deutsche Version].
- ¹² Reserven gelten als Teil des Gesamtpotenzials, der mit grosser Genauigkeit erfasst wurde und der mit den heutigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden kann. Ressourcen gelten als jener Teil des Gesamtpotenzials, der entweder nachgewiesen, aber im Moment nicht wirtschaftlich gewinnbar ist, oder geologisch noch nicht genau erfasst ist. Zu den Ressourcen können sowohl konventionelle Lagerstätten als auch unkonventionelle Vorkommen gehören [vgl. weg 2008].
- ¹³ S. <http://www.faz.net/s/RubD16E1F55D21144C4AE3F9DDF52B6E1D9/Doc~E0D6B72F82A0C4821BCFC9BFC084A71B6~ATpl~Ecommon~Scontent.html> (3.5.2010)

- ¹⁴ S. auch http://www.ica.org/papers/2010/Flyer_RtoR2010.pdf (3.5.2010)
- ¹⁵ S. <http://diepresse.com/home/wirtschaft/360140/index.do> (Die Macht des Öl-Kartells Opec, 1.2.2008, von Jakob Zirm, Die Presse)
- ¹⁶ S. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,577374,00.html> (10.9.2008)
- ¹⁷ S. <http://www.welt.de/die-welt/finanzen/article4492913/Russland-foerdert-mehr-Oel-als-Saudiarabien.html> (4.5.2010)
- ¹⁸ S. <http://diepresse.com/home/wirtschaft/international/537801/index.do> (21.5.2010)
- ¹⁹ S. <http://www.sueddeutsche.de/geld/energieagentur-warnt-vor-engpass-die-naechste-oelkrise-kommt-1.487736> (26.7.2010)
- ²⁰ S. <http://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/542467/index.do> (26.7.2010)
- ²¹ S. <http://www.welt.de/wirtschaft/article4171431/Gazprom-fehlt-Geld-fuer-neue-Foerderprojekte.html> (7.5.2010)
- ²² S. http://www.handelszeitung.ch/artikel/Unternehmen-EGL-Gaspipeline-steht-unter-Druck_775162.html (26.10.2010)
- ²³ S. <http://www.taz.de/1/zukunft/wirtschaft/artikel/1/vertrag-in-vermintem-gebiet/> (27.10.2010)
- ²⁴ S. http://pipelinesinternational.com/news/agreement_accelerates_turkey_greece_italy_pipeline/041564/ (2.7.2010)
- ²⁵ S. <http://www.welt.de/wirtschaft/article2977715/E-on-warnt-vor-massivem-Gas-Lieferengpass.html> (28.7.2010)
- ²⁶ Indirekte Kosten können ausserdem anfallen, wenn durch die Einspeisung des unregelmässigen Windstroms zusätzliche Regelernergie zum Ausgleich der Schwankungen nötig wird. Über das tatsächliche Ausmass der zusätzlich nötigen Energie gibt es allerdings unterschiedliche Ansichten. So hält der Deutsche Windenergieverband fest: «Die Erzeugung von Windstrom benötigt nur in geringem Umfang Regelernergie. Das liegt daran, dass man heute das Windaufkommen sehr gut prognostizieren kann. Die zu erwartende Windleistung wird mittlerweile 48 bis 72 Stunden vorher mit einem Fehler von durchschnittlich acht Prozent vorhergesagt. Nur für die

sen nicht voraussagbaren Anteil benötigen die Netzbetreiber Regelenenergie. Da sich die Vorhersagemethoden laufend verbessern, wird der spezifische Regelenenergiebedarf für die Windeinspeisung in Zukunft abnehmen. Auch die Technik der Anlagen kann Schwankungen immer besser ausgleichen (Erzeugungsmanagement, Sturmregelung)» [vgl. http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Netze_und_Regelenenergie/HG_Regelenenergie.pdf, 12.5.2010].

- 27 Bisher galt in Deutschland die Regel, dass Strom aus erneuerbaren Energien – also auch Wind – durch die Übertragungsnetzbetreiber abgenommen und vorrangig ins Netz eingespeist wurde. Die Übertragungsnetzbetreiber vergüteten dabei die Windkraftbetreiber direkt auf Basis der Einspeisevergütung. Für die Weitergabe des Stroms mussten die Stromhändler den Übertragungsnetzbetreibern eine physische Lieferung abnehmen und vergüten. Diese physische Lieferung wurde zuvor in ein Band verpackt, so dass es sich nicht um fluktuierenden/unregelmässigen Strom handelte (sog. Bandwälzung). Seit Anfang 2010 allerdings wurde diese Regel verändert. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen den Windstrom ab und vermarkten den Strom direkt an der Strombörse EEX und erhalten den Marktpreis. Durch die Verschiebung an die EEX fehlt nun den Stromhändlern der bisher an sie weitergereichte Strom aus der Bandwälzung. Alternativ können die Stromhändler bzw. Versorger nun den (Wind-)Strom über die EEX beziehen [vgl. auch http://www.vdi-nachrichten.com/vdi-nachrichten/aktuelle_ausgabe/akt_ausg_detail.asp?cat=2&id=45722].
- 28 Das Gutachten kam allerdings auch zum Schluss, dass für Laufzeitverlängerungen oder die Wiederzulassung der dauerhaften Nutzung der Kernkraftwerke die Zustimmung des Bundesrats nötig ist – was den Spielraum der Regierung einschränken dürfte. Vgl. <http://www.ftd.de/politik/deutschland/:atomstreit-gabriel-droht-wegen-laufzeitverlaengerung-mit-verfassungsklage/50142229.html> (21.7.2010)
- 29 S. http://www.nzz.ch/nachrichten/panorama/stromkosten_deutschland_solarstrom_1.8012875.html (17.10.2010)

- ³⁰ s. http://www.fnp.de/fnp/welt/wirtschaft/preisschock-fuer-stromkunden_rmno1.c.8332198.de.html (17.10.2010)
- ³¹ S. http://www.vdi-nachrichten.com/vdi-nachrichten/aktuelle_ausgabe/akt_ausg_detail.asp?cat=2&id=45722&doPrint=1 (12.5.2010)
- ³² S. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,670148,00.html> (18.5.2010)
- ³³ S. <http://www.bfe.admin.ch/energiewissen/01252/02131/index.html?lang=de> (18.5.2010)
- ³⁴ S. http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/energie/energie_austria/ (16.9.2010)
- ³⁵ S. Definition und Angaben des italienischen Netzbetreibers Terna in der Publikation «Power Plants», verfügbar unter: <http://www.terna.it/>: «The available peak capacity is the sum of the net capacities that power plants can actually generate upon peak demand. Direct measures of generated capacity are only available for one part – albeit significant – of the censused plants; consequently, the peak capacity values are measured values for the latter plants and estimated values for the remaining ones.»
- ³⁶ S. Angaben des italienischen Netzbetreibers Terna in der Publikation «Loads», verfügbar unter: <http://www.terna.it>
- ³⁷ S. Definition und Angaben des italienischen Netzbetreibers Terna in der Publikation «Power Plants» (2005 und 2008), verfügbar unter: <http://www.terna.it/>: «The maximum capacity of a power plant is the maximum electrical capacity that could be produced continuously throughout a prolonged period of operation on the assumption that all parts of the plant are entirely efficient and in optimal condition (flow and heat in the case of hydroelectric plants, availability of fuel and of coolingwater in the case of thermoelectric plants).»
- ³⁸ S. <http://www.bar.admin.ch/archivgut/00593/00699/00859/00917/index.html?lang=de> (15.10.2010)
- ³⁹ Zu den importierten nicht energetischen Fertigprodukten gehören neben Schmiermitteln Bitumen und alle petrochemischen Produkte.
- ⁴⁰ Gemäss Information von M. Piot, BFE

- ⁴¹ In Deutschland beispielsweise wurden effektiv Lager aufgelöst. Hier allerdings auf Basis eines Tenders. Öl wurde quasi im Zuge eines Auktionsmechanismus vergeben. Ähnliches wäre auch für die Schweiz möglich. Die Unternehmen würden dabei einen Abschlag unter dem PEAW [vgl. unten] offerieren. In diesem Fall würden tatsächlich Lager aufgelöst.
- ⁴² S. Factsheet des BWL «Der schweizerische Erdölmarkt»
- ⁴³ S. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00486/00488/index.html?lang=de> (6.5.2010)
- ⁴⁴ Folgende Unternehmen waren 2010 an Swissgas beteiligt: Erdgas Ostschweiz AG (25,98%); Erdgas Zentralschweiz AG (5,61%), Gasverbund Mittelland AG (25,98%), Gaznat SA (25,98%) Verband der Schweizerischen Gasindustrie (16,45%); s. http://www.swissgas.ch/de/1_1.php
- ⁴⁵ S. <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/100204.htm> (6.5.2010)
- ⁴⁶ S. http://www.swissgas.ch/de/3_2.php (9.9.2010)
- ⁴⁷ Gemäss Angaben von Jean-Marc Hensch (Direktor VSG) versteigert Eni nur einen kleinen Teil ihrer Kapazitäten. Ein weiterer Teil wird im Sinne einer sog. Merchant Line exklusiv für die eigenen Bedürfnisse verwendet und daher nicht versteigert.
- ⁴⁸ S. http://www.swissgrid.ch/power_market/commercial_grid_management/congestion_management/ntc_values/annually_ntc_value/ (9.9.2010)
- ⁴⁹ S. http://www.swissgrid.ch/power_market/commercial_grid_management/grid_usage_tariffs/ (17.10.2010)
- ⁵⁰ S. http://www.alpiq.ch/news-stories/pressemitteilungen/press_releases.jsp?news=tcm:103-71312 (22.10.2010)
- ⁵¹ S. [https://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/10e0ed77454b9485c125733f003e996e/\\$file/netzregelung.pdf](https://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/10e0ed77454b9485c125733f003e996e/$file/netzregelung.pdf) (31.5.2010)
- ⁵² S. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=13927> (1.6.2010)
- ⁵³ Bei einem Neubau eines ERP von 1600 MW würde der Regelenenergiebedarf in jedem Fall deutlich ansteigen. Aufgrund statistischer Effekte allerdings würde der Bedarf weniger als 1600 MW betragen. Eine genauere Einschät-

zung des tatsächlichen Bedarfs ist allerdings hier nicht möglich.

- ⁵⁴ S. http://www.swissinfo.ch/ger/Harmonische_erste_Strommarkt-Verhandlungsrunde.html?cid=6238918 (18.5.2010)
- ⁵⁵ S. <http://www.eda.admin.ch/eda/de/home/recent/media/single.html?id=33069> (18.7.2010)
- ⁵⁶ In der UCTE sind (bzw. waren) Netzbetreiber aus folgenden miteinander vernetzten Ländern vertreten: Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Mazedonien, Montenegro, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn.
- ⁵⁷ S. http://www.nzz.ch/nachrichten/schweiz/angst_vor_teurem_energieabkommen_mit_der_eu_1.7223602.html (18.10.2010)
- ⁵⁸ «Der Vertrag enthält ein spezielles Kapitel über Energie, in dem die wichtigsten Zuständigkeiten und die Gesamtziele der Energiepolitik festgelegt sind: das Funktionieren der Energiemärkte, die Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und -einsparungen, die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energieträger und die Verknüpfung von Energieverbunden. Zum ersten Mal wird durch einen Solidaritätsgrundsatz gewährleistet, dass im Falle eines schwer wiegenden Versorgungsengpasses in einem Land die übrigen Mitgliedstaaten helfen, das Land mit Energie zu versorgen.» Vgl. http://europa.eu/lisbon_treaty/glance/better_life/index_de.htm (15.1.2010)
- ⁵⁹ S. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/external_dimension_enlargement/l27037_de.htm (21.7.2010)
- ⁶⁰ S. <http://www.euractiv.de/energie-klima-und-umwelt/artikel/eu-rstet-sich-fr-erdgasnotfalle-001836> (12.1.2010)
- ⁶¹ S. <http://diepresse.com/home/wirtschaft/international/447766/print.do> (21.7.2010)
- ⁶² Vgl. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/703&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>
- ⁶³ S. <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-schliet-finanzierung-nabucco>

- gaspipeline/article-178915 (21.07.2010) und <http://www.euractiv.de/energie-klima-und-umwelt/artikel/gazprom-will-nabucco-konsortium-sprengen-003361> (14.10.2010)
- ⁶⁴ S. <http://www.hls-dhs-dss.ch/textes/d/D13794.php> (Historisches Lexikon der Schweiz, 14.1.2010)
- ⁶⁵ S. <http://www.news.admin.ch/message/?lang=de&msg-id=33842> (2.7.2010)
- ⁶⁶ S. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=32205> (22.6.2010)
- ⁶⁷ S. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/index.html?lang=de> (22.6.2010)
- ⁶⁸ S. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=25678> (22.6.2010)
- ⁶⁹ Der Beta-Faktor wird üblicherweise noch in ein unlevered (unverschuldetes) und levered (verschuldetes) Beta unterschieden. Das Beta ist im Falle eines hohen Fremdkapitalanteils des Unternehmens grösser, zumal der Leverage ein höheres Risiko für den Eigenkapitalgeber impliziert. Für die Berechnung des Wagniszuschlages wird daher ein verschuldetes Beta verwendet, welches das vom Regulator definierte Verhältnis zwischen Fremd- und Eigenkapital (bzw. Eigen- und Gesamtkapital) berücksichtigt. Im Schweizer Kontext erhöht sich das unlevered Beta von 0,35 auf einen Wert des levered Beta von 0,88 (dabei wird ein Verhältnis zwischen Fremd- und Eigenkapital von 60:40 angenommen) [vgl. BFE 2010, S. 5].
- ⁷⁰ Die Festlegung der Marktrisikoprämie erfolgt durch Differenzbildung zwischen der Aktienmarktrendite und dem risikolosen Zinssatz. Internationale Studien schätzen die langfristige Marktrisikoprämie in einem diversifizierten Portfolio von industrialisierten Ländern in einem Bereich von 4,0 (geometrisches Mittel) bis 5,1 Prozent (arithmetisches Mittel). Dabei liegen Daten für die Jahre 1900 bis 2007 zugrunde. Für die Schweiz im Spezifischen wird der Wert etwas tiefer geschätzt bei etwa 1,9 bis 3,4 Prozent [vgl. Frontier Economics 2008, S. 50]. Alternative Schätzungen für die Schweiz mit Daten zwischen 1926 und 2008 gehen von 3,62 bis 5,63 Prozent aus [vgl. IFBC 2009,

S. 14]. Die vom Regulator verwendete Marktrisikoprämie stellt allerdings keine feste Grösse dar. Vielmehr wird sie den aktuellen Gegebenheiten angepasst. So hat z.B. die Finanzkrise 2008/09 Einfluss auf die Marktrisikoprämie [vgl. auch bfe 2010, S. 1]. Ob dabei das geometrische oder (höhere) arithmetische Mittel bei der Berechnung der Marktrisikoprämie zur Anwendung gelangen soll, ist in wissenschaftlichen Kreisen umstritten – beide Varianten weisen Vor- bzw. Nachteile auf. Vielfach werden die beiden Werte als Unter- und Obergrenze interpretiert [vgl. Frontier Economics 2008, S. 48]. Häufig wird auch ein Mittelwert der beiden Grössen verwendet. Bei der Preisregulierung von marktbeherrschenden Infrastrukturunternehmen durch die Preisüberwachung in den Bereichen Wasser, Post, Bahn, Kabelfernsehen und durch die ComCom im Telekommunikationsmarkt kommt bisher das geometrische Mittel zur Anwendung [vgl. auch BFE 2010, S. 1].

⁷¹ Information von M. Frick, Swissgrid: «Pumpen und Eigenbedarf von Kraftwerken sind von der Netznutzung ausgenommen, eine Einspeisegebühr für Kraftwerke besteht nach aktuellem Netznutzungsmodell nicht. 2009 und 2010 gab es eine Anlastung von SDL-Restkosten an Kraftwerke mit mindestens 50 MW, der entsprechende Verordnungsartikel ist aber kürzlich vom Bundesverwaltungsgericht als verfassungs- und gesetzwidrig eingestuft worden, so dass diese Belastung der Kraftwerke in Zukunft wegfallen wird.»

⁷² «Die Schätzung des ökologischen Angebotspotenzials beruht auf den unter ökologischen Randbedingungen verfügbaren Inputströmen Biomasse (Inputperspektive). Für die Potenzialschätzungen wurde einerseits die Entwicklung der theoretischen Potenziale (abhängig von Anbaufläche, Anbauarten bzw. Anfall von Abfall und Reststoffen der Sekundärproduktion), andererseits der unter ökologischen Gesichtspunkten sinnvolle potenzielle Nutzungsgrad jeweils für die Jahre 2025 und 2040 geschätzt» [vgl. BFE 2004, S. 12].

⁷³ S. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=10925> (08.07.2010)

⁷⁴ Die Jahresproduktion eines 1600-MW-Reaktors beläuft sich bei 90-prozen-

tiger Auslastung auf rund 12,6 TWh, die gesamte schweizerische Jahresproduktion belief sich 2008 auf etwa 67 TWh, 2006 auf etwa 62 TWh.

- 75 Kurt Baumgartner, CFO Alpiq: «Heute gehen wir von einer Grössenordnung von 6 bis 8 Mrd. CHF aus, je nach Leistungsfähigkeit des Kraftwerks. Dieser Betrag umfasst die Gesamtinvestition, inklusive der Bauzeitkosten.» Interview mit der Handelszeitung vom 23.6.2010 (http://www.handelszeitung.ch/artikel/Unternehmen-_Kaum-zwei-Kernkraftwerke-gleichzeitig_746461.html)
- 76 S. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00547/index.html?lang=de> (27.9.2010)
- 77 S. <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-69821852.html> (8.7.2010)
- 78 S. http://www.nuklearforum.ch/ebarticle.php?id=de-116487550462&art_id=de-125299746608 (9.8.2010)
- 79 S. <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/> (2.9.2010)
- 80 S. http://www.swissinfo.ch/ger/Micheline_Calmy-Rey_verteidigt_Teheran-Besuch.html?cid=6533070 (8.7.2010)
- 81 S. http://www.nzz.ch/nachrichten/kultur/kunst_architektur/stadt_zuerich_investiert_in_norwegische_windturbinen_1.5712603.html (8.7.2010)
- 82 S. <http://www.derbund.ch/bern/EWB-und-BKW-kaufen-Windpark-in-Deutschland/story/27422466> (8.7.2010)
- 83 Die Mineralölsteuer (plus Mineralölsteuerzuschlag) differiert je nach Produkt und Verwendung des Produktes stark (Treibstoff, Brennstoff, technische Zwecke). Sie beträgt beispielsweise je Liter unverbleites Benzin 74.47 Rappen; Dieselöl 75.87 Rappen; Heizöl extraleicht 0,3 Rappen [vgl. http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00382/index.html?lang=de, 12.7.2010]. Die CO₂-Abgabe beläuft sich auf ab 2010 auf 36 CHF pro Tonne CO₂ bzw. etwa 9 Rappen pro Liter Heizöl. Bei Erdgas beläuft sich die Belastung auf 92.10 CHF je 1000 kg [vgl. http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00379/02315/index.html?lang=de, 12.7.2010].
- 84 S. <http://www.bafu.admin.ch/dokumentation/medieninformation/00962/index.html?lang=de&msg-id=27541> (12.7.2010)

- ⁸⁵ S. <http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=30717> (12.7.2010)
- ⁸⁶ S. http://www.parlament.ch/D/Suche/Seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20083351 (12.7.2010)
- ⁸⁷ S. <http://www.news.admin.ch/message/?lang=de&msg-id=33842> (12.7.2010)

ZU DIESEM BUCH

Die Inhalte der vorliegenden Publikation über die Energieversorgungssicherheit wurden in zahlreichen Diskussionen mit Avenir-Suisse-internen und -externen Fachleuten kritisch diskutiert und überprüft. Besonders wertvolle Hinweise geliefert haben Alois Bischofberger, Johannes Brinkmann, Reto Föllmi, Thomas Held, Michel Piot und Rudolf Walser als Lektoren. Die empirischen Untersuchungen im Rahmen des zweiten Kapitels entstanden mit der Unterstützung von Patrik Schellenbauer. Gestaltung und Satz stammen von Yves Winistoerfer (Blackbox AG), Abschlussredaktion und Produktionsvorbereitung lagen in den Händen von Jörg Naumann, das Korrektorat bei Marianne Sievert.

Begrenzte fossile Reserven und der wachsende Bedarf aufstrebender Volkswirtschaften schaffen Unsicherheiten über die künftige Energieversorgung. Energie ist nicht nur im Fokus der Wirtschafts- und Klimapolitik, sondern vermehrt auch der Sicherheits- und Aussenpolitik. Doch in der Schweiz fehlt eine kohärente Energiestrategie. Viele Ansätze vernachlässigen den internationalen Kontext sowie die Funktionsweise der Märkte. Das vorliegende Avenir-Suisse-Buch schliesst diese Lücke. Es stellt die globalen und nationalen Versorgungsstrukturen für Öl, Gas und Strom dar und analysiert die Risiken für die Schweiz. Darauf basierend werden Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit hinsichtlich ihrer Kosten, ihrer Wirksamkeit und ihrer Finanzierung evaluiert. Hierbei wird der begrenzte Spielraum eines Kleinstaates in der Energiepolitik deutlich.



AVENIR SUISSE Publikation 03/2010
<http://www.avenir-suisse.ch>

