



4 Stromübertragung und Stromspeicherung

Autoren

Experten: Göran Andersson, ETH Zürich; Christof Duthaler, Swissgrid; Klaus Fröhlich, ETH Zürich; Werner Graber, axpo; Michael Höckel, FH Biel; Wolfgang Kröger, ETH Zürich; Martin Michel, Bundesamt für Energie; Christian Schaffner, Bundesamt für Energie; Hans-Jörg Schötzau, Unterentfelden; Renato Tami, ECom; Hansruedi Zeller, consenec AG; Niklaus Zepf, axpo

Steuerungsausschuss: Irene Aegerter, SATW; Gebhard Kirchgässner, Universität St. Gallen; Andreas Zuberbühler, SATW

In der politischen Diskussion um die künftige Stromversorgung wurden bis vor kurzem Netzfragen kaum angesprochen. Allenfalls geben Projekte für neue oder zu verstärkende Hochspannungsleitungen zu reden. Die Probleme der Elektrizitätsversorgung werden in erster Linie bei der Stromverfügbarkeit sowie bei den Stromkosten gesehen. Dieses Kapitel zeigt auf, welche Herausforderungen sich national und international beim Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems in Bezug auf das elektrische Übertragungs- und Verteilnetz ergeben. Ohne substantielle Investitionen in ein gleichermassen leistungsfähiges wie effizientes Netz sowie ohne Änderungen bei den Bewilligungsverfahren wird das Ziel eines nachhaltigen Elektrizitätsversorgungssystems nicht erreichbar sein. In den folgenden Abschnitten werden das heutige Stromnetz, die Strommarktliberalisierung, zukünftige Netzanforderungen, Regulierungsprobleme, technische Innovationen, Konfliktpotenziale sowie Handlungsoptionen beschrieben.

4.1 Das elektrische Netz

Das elektrische Netz verbindet die Verbraucher – private Haushalte und Wirtschaft – mit den Produzenten (Kraftwerke). Einerseits bildet das Netz die technische Grundlage, um die Verbraucher mit Strom zu versorgen; andererseits ermöglicht es Vertrieb und Handel. In der Diskussion über die Zukunft der Netze sind u.a. die Themenfelder Infrastruktur, Betrieb, Instandhaltung, Erneuerung und Ausbau zu unterscheiden.

Das elektrische Netz ist ein erheblicher Kostenfaktor. Dies wurde in der Schweiz in der jüngeren Diskussion zum Thema Strompreise sowie durch Bundesgerichtsentscheide breiten Bevölkerungskreisen bewusst. Im Hinblick auf die Herausforderungen, die beim Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems bewältigt werden müssen, muss die oben beschriebene Doppelfunktion des Netzes berücksichtigt werden. Probleme und Innovationen können sowohl auf der technischen Seite als auch durch Veränderungen auf

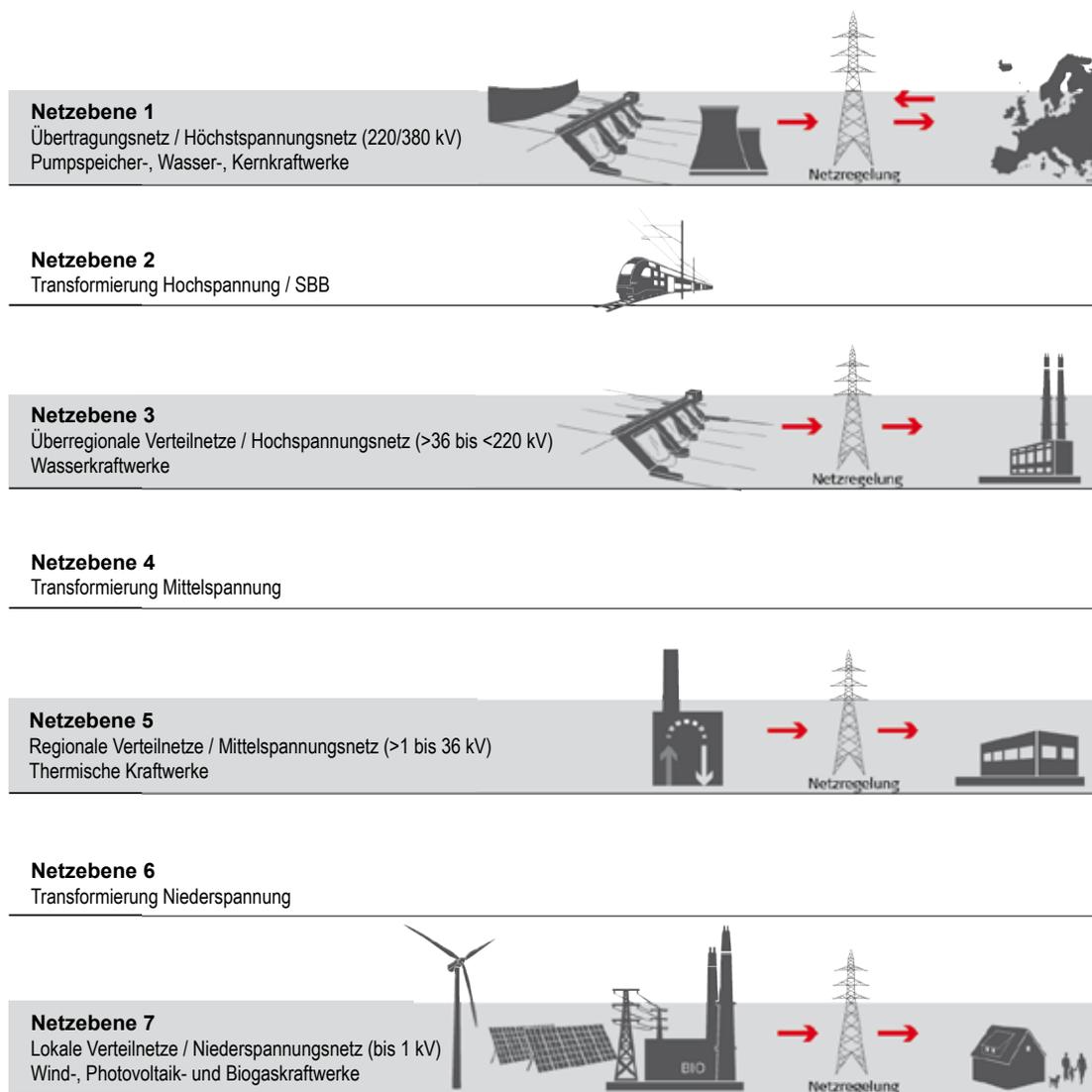


Abbildung 4.1: Darstellung des Elektrizitätsnetzes in der Schweiz mit seinen sieben Ebenen.

der Marktseite entstehen. So haben Veränderungen bei der Produktion, beispielsweise durch den Bau grosser Windparks, technische Auswirkungen auf das Netz, während die europäische Strommarktliberalisierung auf die Handelsfunktion des Netzes Einfluss nimmt. Sowohl bei der Produktion als auch im Markt können zudem politische Steuerungsinstrumente wesentliche Auswirkungen auf die Netze haben.

4.2 Das heutige schweizerische Stromnetz und der notwendige Ausbau

Abbildung 4.1 zeigt die hierarchische Struktur des schweizerischen Stromnetzes mit den sieben Netz-

ebenen. Diese Unterteilung wird auch für die Berechnung der Durchleitungstarife verwendet. Bei den Ebenen 1, 3, 5 und 7 handelt es sich um die eigentlichen Netze. Die Transformierung zwischen den Netzen unterschiedlicher Spannung findet auf den Ebenen 2, 4 und 6 statt.

Die lokalen Netze, über die vor allem Haushalte, kleinere Gewerbebetriebe und die Landwirtschaft mit Strom versorgt werden (Netzebene 7 Niederspannungsnetz) und die regionalen Verteilnetze (Netzebene 5 Mittelspannungsnetz) weisen eine Länge von rund 250 000 Kilometern auf – sechsmal der Erdumfang. Davon werden rund 80 % unterirdisch verlegt. Die Netzeinspeisung aus dezentra-

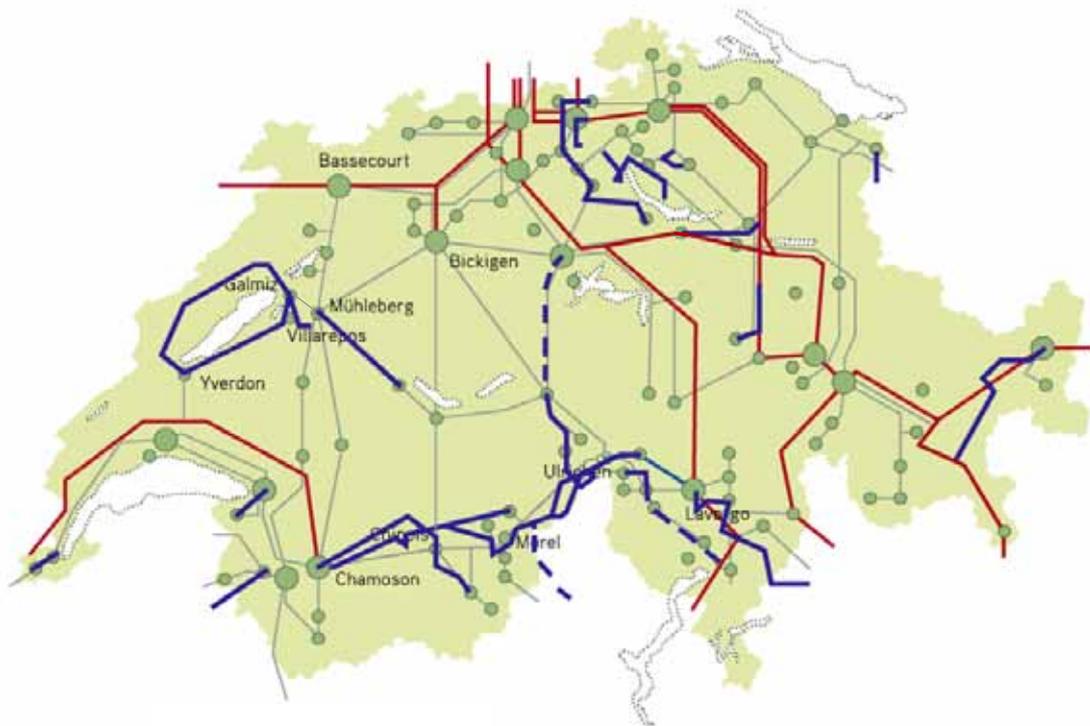


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung des schweizerischen Höchstspannungsnetzes: dünne graue Linien: 220 kV-Leitungen; dicke rote Linien: 380 kV-Leitungen; blau ausgezogen: geplanter Ausbau gemäss Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL); blau gestrichelt: weiterhin bestehende Kapazitätsengpässe. (Swissgrid)

ler Erzeugung mit geringer Leistung erfolgt in der Regel auf der Netzebene 7.

Wind- und Biomassekraftwerke können auch ins Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) einspeisen.

Das Schweizer Übertragungsnetz ist rund 6700 Kilometer lang. Das 220-kV-Höchstspannungsnetz umfasst gegen 5000 Kilometer, das 380-kV-Höchstspannungsnetz ist rund 1780 Kilometer lang; davon sind weniger als 1 % verkabelt.

Das schweizerische Übertragungsnetz entstand aus der Notwendigkeit, den Strom aus den Kraftwerken an den Flüssen oder in den Alpen zu den Verbrauchern – vorwiegend im schweizerischen Mittelland – zu transportieren. Die Netze waren primär auf die Belieferung der ehemaligen Monopol-Versorgungsgebiete der einzelnen Elektrizitätswerke und damit auf inländische Bedürfnisse ausgerichtet.

Bereits ab 1950 begann man damit, auch grenzüberschreitende Leitungen für den Energieaustausch mit Deutschland, Frankreich und Italien sowie später auch mit Österreich zu bauen. Der Stromaustausch diente der Optimierung der Produktionskapazitäten,

der Reduktion des Reservebedarfs der beteiligten Verbundunternehmen und dem Handel. Die grossen Schweizer Elektrizitätswerke nutzen diesen Austausch lange für die Verwertung der früher regelmässig anfallenden Überschüsse – hauptsächlich von Wasserkraft im Sommer – aber auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft konnte dabei ihre Stärke, die Leistungsreserven, nutzen und wertvollen Spitzenstrom gegen billige Bandenergie tauschen. Die grenzüberschreitenden Leitungen dienen seit langem auch dem Stromimport aus französischen Kernkraftwerken sowie zeitweise auch aus ausländischen Kohlekraftwerken. In den letzten Jahren kamen aufgrund der hohen Photovoltaik-Einspeisung in Süddeutschland und Norditalien vermehrt auch Importe aus erneuerbaren Energien dazu, welche netztechnisch bereits heute grenzüberschreitend grosse Herausforderungen darstellen.

Das Höchstspannungsnetz als Rückgrat der Stromversorgung ist entscheidend für eine leistungsfähige Stromübertragung, die Regelung und damit auch für

die Stabilität des Netzes. Gleichzeitig dient es auch dem Stromaustausch mit dem Ausland. Es ist der sichtbarste Teil des Stromnetzes. Gegen Ausbauprojekte von Freileitungen entsteht in der Regel massiver und tendenziell zunehmender Widerstand aus der betroffenen Bevölkerung.

Wegen der Strommarktliberalisierung, der Zunahme des Stromverbrauchs in der Schweiz, des teilweise unzureichend koordinierten Netzausbaus, der aktuellen Marktgestaltung bei der Kapazitätsvergabe und den Verzögerungen beim Netzausbau kommt das bestehende Stromnetz immer mehr an seine technischen Grenzen.

Der Netzplan in Abbildung 4.2 zeigt die wichtigsten Schwächen des schweizerischen Höchstspannungsnetzes: Es fehlen leistungsfähige Ost-West-Verbindungen, und die Kapazität im Wallis genügt heute für den Abtransport der dort erzeugten Elektrizität nicht. Daneben besteht auch ein Ausbau- und Verstärkungsbedarf für andere Leitungen, nicht zuletzt für jene der SBB, welche eine andere Frequenz haben (16,7 statt 50 Hertz). Neben diesem Bedarf an neuen Kapazitäten stehen auch Erneuerungen an, da grosse Teile des Übertragungsnetzes mittlerweile ein erhebliches Alter erreicht haben, wurden doch viele Leitungen des 220-kV-Höchstspannungsnetzes vor 40 oder mehr Jahren gebaut.

Im März 2009 hat der Bundesrat das strategische Netz für die allgemeine Stromversorgung und die Bahnstromversorgung sowie die bis 2015 zu realisierenden Leitungsbauprojekte im Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) festgelegt. Damit hat er unterstrichen, wie wichtig der Netzausbau für die Versorgungssicherheit der Schweiz ist. Die zeitnahe Realisierung des in Abbildung 4.2 dargestellten Ausbaubedarfs ist erforderlich, damit bestehende Engpässe vermieden werden können. Diese entstehen, wenn die nachgefragte Transportleistung grösser ist als die zur Verfügung stehende technisch limitierte Kapazität einer Leitung. Die Herausforderung besteht nicht nur darin, Investitionen in Milliardenhöhe zu tätigen. Bei verschiedenen Leitungsprojekten zeigte sich auch, dass die bisher geltenden Bewilligungsverfahren für neue Leitungen zu lange dauern. Es ist

daher notwendig, die Bewilligungsverfahren zu straffen, damit der Ausbau zeitgerecht umgesetzt und die Erneuerung des Übertragungsnetzes gewährleistet werden kann.

Mit dem Ausbau der Leitungen und der übrigen erforderlichen Anlagen soll jederzeit ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden können. Die Versorgungssicherheit ist aber nicht der einzige Gesichtspunkt, der für diese Investitionsentscheidungen massgeblich ist. Vor allem beim Höchstspannungsnetz gibt es auch gewichtige ökonomische und ökologische Aspekte. Ein Netzausbau verursacht zwar zusätzliche Netzkosten, er ermöglicht aber gleichzeitig auch bessere Absatzmöglichkeiten und damit eine höhere Wertschöpfung für die Stromproduzenten und -händler. Allerdings werden heute die Transitkosten, die beim Stromtransport durch die Schweiz anfallen, nur teilweise abgegolten, so dass die inländischen Stromkonsumenten für diese Leistungen bezahlen müssen. Dies kommt einer Sozialisierung der Transitkosten gleich. Neue oder leistungsstärkere Leitungen führen zu Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und zu elektromagnetischen und elektrischen Feldern. Daraus entstehen Begehren, die Leitungen durch Verkabelung in den Untergrund zu legen, was wiederum zu höheren Investitionskosten führen würde. Der Zielkonflikt zwischen Kostenminimierung, Versorgungssicherheit, Marktzugang und Umwelanforderungen muss bei jedem Investitionsvorhaben neu ausbalanciert werden. Dabei ist zu beachten, dass ein leistungsfähiges Netz nicht nur für die Konsumenten und die Elektrizitätswirtschaft von Vorteil ist, sondern auch eine erhebliche volkswirtschaftliche Bedeutung hat. Eine bewusste Inkaufnahme von Schwachstellen im Netz wäre deshalb unverantwortlich.

Für Wirtschaft und Gesellschaft ist ein funktionierendes Übertragungsnetz äusserst wichtig. Investitionen in das Stromnetz sind deshalb auch Investitionen in die Zukunft des Wirtschaftsstandortes Schweiz. Ein Blackout hat riesige gesamtwirtschaftliche Konsequenzen. Gemäss Swissgrid werden die Folgekosten eines Stromausfalls je nach Bewertung auf 8 bis 30 Millionen Franken pro Minute bezif-

fert. Würde es zu einem ganztägigen Stromausfall in der Schweiz kommen, könnte dies Kosten in der Höhe des zwei- bis siebenfachen der budgetierten Netzinvestitionskosten zur Folge haben.

Wird das Netz gemäss SÜL ausgebaut, werden wesentliche Kapazitätsengpässe des schweizerischen Höchstspannungsnetzes behoben sowie die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität verbessert. Wie ebenfalls in Abbildung 4.2 gezeigt wird, bleiben aber trotzdem Engpässe bestehen. Zudem ist zu erwarten, dass der verstärkte Handel aufgrund der Strommarktliberalisierung, die zunehmende Einspeisung aus stochastischen Quellen (Wind, Sonne) und der steigende Anteil des Stroms am gesamten Energieverbrauch die Anforderungen an das Netz weiter erhöhen werden. Soll in der Schweiz die Photovoltaik ähnlich stark ausgebaut werden wie in Deutschland, müsste auch das Verteilnetz weiter ausgebaut werden – mit den entsprechenden Kostenfolgen.

4.3 Auswirkungen der Strommarktliberalisierung

4.3.1 Der europäische Kontext

Für die Europäische Union war die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts ein wichtiger Schritt zur Vollendung des EU-Energiebinnenmarkts. Ziel war, die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft zu verbessern. Im Anhang 1 findet sich eine Chronologie der Liberalisierung in der EU. Ein funktionierender Binnenmarkt erfordert ein leistungsfähiges Netz. Diese Voraussetzung ist heute nur zum Teil erfüllt: In grossen Teilen Europas existieren grenzüberschreitende, aber auch inländische Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz. Daraus resultieren fragmentierte Energiemarkt-Regionen. Die Engpässe in den Übertragungsnetzen werden durch Auktionen der grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten bewirtschaftet. Ein umfassender europäischer Strommarkt, in dem jeder Kunde bei jedem Produzenten Strom kaufen kann, besteht heute noch nicht – auch wenn internationale Handelsgeschäfte quer durch Europa getätigt wer-

den. Die EU und insbesondere Deutschland haben jedoch erkannt, dass die ambitionierten Ausbaupläne erneuerbarer Energiequellen nur sinnvoll realisiert werden können, wenn gleichzeitig die Netze massiv ausgebaut werden und an die entsprechenden Speicherkapazitäten gekoppelt werden. Gemäss der Dena-Netzstudie II benötigt allein Deutschland mehr als 3000 km neue Leitungen.

4.3.2 Das Netz im liberalisierten Markt

Mit der Strommarktöffnung soll den Konsumenten ermöglicht werden, den Lieferanten sowie die Art und die Herkunft des benötigten Stroms selber zu bestimmen. Dazu ist die Trennung von Produktion, Transport und Handel respektive Vertrieb notwendig. Das entscheidende Instrument zur Marktöffnung ist der diskriminierungsfreie Zugang der Produzenten und Konsumenten zum Netz.

Ökonomisch betrachtet sind Stromnetze weitgehend natürliche Monopole, denn es wäre weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll, parallele Netze zu erstellen. Beim Netz ist Konkurrenz nur in Ausnahmefällen möglich, z.B. bei Netzgebietsgrenzen, wenn verschiedene Netzbetreiber aufeinander stossen. Das Netz muss deshalb vom Staat bzw. auf europäischer Ebene reguliert werden, damit Marktverzerrungen zu Gunsten der Netzbesitzer und Monopolgewinne verhindert werden können. Markt entsteht nur auf der Produktions- und auf der Konsumebene. Ein sicheres und kostengünstiges Netz kann aber durchaus einen Standortvorteil darstellen. Ein einzelner Anbieter kann die erforderliche Leitung effizient erstellen; käme ein zweiter dazu, würde dies die Kosten unnötigerweise in die Höhe treiben. Dies gilt für alle Endverbraucher-netze: Niemand käme auf die Idee, alle Haushalte einer Gemeinde an zwei konkurrierende Elektrizitätsnetze anzuschliessen. Auch die überregionalen Verteilnetze innerhalb der Schweiz stellen ein natürliches Monopol dar.

Natürliche Monopole sind ökonomisch betrachtet dann unproblematisch, wenn es potenzielle Einsteiger gibt, die den Anbieter in diesem Markt zur Preisdisziplin zwingen. Wegen der prohibitiv hohen Markteintrittskosten ist diese Situation bei den

Stromnetzen nicht gegeben. Dies aber lädt dazu ein, die Monopolsituation auszunutzen, indem Monopolpreise festgesetzt werden, mit denen die Konsumenten wie auch die Stromproduzenten belastet werden. Möglicherweise werden einzelne Produzenten auch diskriminiert. Da alle Produzenten die gleichen fairen Bedingungen haben sollten, um ihren Strom zu den Konsumenten zu transportieren, müssen alle Netze reguliert werden. Die Regulierungen können die Preise, die Kosten, die Investitionen und die Qualität der zur Verfügung gestellten Leistungen vorschreiben.

Die Endverteilernetze und das Höchstspannungsnetz befinden sich weitgehend in der öffentlichen Hand. Die Höhe der Netznutzungsentgelte für das Übertragungs- und das Verteilnetz werden durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) überwacht. Das Übertragungsnetz in der Schweiz wird durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid betrieben. Dabei ist wichtig, dass die Netzgesellschaft völlig unabhängig von den Stromproduzenten, den Händlern und den regionalen Verteilern ihre Aufgaben wahrnehmen kann.

4.3.3 Investitionsdilemma Leitungsbau

Die Liberalisierung stellt ein noch nicht endgültig gelöstes Investitionsdilemma für den notwendigen Leitungsbau dar. Während in einem geschlossenen oder stark regulierten Markt eine Leitung typischerweise vom Investor selbst exklusiv genutzt wird (bzw. Teile der Übertragungskapazität an Drittnutzer verkauft oder vermietet werden), muss im liberalisierten Markt das Stromnetz sämtlichen Nutzern zu gleichen Bedingungen zugänglich sein. Ein Investor, der das Investitionsrisiko trägt, will jedoch mit dem Bau einer neuen Leitung eine angemessene Rendite erzielen. Grundsätzlich gibt es hierfür zwei Ansätze: Die Leitung kann entweder vom Netzbetreiber gebaut, in die regulierten Netzkosten aufgenommen und über die Tarife finanziert werden, oder aber die Leitung wird als sogenannte «Merchant Line» von privaten Investoren gebaut und über die erzielten Engpassrenten finanziert, indem der Preisunterschied zwischen zwei Marktgebieten ausgenutzt wird. Erfahrungen mit einzelnen

Merchant Lines in Europa zeigen, dass dies keine Perspektive für die Zukunft ist. In der EU und in der Schweiz werden solche Merchant Lines durch Leitungen abgelöst, die durch den Übertragungsnetzbetreiber gebaut werden, anstatt durch einzelne Energieversorger.

Die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes inkl. eines angemessenen Betriebsgewinns sind anrechenbare Kosten gemäss Art. 15 des Stromversorgungsgesetzes. Für die bestehende Netzinfrastruktur hat die ElCom Grundsätze in Bezug auf den Investitionsschutz festgelegt. Grundsätzlich sollte der Ausbau der Netze demnach mit dem Ausbau und der Art der Produktion korrespondieren. Netztechnisch am einfachsten zu handhaben wäre eine ausgeglichene Energiebilanz der einzelnen Regelzonen, wie dies früher weitgehend der Fall war. Die Stromflüsse steigen wegen des internationalen Stromhandels und weil gewisse Länder und Regionen immer stärker von Stromimporten abhängig werden. Die Übertragungsleitungen wurden bis jetzt aber nicht entsprechend verstärkt. Zudem entstehen leistungsstarke regionale Windparks mit stochastischer Produktion, für die der Transport der erzeugten Elektrizität in die Verbrauchszentren sichergestellt werden muss und die zu einem höheren Netzregelungsbedarf führen.

Im liberalisierten Strommarkt werden die Lastflüsse wesentlich durch die Produktions- und Grosshandelspreise bestimmt. Das Höchstspannungsnetz muss zusätzliche handelsbestimmte Belastungen übernehmen, die starken geografischen und zeitlichen Schwankungen unterworfen sind. Die Folge ist eine hohe Belastung der Netze, und die Anzahl der Verletzungen des N-1 Sicherheitsprinzips nehmen zu (N-1 Sicherheitsprinzip: Das Netz muss auch stabil bleiben, wenn das grösste Kraftwerk oder die stärkste Leitung ausfällt.). Die Liberalisierung des Strommarktes brachte eine systemimmanente Entkopplung der physikalischen und kommerziellen Stromflüsse, das heisst eine Entkopplung der effektiven Lastflüsse, die sich gemäss den physikalischen Gesetzen einstellen, von den kommerziellen Lastflüssen, die durch die

Transaktionen des Stromhandels entstehen. Die erhöhte Nachfrage nach Strom, der europaweite Stromhandel und die Einspeisung aus stochastischen Quellen führen zu einem häufigeren Betrieb des Netzes an den physikalischen Grenzen und zu einem erhöhten Koordinationsbedarf zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern. Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat gemeinsam mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern Massnahmen vereinbart u.a. «Redispatch» (Beeinflussung von Kraftwerksleistung durch den TSO (Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber) zur Behebung von Netzengpässen), um die Netzstabilität jederzeit zu gewährleisten.

4.3.4 Auswirkungen auf die Schweiz

Da die schweizerische Elektrizitätswirtschaft im europäischen Strommarkt eine aktive Rolle spielt, konnte sich die Schweiz der Liberalisierung in Europa nicht entziehen. Im Hinblick auf die Marktöffnung senkten verschiedene Elektrizitätsversorgungsunternehmen EVU die Strompreise. Ein erster Vorschlag zur Liberalisierung, das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG), wurde in einer Volksabstimmung am 22. Sept. 2002 verworfen. Mitte 2003 entschied das Bundesgericht (BGE 129 II 497: EEF (Entreprises Electriques Fribourgeoises) gegen Watt/Migros), dass eine Marktöffnung auf der Basis des Kartellgesetzes grundsätzlich möglich sei. In der Folge wurde ein zweiter Anlauf zur Liberalisierung des Strommarkts unternommen. Mit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) am 1. Januar 2008 schuf die Schweiz eine nicht vollständig, aber doch weitgehend mit dem EU-Recht kompatible Gesetzesgrundlage. Aus politischen Gründen wurde die Marktöffnung zweistufig konzipiert: In einer ersten fünfjährigen Periode wird nur den Konsumenten mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh ein freier Marktzutritt gewährt; frühestens ab Anfang 2014 kann der Netzzugang auch von allen übrigen Stromkonsumenten beansprucht werden. Dazu ist allerdings das Inkrafttreten eines Bundesbeschlusses erforderlich, der dem fakultativen Referendum untersteht.

Der Start der schweizerischen Strommarktliberalisierung erfolgte in einer Phase steigender Strompreise. Die in der Schweiz politisch an die Gesteuerungskosten gebundenen Elektrizitätstarife sind meist tiefer als die Preise am Strommarkt; deshalb ziehen es viele marktzugangsberechtigte Grosskonsumenten vor, sich weiterhin vom bisherigen Lieferanten versorgen zu lassen. Ein eigentlicher schweizerischer Elektrizitätsmarkt existiert also aus zwei Gründen noch nicht: Die Kleinkonsumenten haben noch keinen Marktzugang, und jene, die den Markt nutzen könnten, tun dies aus ökonomischen Gründen nicht. Dennoch brachte die Marktöffnung gewisse Nutzen: Es wurde per 1. Januar 2009 eine Regelzone Schweiz etabliert (die bisherigen 7 Bilanzonen wurden aufgehoben), die Transparenz der Netzkosten und der Systemdienstleistungen wurde verbessert und die Übertragungsnetze der Überlandwerke wurden in eigene Netzgesellschaften ausgegliedert, die nun per 1. Januar 2013 in die nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG überführt werden können. Mittelfristig sollten diese Anpassungen Effizienz- und Skaleneffekte bringen und die Planung und Koordination, sowohl beim Ausbau und Betrieb des Übertragungsnetzes, vereinfachen und verbessern.

Die Netze verursachen je nach Versorgungsgebiet und Spannungsebene die Hälfte bis zwei Drittel der gesamten Stromkosten. Die Tarife des Übertragungsnetzes sind schweizweit gleich, jene der Mittelspannungs- und Verteilnetze schwanken regional stark. Damit wird der Netznutzungspreis, der von den Stromkonsumenten zu bezahlen ist, zu einem gewissen Standortfaktor, insbesondere für Industriebetriebe.

Immer mehr Entscheide, die für unsere Elektrizitätswirtschaft massgeblich sind, fallen nicht mehr in der Schweiz oder in den Fachgremien der europäischen Stromwirtschaft, sondern in den Gremien der EU. So sind beispielsweise die Organisation der europäischen Strommarktregulatoren und die Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), welche die privatrechtlichen Vorläuferorganisationen ETSO und UCTE ablöste, eigentliche EU-Institutionen. Staatsvertraglich geregelte Bezie-

hungen zwischen der EU und der Schweiz werden deshalb immer wichtiger. Beide Parteien haben ein Interesse an einem Energieabkommen. Mit den 2007 begonnenen Verhandlungen über ein bilaterales Strommarktabkommen soll die Schweiz nun in den liberalisierten europäischen Strommarkt eingebettet werden. Das Mandat für diese Verhandlungen wurde inzwischen auf das dritte EU-Energiepaket ausgedehnt. Es ist davon auszugehen, dass die EU eine weitgehende Anpassung der schweizerischen Energiepolitik an die europäischen verlangen wird. Insbesondere steht dabei auch die Übernahme der Renewable Energy Directive (RES) zur Diskussion, die von der Schweiz analoge Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien fordern würde. Zudem lehnt es die EU ab, dass die Elektrizität, welche aus den schweizerischen Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken stammt, weiterhin Vorrang bei den Transportkapazitäten erhält. Die schweizerische Politik und die Elektrizitätswirtschaft, insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, stehen vor schwierigen Verhandlungen mit der EU, die durch institutionelle Fragen zusätzlich erschwert werden. Mit ihren Pumpspeicherkraftwerken kann die Schweiz einen willkommenen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Tag/Nacht und Winter/Sommer) auf europäischer Ebene liefern. Wesentlich ist auch, dass die Transportkapazität des schweizerischen Übertragungsnetzes und die Möglichkeit zur Leistungseinspeisung nicht nur erhalten, sondern verstärkt werden und damit der Tatbeweis erbracht wird, dass die Schweiz

ein unverzichtbarer Teil der europäischen Stromversorgung bleiben will. Ohne Einbettung des schweizerischen Höchstspannungsnetzes in das europäische Netz kann die Versorgungssicherheit der Schweiz weder heute noch in Zukunft gewährleistet werden.

4.4 Stromaustausch und Stromhandel

4.4.1 Die Schweiz im europäischen Stromverbund

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft ist seit über 50 Jahren im europäischen Stromaustausch aktiv. Der Stern von Laufenburg war der Kern und in der Folge die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL) lange das Zentrum des europäischen Stromverbunds. Die Transportkapazitäten an der schweizerischen Grenze sind, gemessen an der inländischen Stromerzeugung, im Vergleich zu anderen Ländern überdurchschnittlich gross.

Sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für den Handel spielt der grenzüberschreitende Stromaustausch eine zentrale Rolle. Im Falle von Kraftwerksausfällen ist die Schweiz – wie jedes andere europäische Land – auf die automatische Frequenzstützung durch europäische Kraftwerke angewiesen (sogenannte Primärregelung). Diese erhöhen in einem solchen Fall ihre Produktionsleistung innerhalb von Sekunden und kompensieren so kurzfristig den Ausfall.

Während vieler Jahrzehnte war die Schweiz dank ihren Produktionsreserven Stromnettoexporteur. Der steigende Verbrauch bei gleichzeitig nur wenig

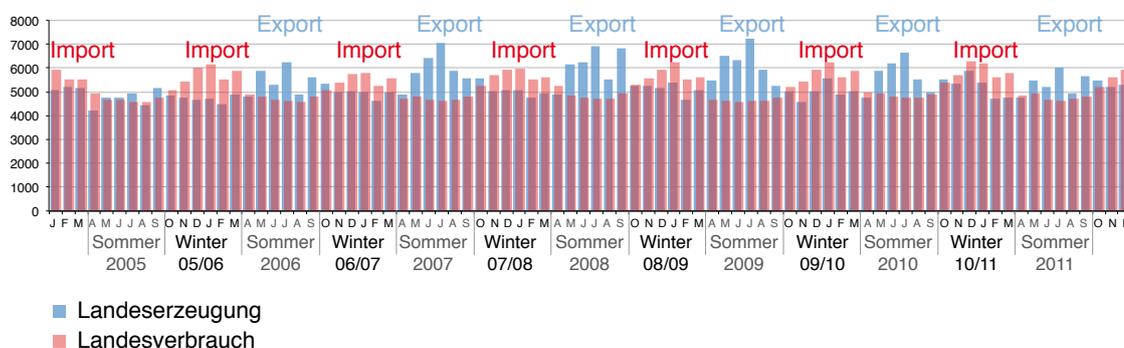
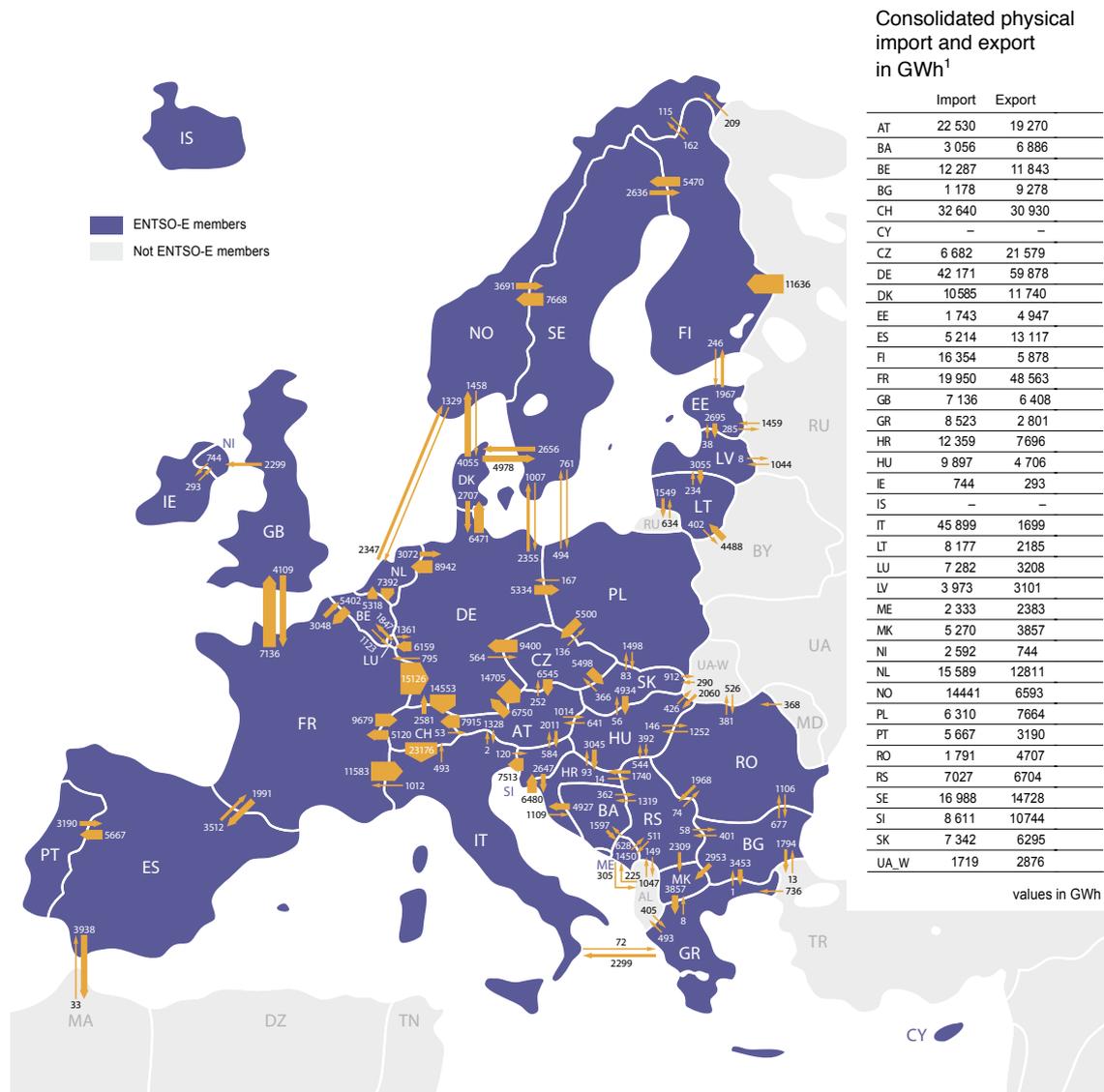


Abbildung 4.3: Schweizerische Strombilanz 2005–2011 (BFE).



Sum of physical energy flows between ENTSO-E countries = 347172 GWh
 Total physical energy flows = 381594 GWh

¹ Consolidated yearly values might differ from detailed flow data from the ENTSO-E database due to ex-post consolidation taking into account national statistical resources.

Abbildung 4.4: Rolle der Schweiz als Stromdreh-scheibe in Europa – Grenzüberschreitende Stromflüsse im Jahr 2010 (UCTE/ENTSO-E).

wachsender Erzeugung hat dazu geführt, dass im Winterhalbjahr immer häufiger Importüberschüsse zu verzeichnen waren (vgl. Abbildung 4.3). In den Jahren 2005, 2006 und auch 2010 ergaben sich sogar über das Jahr gesehen Importüberschüsse. Die Auslandabhängigkeit wird wohl weiter zunehmen, wenn die Schweiz Kernkraftwerke vorzeitig ausser Betrieb nimmt.

Dass die Schweiz eine starke Stellung als Dreh-scheibe im europäischen Stromhandel einnimmt (vgl. Abbildung 4.4), liegt zum einen an ihrer geographischen Lage, zum anderen aber auch an den Übertragungsleitungen und den Leistungsreserven bei der Produktion. Von Bedeutung ist auch die Möglichkeit, hydraulisch erzeugte Elektrizität zu exportieren.

Tabelle 4.1: Netto Transferkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E).

	In die Schweiz (MW) Winter 2010/11	Sommer 2010	Aus der Schweiz (MW) Winter 2010/11	Sommer 2010
Österreich	470	540	1200	1000
Frankreich	3200	3000	1100	1300
Deutschland	1500	2060	3500	4400
Italien	1810	1440	4165	3460
Total	6980	7040	9965	10160

Welche Leistungen in einem bestimmten Zeitpunkt grenzüberschreitend transferiert werden können, hängt nicht nur von den technisch bedingten Kapazitäten der Leitungen ab, sondern auch von der Leistungsfähigkeit der betroffenen Netze. Engpässe innerhalb eines Landes können den Import wie auch den Export von Energie behindern. Die Stromflüsse werden zudem wesentlich dadurch bestimmt, wo wie viel Leistung ins Netz eingespeist wird. Aus diesen Gründen sind die Transitzkapazitäten zwischen zwei Nachbarstaaten je nach Flussrichtung des Stroms unterschiedlich (vgl. Abbildung 4.4). Für den kommerziellen Stromaustausch sind die Nettotransferkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) die bestimmende Grösse; sie berücksichtigen die erforderlichen Sicherheitsmargen, werden für unterschiedliche Zeiträume von den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern (TSO) ermittelt und können sich auch zeitlich ändern.

Das Übertragungsnetz muss neben den inländischen auch den ausländischen Anforderungen genügen. Die europäischen Anforderungen an das künftige Netz und die längerfristigen Lastflusszenarien sind allerdings noch unklar. Die Energiepolitik der Nachbarstaaten – wie etwa der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie – haben auch einen Einfluss auf die künftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur.

Die Planung des schweizerischen Stromnetzes muss daher in den europaweiten Planungsprozess eingebettet werden, der im Rahmen des «Ten Year Network Development Plans» der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) stattfindet. Die EU-Verordnung 714/2009 gibt vor, dass ENTSO-E alle zwei Jahre einen zehnjährigen, nicht bindenden und EU-weiten Netzentwicklungsplan (inkl. einer Prognose der Produktionskapazitäten über diesen Zeitraum) vorzulegen hat. Nicht nur die Schweiz, sondern auch die EU-Staaten haben einen grossen Ausbaubedarf bei ihren Übertragungsnetzen. Zudem müssen zwischen einigen Ländern die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten verstärkt werden.

Der Ausbau und die Erneuerung des Schweizer Stromnetzes sind mit hohen Kosten verbunden. Dabei stellt sich die Frage der Finanzierung bzw. Kostenaufteilung zwischen den Akteuren im Markt. Um die inländischen Verbraucher nicht übermässig zu belasten, und um den Kraftwerksinvestoren bzw. -betreibern Anreize für die effiziente Wahl von Technologien, Standorten und Produktion zu vermitteln, ist auch die Einführung eines Netztarifes für die Einspeisung von Strom möglich (sogenannte G-Komponente im Netznutzungstarif). Ein solcher Tarif ist vor allem dann sinnvoll, wenn bestimmte Kraftwerke zusätzliche (externe) Kosten verursachen, welche die inländischen Verbraucher überge-

bührend belasten würden. Beispielsweise müssten inländische Kunden im heutigen Tarifmodell (ohne G-Komponente) den Grossteil der Netzkosten im Zusammenhang mit Kraftwerken tragen, die vor allem im internationalen Kontext eingesetzt werden (z.B. neue, grosse Pumpspeicherwerke). Ein Einspeisetarif wäre auch denkbar bei überdurchschnittlich grossen Grundlastkraftwerken oder bei erneuerbaren Energien mit besonders volatiler Produktion, sofern diese nachweislich einen Zusatzbedarf zur Vorhaltung von Regelleistung oder besonders aufwändige Netzausbauten verlangen.

Die Schweiz ist aus wirtschaftlichen Gründen daran interessiert, ein wichtiger Akteur im europäischen Stromhandel zu bleiben, da dieser für die Elektrizitätswirtschaft und die Volkswirtschaft von grosser Bedeutung ist. Seit 2001 waren die erzielten Erträge aus dem Stromhandel stets grösser als 1 Mrd. Fr., mit Ausnahme des Jahres 2005. Der bisherige Höchstwert wurde 2008 mit 2,1 Mrd. Fr. erreicht, 2010 betrug der Saldo 1,3 Mrd. Fr., 2011 1,0 Mrd. Fr. (Quelle: BFE Elektrizitätsstatistik 2011 – Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromaussenhandel, S. 47).

4.4.2 Importmöglichkeiten von Strom

Die kommerziell nutzbaren Importkapazitäten für Strom werden durch die technisch bedingten Netto-transferkapazitäten definiert. Die Importmöglichkeiten aus Ländern mit einem vergleichsweise tiefen Strompreisniveau (Deutschland und Frankreich) werden bereits heute gut ausgeschöpft. Eine weitere Erhöhung des Imports von Strom (unter Berücksichtigung der physikalisch limitierten Übertragungskapazitäten) führt tendenziell zu einer höheren Abhängigkeit von den Entwicklungen im benachbarten Ausland, sowohl in Bezug auf die Verfügbarkeit als auch in Bezug auf das Preisniveau und die Umweltverträglichkeit.

Das Engpassmanagement an den europäischen Landesgrenzen soll weiterentwickelt werden, damit die Netzkapazitäten besser genutzt werden können und die volle Marktintegration erreicht wird. Der Trend geht in Richtung implizite Auktionen und Marktkopplung aller Regionen. Heute werden an zahlreichen Grenzen mittels expliziten Auktionen

Energie und Netzkapazität getrennt gehandelt. In Zukunft soll durch den gleichzeitigen Handel von Energie und Transportkapazität eine gemeinsame Preisbildung erfolgen und die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten besser ausgenützt werden (implizite Auktion). Bei der Marktkopplung werden die einzelnen Märkte zusammengeschlossen und Angebot und Nachfrage der nationalen Anbieter gemeinsam abgestimmt und nicht wie bisher bilateral an jeder Grenze. Diese Vergabe der Grenzkapazitäten geschieht unter Einhaltung der physikalischen Grenzen der Netze und einer grenzspezifischen Sicherheitsmarge. Treten bei der Optimierung Engpässe auf, so sind unterschiedliche Preise möglich. Eine Weiterentwicklung der Marktkopplung ist die flussbasierte Allokation von Netzkapazitäten. Dabei werden die verfügbaren Netzkapazitäten stärker anhand der physikalischen Flüsse bestimmt. Der Vorteil dieser Allokation ist, dass die bisherigen Sicherheitsmargen reduziert werden können, da die Stromflüsse differenzierter berücksichtigt sind. Eine Studie zur flussbasierten Allokation zwischen Deutschland, Frankreich, Belgien und den Niederlanden zeigt unter anderem, dass die grenzüberschreitend verfügbare Netzkapazität zunimmt und dass die Sicherheit im gesamten Netz erhöht werden konnte. Die Netzplanung ist also mit der Marktgestaltung verknüpft und sollte nicht getrennt davon betrachtet werden.

4.5 Herausforderungen auf der Produktionsseite

Neben dem verstärkten Elektrizitätshandel und dem steigenden Verbrauch sorgt auch die zunehmende Einspeisung von fluktuierendem Strom – vor allem aus Windkraft und Sonnenenergie – für zusätzliche Netzbelastungen. Die Anforderungen an die Systemstabilität steigen daher. Die erneuerbaren Energien, die künftig einen grossen Teil der Energieversorgung übernehmen müssen, werden die technische Gestaltung der Netze und die notwendigen Übertragungskapazitäten in bedeutendem Masse bestimmen. Neben dem Neubau und der Verstärkung bestehender Leitungen stellt sich auch die Frage, wie Überschüsse gespeichert werden können.

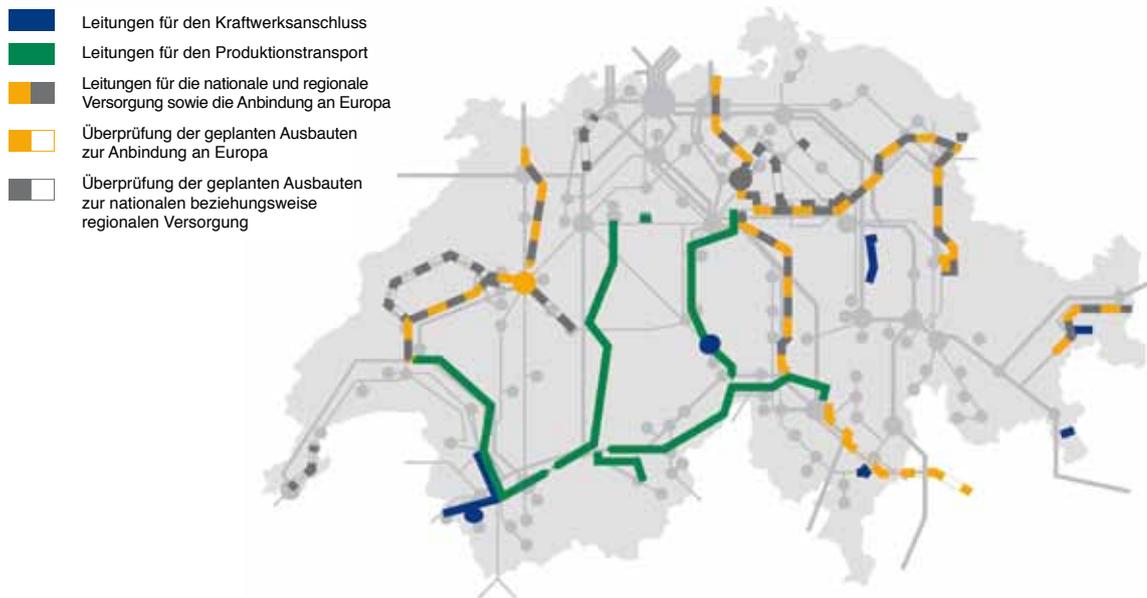


Abbildung 4.5: Beim Ausbau erneuerbarer Energiequellen wären lokale oder regionale Verteilnetze stärker betroffen als die leistungsstarken Trassees der Höchstspannungsebene (Bildquelle: Swissgrid).

4.5.1 Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Quellen

Die dezentrale Einspeisung von Elektrizität – vor allem aus Photovoltaik- und Windanlagen – erschwert die Auslegung und den Betrieb des Netzes. Probleme ergeben sich vor allem auf der untersten Spannungsebene (Netzebene 7), da die Einspeisung in der Regel in das Verteilnetz erfolgt. Verbrauchernahe Einspeisungen können zwar die durch die Lastströme bedingten Spannungsabfälle in den Leitungen kompensieren. Doch wenn die in ein Verteilnetz eingespeiste Leistung grösser ist als die im gleichen Netz verlangte, kehrt sich der Spannungsabfall um. Es kommt zur Spannungserhöhung am Anschlusspunkt der dezentralen Erzeugungsanlage. Um solche Situationen zu meistern, muss das regionale und lokale Netz verstärkt werden.

Eine gesicherte Stromversorgung hat ihren Preis. Jedoch sind die Kosten eines Stromausfalls viel niedriger als die Kosten für den dringend nötigen Ausbau und die Erneuerung des Stromnetzes: Ein ganztägiger Stromausfall in der Schweiz könnte gemäss Schätzung von Swissgrid zu Kosten in der Höhe von 12 bis 42 Milliarden Franken führen.

Dies ist in jedem Fall höher als die nötigen Netzinvestitionskosten.

Neben dem konventionellen Netzausbau stehen weitere Optionen zur Verfügung, um die Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen zu erhöhen. Dazu gehören u.a. erweiterte Spannungsregelkonzepte in Mittel- und Niederspannungsnetzen, wie z. B. spannungsgeregelte MS/NS-Netzstationen und die Nutzung der Blindleistungs-Regelungsmöglichkeiten von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Nimmt die unregelmässig produzierte Leistung massiv zu, kann es vorkommen, dass sich diese nicht durch Leistungsreduktionen im thermischen Kraftwerkspark oder durch Verwertung in den vorhandenen Energiespeichern ausgleichen lässt. In solchen Fällen muss die Einspeisung aus Wind- oder Solarkraftwerken kurzfristig vermindert werden. Überschüsse von Windenergie, die im regionalen Netz nicht verbraucht bzw. gespeichert werden konnten, haben an den Strombörsen bereits zu negativen Preisen geführt.

Wind- oder Photovoltaikkraftwerke weisen hohe Leistungsgradienten auf. Bei Photovoltaikkraftwerken hängt die Leistungsabgabe linear von den Einstrahlungsverhältnissen ab, bei Windkraftwer-

ken steigt die erzeugte Leistung mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit. Zudem muss bei diesen Anlagen im Bereich der Grenzwindgeschwindigkeit von ca. 25 m/s mit einer plötzlichen Vollastabschaltung gerechnet werden. So verändert sich die in das norddeutsche Hochspannungsnetz eingespeiste Windleistung im Falle eines Sturmteiefs über der Nordsee mit Leistungsgradienten im Bereich von mehreren Gigawatt pro Stunde. Trotz der inzwischen relativ guten Qualität der Prognose können bei der Vortagesplanung des Kraftwerkeinsatzes teilweise Prognosefehler im zweistelligen Prozentbereich auftreten. Zudem können schlecht planbare Lastflüsse auch über Regelzonen eines Verbundnetzes hinweg entstehen, was entsprechende Regelleistungskapazitäten erfordert.

Werden Wind- und Photovoltaikkraftwerke geografisch günstig verteilt und durch leistungsfähige Netze miteinander verbunden, verringern sich die aufgezeigten Probleme. Damit wirken sie sich auch weniger stark auf die Netzstabilität aus. Trotzdem müssen Windparks mit schnell regelbaren Kraftwerken und/oder Energiespeichern kombiniert werden, wobei zunehmend der Einsatz sich in Entwicklung befindlicher lokaler Speicher am Ort der Erzeugung notwendig und hilfreich sein kann. Die verfügbare Regelleistung muss in der gleichen Grössenordnung vorhanden sein wie die installierte Windkraftleistung. Für deutsche Windkraftwerke wurde in der ersten DENA-Studie (Deutsche Netz-Agentur, 2005) für das Jahr 2015 berechnet, dass nur 6 % der installierten Windleistung mit 99-prozentiger Sicherheit zur Verfügung stehen wird. Wenn der Windpark in den andern europäischen Ländern ausgebaut wird, kann die Verfügbarkeit steigen.

Die politischen Vorgaben der EU und der Schweiz fordern, dass die erneuerbaren Energien steigende Beiträge an die Energieversorgung leisten. Dies führt dazu, dass sich die Einspeisung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen vervielfachen wird. Dies führt zu einem entsprechenden Bedarf an Netzverstärkungen und Vorhaltung von Regelleistung. In der Schweiz kann

– dank Speicher- und Pumpspeicherwerken – die heute geringe inländische Erzeugung von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen ohne nennenswerte Auswirkungen in das bestehende Stromnetz eingespeist werden. Nötig sind einzig punktuelle Verstärkungen von Netzen der unteren Spannungsebenen. Die steigende Produktion von Wind- und Photovoltaikstrom wird auch in der Schweiz höhere Anforderungen an die Stromnetze und an die Netzregelung stellen.

Die Integration grosser Mengen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen führt häufig zu Netzengpässen und damit zu neuen Herausforderungen wie dem Engpassmanagement. Da Angebot und Nachfrage stets im Gleichgewicht sein müssen, braucht es zukünftig vermehrt Kraftwerke, welche ein allfälliges Ungleichgewicht auch länderübergreifend ausgleichen können. Dies ist beispielsweise mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken möglich oder mit neuen Mittellastkraftwerken – vorwiegend GuD –, die entsprechend den Netzbedürfnissen kurzfristig eingesetzt werden können (vgl. Abbildung 4.6).

4.5.2. Speicherung

Müssen grosse Mengen an witterungsabhängig produziertem Strom integriert werden, führt dies in vielen Fällen zu einem wirtschaftlich suboptimalen Einsatz der übrigen Erzeugungsanlagen. Deshalb und auch aus technischen Gründen ist es sinnvoll, Energiespeicher – zentrale wie auch zunehmend lokale – mit dem Netz zu synchronisieren, sie also für das Netzmanagement zu nutzen. Die Lösung der Speicherproblematik ist eine notwendige Bedingung für eine hohe Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien. Eine Anbindung der Speicherkapazität an ein zukünftiges europäisches «Super»-Netz muss deshalb frühzeitig ins Auge gefasst werden.

Die Speicherung von Strom ist in jedem Fall mit beachtlichen Kosten und Energieverlusten verbunden. Der Wirkungsgrad eines Speichers kann durch die Umwandlungsverluste bei der Ein- und der Ausspeisung, aber auch durch die Verluste an Speichermedium und wegen des Energieaufwands der

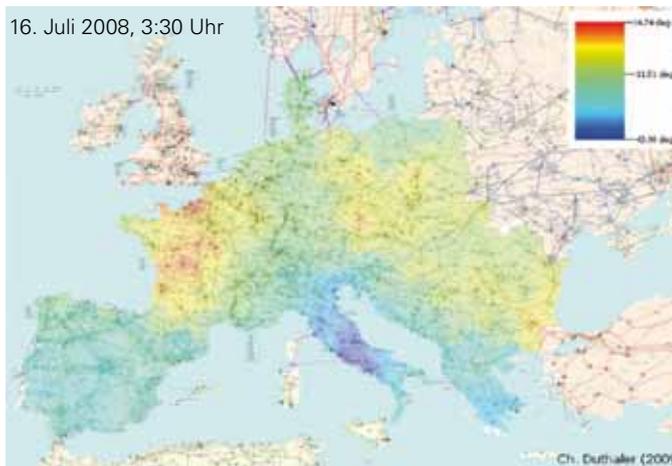
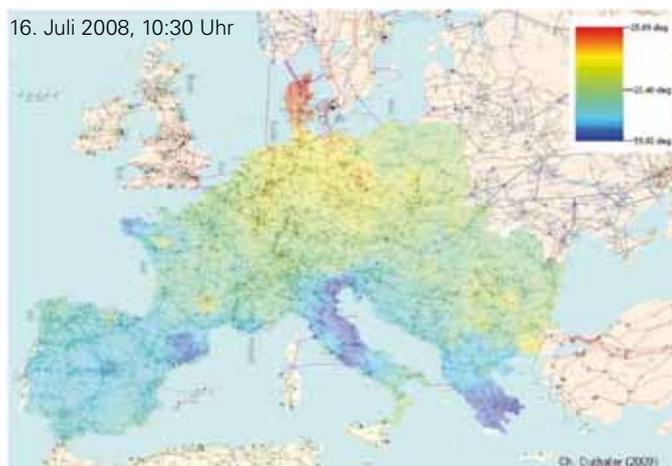


Abbildung 4.6: Innerhalb von sieben Stunden veränderte sich am 16. Juli 2008 das europäische Produktionsmuster unter dem Einfluss der Windkraft im Norden Europas. In der Folge änderten sich auch die Stromflüsse im europäischen Stromnetz, z.B. in Dänemark, Deutschland, aber auch in Frankreich und teilweise in Spanien und Italien. (Duthaler/Swissgrid).



allenfalls notwendigen Peripherie schwanken. Bei der Wahl des Speichers ist neben den Kosten, dem Zyklenwirkungsgrad (d.h. dem Wirkungsgrad einer Ein- und Auspeisung) und den Einspeise- und Ausspeisegeschwindigkeiten auch die geografische Verteilung der nutzbaren Speicherpotenziale massgebend.

Trotz intensiver Anstrengungen bei der Entwicklung von neuen Speichertechnologien steht vorderhand für die Stromspeicherung im grossen Stil die bewährte Pumpspeicherung als wirtschaftlich günstigste Lösung im Vordergrund. Die Pumpspeicherung wird sowohl für Tages- wie auch für Monatszyklen noch für längere Zeit die wirtschaftlichste grosstechnische Variante bleiben, es sei denn, bei anderen Speichermöglichkeiten wie Batterien oder Superkondensatoren gelinge ein kostenmässiger Durchbruch.

Der Ausbau der Pumpspeicherung ist sinnvoll und auch bereits im Gange. Die optimale Nutzung der Pumpspeicherung in den Alpen, aber auch in anderen Gegenden mit genügenden Druckgefällen ist ein zentrales Element, damit die in der Nordsee geplanten Windparks realisiert werden können. Daneben müssen auch die entsprechenden Nord-Süd-Übertragungsnetze ausgebaut werden. In der Schweiz müssen die notwendigen Zuleitungen sichergestellt werden und der Ausbau der Speicherkapazität auf die Kapazitätserweiterungen im Ausland abgestimmt werden. Entscheidend ist nicht nur das Gesamtfassungsvermögen der Speicherseen, sondern auch die Leistung, die kurzfristig durch Pumpen aufgefangen oder durch Turbinierung abgerufen werden kann. Es müsste ein gegenseitiges Anliegen der Schweiz und der EU sein, die entsprechenden Pläne kooperativ und koordiniert voranzutreiben.

Neben der Pumpspeicherung gibt es auch noch andere Technologien, um überschüssigen Strom zu speichern: Bereits seit 30 Jahren besteht in Norddeutschland ein Druckluft-Speicherkraftwerk, bei dem ausgeschwemmte Salzstöcke als Luftspeicher genutzt werden. Für Tageszyklen kann die Energie zu ähnlichen Kosten gespeichert werden wie bei der Pumpspeicherung, für Monatszyklen sind die Kosten aber wesentlich höher.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von überschüssiger Energie besteht darin, mittels Elektrolyse Wasser aufzuspalten und den Wasserstoff in Kavernen zu speichern. Der Wasserstoff kann ohne schädliche Abgase wieder in Strom oder Wärme umgewandelt (oder wie auch der entstehende Sauerstoff stofflich verwertet) werden. Der Wirkungsgrad des gesamten Umwandlungszyklus (elektrisch – chemisch – elektrisch) ist jedoch wesentlich geringer als bei der Pumpspeicherung oder bei Akkumulatoren und führt daher zu höheren Kosten.

In einigen Netzen werden punktuell Akkumulatoren als stationäre Stromspeicher eingesetzt. Dabei kommen aus Kostengründen Bleibatterien zum Einsatz. Moderne Lithium- oder Natriumchlorid-Batterien sind bei heutigen Investitionskosten von bis zu 1000 Fr./kWh Speicherkapazität und einer erwarteten Lebensdauer von 1000 Zyklen eine sehr teure Speicherform.

Überschüssig eingespeicherter Strom kann auch durch Umwandlung in flüssige oder gasförmige Energieträger genutzt werden, die langfristig lagerbar sind. Diese Energieträger können dann ohne spezielle Infrastruktur transportiert werden. Allerdings sind hier die Umwandlungsverluste gross.

Schliesslich lassen sich bei der solarthermischen Stromerzeugung durch Salz-Wärmespeicher oder fossile Zusatzfeuerung die Schwankungen bei der Produktion bis zu einem gewissen Grad ausgleichen.

Diskutiert wird auch, ob nicht die Batterien von Elektroautos als Energiespeicher genutzt werden könnten, um so Produktionsschwankungen aufzufangen und das Netz zu entlasten. Sollten in den kommenden Jahrzehnten Elektroautos zum neuen

Standard werden, würden die dazugehörigen Akkumulatoren ein beträchtliches Potenzial für die Zwischenspeicherung bieten. Automobile stehen grösstenteils still. Soweit sie mit einer ortsfesten – noch zu erstellenden – Infrastruktur verbunden und für Lade- und Entladezyklen nach Massgabe des Netzbetreibers verfügbar sind, kann ihre Speicherkapazität grundsätzlich genutzt werden. Dabei ist zu differenzieren zwischen Hybridautos, deren Akkumulatoren im Betrieb nachgeladen werden können, und reinen Elektromobilen, die wesentlich grössere Akkumulatoren aufweisen. Diese könnten allenfalls vom Netzbetreiber genutzt werden, soweit die Speicherkapazität für eine voraussehbare Zeit nicht zum Fahren benötigt wird.

Die Umsetzung einer solchen Vision erfordert den Aufbau einer komplexen Infrastruktur. Mit einem dänischen Projekt beginnt auf der Ostseeinsel Bornholm ein Praxistest, bei dem mit tausenden Elektroautos versucht wird, die Schwankungen des Windstroms auszugleichen. Als Faustregel kann gesagt werden, dass gemäss dem heutigem Stand der Technik einer Windturbine von 3 MW Spitzenleistung 300 Elektrofahrzeuge als Stromspeicher gegenüberstehen sollten.

Gegen die grosstechnische Nutzung von Autobatterien als Speicher im Stromnetz gibt es wirtschaftliche Vorbehalte, und auch die Akzeptanz der Autobesitzer ist nicht gesichert. Heutige Batterien haben eine beschränkte Anzahl Ladezyklen und eine limitierte Lebensdauer. Elektroautobatterien sind auf maximale Energiedichte optimiert und deshalb pro Entladung und pro Kilowattstunde noch teurer als Bleiakkus. Sie kommen deshalb erst dann ernsthaft als grosstechnisches Speichermedium infrage, wenn die Investitionskosten drastisch gesenkt werden können und eine sehr viel höhere Anzahl möglicher Ladezyklen erreicht wird.

4.6. Technische Innovationen für Netze und deren Betrieb

Auch bei den Netztechnologien gibt es kontinuierliche Weiterentwicklungen: Kurz- und mittelfristig wird sich das Netz – nicht zuletzt bedingt durch die langen Realisierungszeiten für neue Leitungen

und Trafostationen – weiterhin kontinuierlich entwickeln. Längerfristig dürften sich jedoch neben den etablierten Systemen auch neue Technologien durchsetzen.

FACTS-Einrichtungen (flexible Wechselstrom-Übertragungssysteme)

Unabhängig von der spezifischen Übertragungstechnologie (Freileitung oder Kabel) verwenden heute die meisten Stromübertragungs- und Verteilungssysteme Dreiphasen-Wechselstrom. Wechselstrom kann leicht zwischen verschiedenen Spannungsebenen transformiert werden, was die Vernetzung und die Optimierung der Subsysteme in grossen Netzen erleichtert.

In einem herkömmlichen Wechselstromsystem hat der Netzbetreiber wenig Möglichkeiten, die Flüsse zu kontrollieren. Dies kann zu Situationen führen, in denen einzelne Übertragungsleitungen überlastet werden, während die anderen Leitungen im gleichen Gebiet unter ihren Kapazitätsgrenzen arbeiten. Durch den Einsatz von FACTS-Einrichtungen (Flexible Alternative Current Transmission Systems), die auf Leistungselektronik beruhen, können die Stromflüsse aktiv beeinflusst werden, so dass hoch belastete Leitungen entlastet werden und mehr Energie über schwächer beanspruchte Leitungen fliesst. Damit lassen sich oft auch die Übertragungsverluste vermindern und Leitungsüberlastungen verhindern.

Es gibt verschiedene Arten von FACTS-Einrichtungen, etwa Phasenverschiebungs-Transformer oder kontrollierte Serienkompensatoren. Sie können auch die dynamische Leistungsfähigkeit des Übertragungssystems erhöhen, indem sie durch Schwingungsdämpfung eine stabilisierende Wirkung entfalten. FACTS-Einrichtungen verbessern also die Stromübertragungskapazität eines Systems entweder durch Kontrolle der Stromflüsse oder durch stabilisierende Effekte bei Netzschwankungen.

Gleichstromnetze

Gleichstromsysteme (DC) waren immer eine Alternative zu den Wechselstromsystemen (AC),

und sie sind wichtige Elemente in vielen modernen Stromsystemen. Insbesondere werden Gleichstromleitungen hoher Spannung (High Voltage Direct Current HVDC) für Stromtransporte über grosse Strecken, für Seekabel und für die Verbindung asynchroner Netze verwendet. Allerdings machen die Gleichstrom-Übertragungskapazitäten gegenwärtig erst wenige Prozente der gesamten Übertragungskapazitäten aus. Gleichstromleitungen sind heute reine Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. An den Ein- und Ausspeisepunkten wird der Strom via DC/AC-Wandler in Wechselstromnetze ein- resp. ausgespeist. Es bestehen heute noch keine Gleichstromnetze (die einzige Ausnahme ist eine Verbindung von drei Umformerstationen zwischen Quebec und New England). Die Vernetzung ist bei Gleichstrom viel schwieriger als bei Wechselstrom. Überdies erfordert die Übertragung von Elektrizität mittels Gleichstromtechnologie den Einsatz von kosten- und platzintensiven Umrichterstationen.

Durch die steigende Nachfrage, grosse Leistungen über weite Strecken zu transportieren, und dem gleichzeitigen Bedarf, die Netze in den Industrieländern zu verstärken, hat in den 1990er-Jahren ein neuer Entwicklungsschub eingesetzt. Er führte zu zwei Entwicklungslinien der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ): auf der einen Seite die klassischen, netzgeführten HGÜ auf Basis von Thyristoren für die Punkt-zu-Punkt-Übertragung grösster Leistungen und auf der anderen Seite selbstgeführte HGÜ auf Basis von abschaltbaren Halbleiterbauelementen. Letztere eignen sich für eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen, da ihre Umrichterstationen eine frei wählbare Spannungsform erzeugen. HGÜ sind allerdings nur bei Distanzen über 500 km wirtschaftlich.

Daneben gibt es auch noch die Möglichkeit, mit hybriden Leitungen die Transportkapazität zu erhöhen. Dabei finden sich Gleichstrom- und Wechselstromleitungen auf dem gleichen Mast. Mit der Kombination von Spannungsquellenwandlern und Gleichstromleitungen hoher Spannung eröffnet sich die Möglichkeit, vernetzte Gleichstromsysteme

zu bauen. Auch wenn noch nicht alle technischen Probleme grosser Netze gelöst sind (es fehlen noch brauchbare Gleichstrom-Unterbrecher), ergeben sich doch vielversprechende Aussichten für die Übertragungssysteme. Die Stromflüsse werden innerhalb der Grenzen der Einrichtung voll kontrollierbar; Störungen können isoliert und beherrscht werden, ohne dass sie sich wie bei einem Wechselstromnetz weiter verbreiten.

Heute laufen erste Untersuchungen zu einem neuen europäischen Höchstspannungsnetz (European DC Super Grid). Dieses soll vorwiegend mit Gleichstrom betrieben werden und dem bereits bestehenden 380 kV- und 220 kV- Wechselstrom-Übertragungsnetz hierarchisch übergeordnet sein. Ein solches europaweites System würde die Übertragungskapazität entscheidend verstärken und wesentliche Schwierigkeiten beseitigen, die sich aus dem wachsenden internationalen Stromhandel ergeben. Zudem wären Gleichspannungsuntergrundkabel mit Spannungsquellenwandlern (Voltage Source Converter VSC) kostengünstiger als konventionelle Netze. Sollten längerfristig grosse paneuropäische Höchstspannungsnetze gebaut werden, muss die Schweiz mindestens das Ziel anstreben, daran angeschlossen zu sein.

Bei Anwendung der von ABB entwickelten HVDC light Technologie (bzw. HVDC Plus als vergleichbare Produktlösung von Siemens) können HGÜ schon bei Übertragungsdistanzen ab ca. 150 km (Herstellerschätzung) eingesetzt werden. Für konventionelle Systeme liegt die Break-Even-Distanz bei ca. 500 km. Andere Gründe für die Installation von HGÜ-Leitungen sind die Kopplung von asynchronen Netzen, die Anbindung von Windparks, die Lastflusssteuerung oder die Durchquerung von Gewässern (sinnvoll ab ca. 40 km Übertragungsdistanz). Zudem können Gleichstromleitungen kompakter gebaut werden, und die Verluste der Leitungen bei Gleichstromnetzen sind geringer als bei Wechselstrom. Betrachtet man jedoch das ganze System, so zeigt sich, dass wegen der Verluste in den Umformerstationen die Verluste bei Gleich- und Wechselstromnetzen in der gleichen Grössenordnung von gut 6 % liegen.

Smart Grids

Eine weitere interessante Entwicklung ist das sogenannte Smart Grid, das die Stromerzeugung, den Stromverbrauch und die Stromspeicherung vernetzt. Bei einem Smart Grid können verschiedene Stromerzeuger, kleine dezentrale und grosse zentrale (möglicherweise mit stochastischer Erzeugung) nebeneinander bestehen und auf verschiedenen Spannungsebenen ohne negative gegenseitige Beeinflussung einspeisen. Die Netzlast passt sich automatisch an die verschiedenen Preissignale und Systemanforderungen an. Die Verfügbarkeit und die Sicherheit des Systems bleiben ständig gewährleistet. Damit ein solches System funktionieren kann, braucht es auch auf der Mittelspannungs- und der Verteilebene eine starke Vernetzung aller Akteure und einen umfassenden Einsatz von Informations- und Überwachungs- und Steuerungstechnologien. Das Smart Grid soll unter dem Aspekt Smart Metering bis zum Stromverbraucher durchdringen. Ein intelligentes System, das die Verbrauchsdaten kontinuierlich erfasst und die Verteilung des Stroms regelt, ermöglicht eine bessere Kontrolle des Stromverbrauchs. Die Konsumenten erhalten die Möglichkeit, auf Preissignale zu reagieren. Der Elektrizitätswirtschaft wiederum gibt das Smart Metering die Möglichkeit, im Sinne des Demand Side Management die Nachfrage besser steuern zu können und über die bisherigen Mittel wie Nachtstromtarif und Rundsteuerung hinaus eine Verstärkung der Nachfrage zu erreichen. Es stellt sich jedoch die Frage, ob sich die Kosten für die Ausrüstung jedes Haushalts mit einem Smart Meter durch die erhofften Einsparungen wettmachen lassen oder ob dies nicht besser Quartier- oder Gemeindeweise geschehe. Smart Grids sollen den Verbrauch bestmöglich an die stochastische Produktion anpassen. Sie erhöhen die Energieeffizienz im Netz, stellen jedoch keine eigentliche Revolution dar, da das heutige Netz bereits zahlreiche «smarte» Komponenten enthält.

4.7. Konfliktpotenziale von Hochspannungsnetzen

Geplante und teilweise auch bestehende Hochspannungsleitungen stossen teilweise auf starke

Widerstände in der Bevölkerung. Dies kann den Bau von neuen Leitungen stark verzögern. Beanstandet werden vor allem die Beeinträchtigung der Landschaft und die elektromagnetische Belastung der Umgebung.

Nichtionisierende Strahlung, also elektrische und magnetische Felder, im Volksmund auch «Elektrosmog» genannt, findet man nicht nur bei Hochspannungsleitungen, sondern überall dort, wo Elektrizität eingesetzt wird, also bei sämtlichen elektrischen Anlagen, Geräten und Sendeanlagen. Die Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) schützt die Bevölkerung vor erwiesenen und vermuteten Auswirkungen auf die Gesundheit. Sie unterscheidet erstens zwischen international harmonisierten Immissionsgrenzwerten, die vor wissenschaftlich anerkannten Gesundheitsschäden schützen und die überall und jederzeit eingehalten werden müssen, und zweitens viel tieferen Anlagegrenzwerten, die als Vorsorgegrenzwerte dort befolgt werden müssen, wo sich Menschen während längerer Zeit aufhalten. Für Hochspannungsleitungen sind die Anlagegrenzwerte hundertmal tiefer als die Immissionsgrenzwerte. Dadurch wird sichergestellt, dass die Belastung durch nichtionisierende Strahlung an Orten mit empfindlicher Nutzung grundsätzlich niedrig ist. Neue Bauzonen sind nur dort erlaubt, wo der Anlagegrenzwert eingehalten werden kann.

Das elektrische Feld wird durch Gebäude, Bäume oder den Erdboden verzerrt und abgeschwächt; ein von aussen wirkendes elektrisches Feld wird meistens durch die Leitfähigkeit der Baustoffe von Gebäuden genügend vermindert. Im Unterschied dazu schirmen Gebäudemauern Magnetfelder praktisch nicht ab. Durch günstige Anordnung der Leiterseile und Optimierung der Phasenbelegung lässt sich die Ausdehnung des Magnetfeldes jedoch deutlich reduzieren. Da sich bei einem Drei-Phasen-Betrieb die Summe der Ströme und die Summe der Spannungen jederzeit zu null addieren, verlieren die Felder mit der Distanz an Stärke.

Seit Jahrzehnten wird versucht, negative Einflüsse von schwachen elektromagnetischen Strahlen im

50 Hertz-Bereich auf den menschlichen Organismus nachzuweisen. Bis heute liegen jedoch keine wissenschaftlich belastbaren Ergebnisse vor, die eine schädigende Wirkung der aktuellen Elektrizitätsversorgung auf den Menschen nachweisen. Die subjektiv wahrgenommenen Beeinträchtigungen hängen einzig von der Nähe zu den als gefährdend empfundenen Einrichtungen ab. Die effektive Stärke der tatsächlich vorhandenen elektromagnetischen Felder hat aber keinen Einfluss auf die Wahrnehmung. Im Gegensatz zur ionisierenden Strahlung existiert für 50-Hertz-Wechselfelder, die eine real auftretende Intensität aufweisen, kein bekannter kausaler Wirkungspfad für eine physiologische Schädigung. Dennoch dürfen die gefühlten Einbussen der Lebensqualität, die empfindliche Personen in der Nähe von Einrichtungen zur Stromübertragung wahrnehmen, nicht einfach negiert werden.

Häufig werden Forderungen erhoben, neue oder bestehende Hochspannungsleitungen seien zu verkabeln und in den Boden zu verlegen, so wie dies auf den niedrigeren Spannungsebenen in der Schweiz bereits zum grössten Teil der Fall ist. Hinter diesen Begehren steht das Verlangen, den «Elektrosmog» und die Auswirkungen auf die Landschaft zu reduzieren. In der Tat ist die räumliche Ausdehnung des Magnetfeldes bei erdverlegten Kabelleitungen deutlich kleiner und die Belastung nimmt mit zunehmendem Abstand noch schneller ab als bei Freileitungen. Man darf aber nicht ausser Acht lassen, dass auch eine Erdverlegung von Höchstspannungsleitungen (220/380kV) einen beachtlichen Eingriff in die Landschaft bedeutet. Auf einem etwa 30 m breiten Korridor dürfen keine tiefwurzelnden Pflanzen stehen, also keine Bäume, und in Abständen von etwa 3 km sind jeweils oberirdische Installationen mit Strassenzugang nötig.

Kabel oder Freileitung

Beim Entscheid, ob eine Höchstspannungsleitung als Kabel oder Freileitung gebaut werden soll, stellen die Investitionskosten häufig das entscheidende Kriterium dar. Diese sind beim Kabel um ein Mehrfaches höher als bei einer Freileitung.

Die Fokussierung auf die Investitionskosten wird der Problematik jedoch nicht gerecht. So hat nach 20-jähriger Verfahrensdauer das Bundesgericht am 5. April 2011 einen wegweisenden Entscheid betreffend der Leitung Riniken gefällt. Gegen die Meinungen aller Vorinstanzen (ESTI, BFE, BAFU und BVG) muss ein Teil der Höchstspannungsleitung Beznau-Birr zur Schonung der Landschaft verkabelt werden. 2006 hatte das Bundesverwaltungsgericht noch eine Plangenehmigung für eine Freileitung erteilt. Ausschlaggebend für den Entscheid waren die reduzierten Stromverluste über die gesamte Lebensdauer der Leitung. In Zukunft muss somit bei allen Leitungsprojekten eine Gesamtkostenbetrachtung durchgeführt werden, die neben den reinen Investitionskosten auch die Kosten der Verluste berücksichtigt, die bei einer Freileitung in Abhängigkeit von der Auslegung und der Auslastung im Betrieb tendenziell höher sind als bei Erdkabelleitungen.

Richtungsweisend wird dabei das Bewertungsschema für Übertragungsleitungen sein, welches das Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU), dem Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) und dem Fachsekretariat der EICOM erarbeitet. Beim Entscheid über die Korridorführung einer Übertragungsleitung sind die Auswirkungen auf Raum und Umwelt, die technischen Aspekte sowie die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere bei der Frage, ob eine Übertragungsleitung als Freileitung oder als unterirdische Kabelleitung gebaut werden soll. Aber auch beim Vergleich von Korridorvarianten zwischen Freileitungen oder zwischen verschiedenen Kabelleitungen müssen diese Aspekte beim Entscheid einbezogen werden. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen wird ein wichtiger Bestandteil der Interessenabwägung sein und dem BFE als Leitbehörde als Grundlage für die Festsetzung des Korridors dienen. Jedes Leitungsprojekt ist dabei einzelfallweise und anhand der im jeweiligen Fall vorliegenden Rahmenbedingungen zu beurteilen. Technologische Fortschritte und die damit verbundenen Auswirkungen müssen in der Auslegung der

Interessen stets berücksichtigt werden. Daran hat auch der Bundesgerichtsentscheid im Fall Riniken nichts geändert.

4.8. Handlungsoptionen

Es ist heute kaum möglich, die quantitativen Anforderungen an das schweizerische Übertragungsnetz bis zum Jahr 2050 zu formulieren, ohne den künftigen Produktionsmix, die Nachfrageentwicklung und den Austausch auf dem gesamteuropäischen Strommarkt zu kennen.

Grundsätzlich ist das Netz so zu planen und zu bauen, dass es stabil und zuverlässig die Energie von den Produktionsstätten zu den Verbrauchern transportiert. Es muss so konzipiert werden, dass die vorhandenen Speichermöglichkeiten optimal genutzt werden können. Diesen Anforderungen genügt das Netz bereits heute nur noch teilweise.

Kurzfristig bis 2020 sind die möglichen Optionen zur Weiterentwicklung der Netze beschränkt. Die Entwicklung des Angebots und des Verbrauchs ist überblickbar und die Anforderungen an den Netzausbau lassen sich klar formulieren: Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) ist daher so rasch als möglich umzusetzen und die Planung zur Behebung der danach noch bestehenden Engpässe ist ebenfalls voranzutreiben. Das BFE ist in intensiven Verhandlungen mit allen involvierten Akteuren (Projektanten, Grundstückseigentümer, Gemeinden, Kantone etc.), um die Projekte voranzutreiben. Dabei muss das volkswirtschaftliche Gesamtinteresse Vorrang haben und die erheblichen notwendigen Mittel müssen zur Verfügung gestellt werden. Gemäss Swissgrid ist mit Investitionen von 2 bis 4 Mrd. Fr. in den nächsten 10 Jahren zu rechnen. Dass gleichzeitig bestehende veraltete Leitungen erneuert werden müssen, macht die Aufgabe nicht kleiner.

Eine weitere Herausforderung ist die Einbindung in den sich rasant entwickelnden gesamteuropäischen Strommarkt. Der Weiterbestand bzw. Weiterausbau der Knotenfunktion der Schweiz (Nord-Süd, Ost-West) im europäischen Stromhandel ist gefährdet oder zumindest nicht gesichert. Damit die Schweiz ihre Position mittel- und langfristig sichern kann,

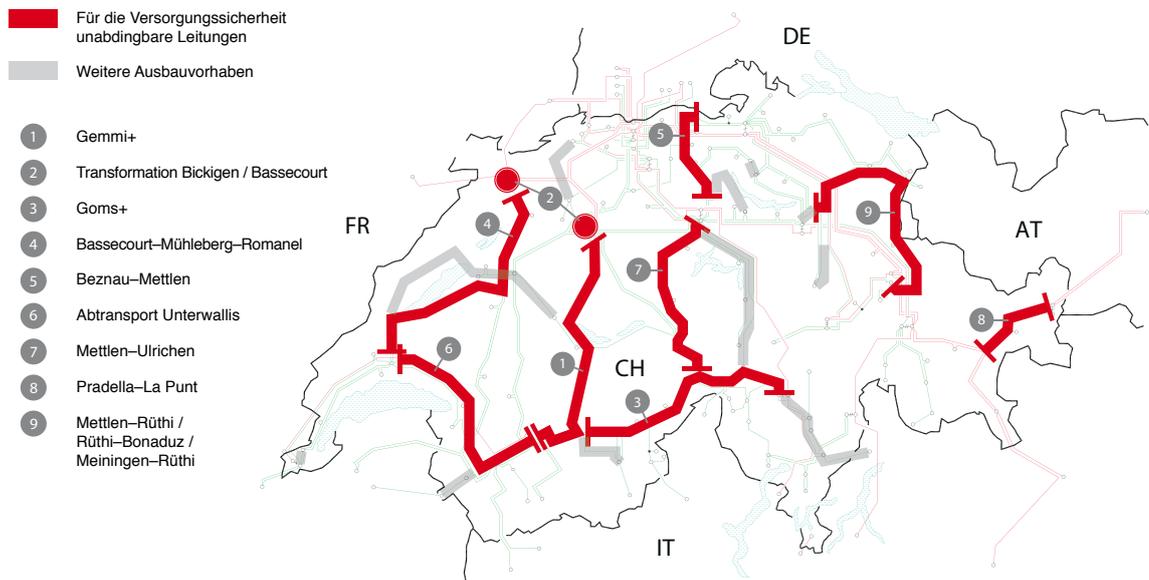


Abbildung 4.7: Dringende Erneuerungs- und Ausbauprojekte des Stromnetzes – Stand September 2011. (Quelle: Swissgrid)

muss sie die entsprechenden Verhandlungen mit der EU proaktiv mitgestalten. Es ist im gegenwärtigen Umfeld nicht zu erwarten, dass die EU der Schweiz Geschenke machen wird. Mit seinen Pumpspeicherwerken besitzt die Schweiz aber einen wesentlichen Vorteil, der – geschickt eingesetzt – durchaus zu einem für beide Parteien interessanten Ergebnis führen kann.

Mittelfristig bis 2035 ergibt sich für den Netzausbau ein breiterer Fächer von Anforderungen, bedingt durch unterschiedliche Entwicklungen bei den Produktionsanlagen im In- und Ausland. Mögliche Varianten werden hier nur summarisch dargestellt.

- Netztechnisch ist gemäss ENTSO-E jedes Land in seiner Regelzone selbst für den Ausgleich von Produktion und Verbrauch verantwortlich. Die dazu notwendige Energie kann in der Schweiz mit Flusskraftwerken und thermischen Anlagen erzeugt werden, ergänzt mit einfach regelbaren Anlagen (Speicher- und Gaskraftwerke). Die Pumpspeicherwerke könnten einen Beitrag leisten zum gesamteuropäischen Stromaustausch mittels Import stochastisch produzierter Energie (bis 2035 wohl

vorwiegend aus Offshore-Windparks) und Export von Spitzenenergie. Es ist denkbar, dass nach Realisierung der Projekte gemäss SÜL und der Behebung wichtiger Engpässe das dann existierende Netz den Anforderungen im Wesentlichen genügen könnte.

- Ein sehr forcierter Ausbau der neuen erneuerbaren Energiequellen im Inland würde die Anforderungen an das Netz (und an die Speichermöglichkeiten oder frei regelbaren Produktionsanlagen) erhöhen. Dabei wären primär eher lokale oder regionale Verteilnetze betroffen als die leistungsstarken Trassees der Höchstspannungsebene (vgl. Abbildung 4.7).
- Der weitgehende Verzicht auf einen Ausbau der inländischen Stromproduktion bzw. deren Abnahme für den Fall, dass die Schweiz die bestehenden Kernkraftwerke nach Erreichen ihrer Lebensdauer nicht ersetzt, würde die Schweiz zu einem markanten Nettoimporteur von elektrischer Energie machen. Netztechnisch wäre dies wahrscheinlich ohne allzu grosse Schwierigkeiten zu bewältigen, wenn das strategische Netz ausgebaut ist und die benötigte Energie

bedarfsgerecht und nicht stochastisch geliefert wird.

- Die Variante mit den höchsten Anforderungen an das Netz wäre wohl, wenn die schweizerische Elektrizitätswirtschaft versuchen würde, die Pumpspeicherwerke in den Alpen möglichst optimal zu nutzen, um in der EU stochastisch produzierten Überschussstrom zu importieren und mit Gewinn als Spitzenenergie zu verkaufen. Dies gilt unabhängig davon, ob die Schweiz ein Nettoimporteur oder -exporteur ist. Die Anforderungen wären bei dieser Variante nicht nur für das Netz, sondern auch für die Pumpspeicherkapazität erhöht. Im Vordergrund stünde nicht die eigentliche Speicherkapazität in TWh, sondern die erreichbare Leistung in GW.

Es ist kaum zu erwarten, dass eine der obigen Varianten in Reinform verwirklicht wird. In Anbetracht der zum Teil über zehn Jahre dauernden Realisierungszeiten für Netzausbauten, speziell im Höchstspannungsbereich, ist auch für diesen Zeitraum kritisch darauf zu achten, dass das Netz mit den beschlossenen Produktions- und Speicherkapazitäten Schritt halten kann.

Langfristig bis 2050 können die wesentlichen Optionen nur sehr vage umschrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass die EU ein eng vernetztes Energiesystem realisiert. Geplant sind auch zwei alpenquerende Leitungen mit Querverbindungen.

Neben der Einspeisung beträchtlicher Mengen an elektrischer Energie aus stochastisch produzierenden Windfarmen und evtl. dezentralen Photovoltaikanlagen ist der Import von solar-thermisch produzierter Energie aus Nordafrika eine mögliche Option. Diese Art der Stromproduktion erlaubt zwar keinen idealen Lastfolgebetrieb, wäre aber gegenüber stochastisch produzierenden Anlagen netztechnisch wesentlich einfacher zu bewältigen. Dies gilt speziell, wenn die Anlagen an Orten gebaut werden, wo die Sonneneinstrahlung praktisch mit dem Tagesablauf prognostizierbar ist und zudem wenigstens ein Teil der Wärme zwischenge-

speichert und bei Bedarf – auch nachts – abgerufen werden kann.

Bis zum Jahr 2050 ist damit zu rechnen, dass die Pumpspeicherung in den Alpen immer noch sinnvoll und wichtig sein wird. Ihre relative Bedeutung für das Gesamtenergiesystem wird jedoch eher ab- als zunehmen. Einerseits ist schon vorher mit einem vollen Ausbau der sinnvollen Speichermöglichkeiten zu rechnen, andererseits ist davon auszugehen, dass mit zunehmender Elektrifizierung der Wirtschaft die Stromproduktion absolut gesehen zunehmen wird. Darüber hinaus ist nicht auszuschliessen, dass bis 2050 andere Speichertechnologien soweit entwickelt sind, dass sie ökonomisch mit der Pumpspeicherung in Konkurrenz treten können.

Da Importe über sehr grosse Distanzen wahrscheinlich über Gleichstromleitungen (HGÜ) erfolgen werden, gehört es zu den Aufgaben der schweizerischen Energiepolitik, den Anschluss an diese technologische Entwicklung sicherzustellen. Es ist weniger wichtig, dass sich der Stromtransport durch die Schweiz auf ein HGÜ-Netz abstützen kann. Entscheidend für die Drehscheibenfunktion ist vielmehr, dass der Anschluss an ein übergelagertes HGÜ-Netz in Europa gewährleistet ist, sei es durch einen Knoten in der Schweiz oder durch einen grenznahen Knoten und eine genügend leistungsstarke AC-Höchstspannungsleitung.

Eine weitere Vision ist das Projekt Desertec (vgl. Abbildung 4.8). Dieses geht auf eine Industrie-Initiative zurück, die 2008 gegründet wurde. Das Konsortium klärt ab, inwieweit Europa mit Strom versorgt werden könnte, der mit Sonnenkraftwerken in der Wüste erzeugt wird. Ein erstes Pilotprojekt ist im Bau; es soll 2014 erstmals Solarstrom von Marokko nach Spanien liefern.

Technisch und möglicherweise auch ökonomisch scheint die Idee realisierbar, auch wenn dazu noch etliche Herausforderungen gelöst werden müssen. Ob die Idee auch politisch realisierbar ist, ist eine andere Frage. Problematisch ist vor allem, dass einzelne Länder Teile des Systems lahm legen könnten und Europa so in eine kritische Abhängigkeit gerät.



Abbildung 4.8: Mit der Vision des Projekts Desertec wird eine mögliche Versorgung Europas mit Solarstrom aus der Wüste abgeklärt. (Desertec foundation)

4.9 Literatur

- Avenir Suisse: «Elektrizitätsmarkt: Wettbewerb und Entflechtung des «Swiss Grid»», Urs Meister, September 2007 www.proclim.ch/news?2487
- Avenir Suisse: «Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Umfeld», Urs Meister, Verlag NZZ Libro, Zürich 2010 www.proclim.ch/news?2488
- BfE-Studie: «Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)», Dr. Thilo Krause, April 2008
- BfE: «Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz», Studie Econcept AG/EnCT GmbH 2009 www.proclim.ch/news?2442
- Bacher Rainer, Löhner Fredi 2005: Der Sachplan der Übertragungsleitungen - Ein Beitrag zur Netzsicherheit. In: Bulletin SVE /VSE, Fachzeitschrift von Electrosuisse und VSE. 08.12.2005 www.proclim.ch/news?2489
- BUWAL: «Elektrosmog in der Umwelt», 2005 www.proclim.ch/news?2490
- Credit Suisse: «Der Elektrizitätssektor auf dem Weg zum Wettbewerb?» Swiss Issues Wirtschaftspolitik, 2010 www.proclim.ch/news?2491
- Dena-Netzstudie II (Deutsche Netzagentur): «Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung 2015–2025» www.proclim.ch/news?2492
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR): «Trans-Mediterraner Solarstromverbund», Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2006 www.proclim.ch/news?2493
- Duthaler Christoph et al: «Analysis of the Use of Power Transfer Distribution Factors (PTDF) in the UCTE Transmission Grid», Power System Computation Conference, Glasgow, 2008 www.proclim.ch/news?2494
- EICom-Forum: «Auf dem Weg zum sicheren und effizienten Übertragungsnetz», 25.11.2010 www.proclim.ch/news?2495
- Energie-Trialog Schweiz: «Chancen und Risiken eines verstärkten Imports von Elektrizität», Zusammenfassung der Diskussion am Experten-Workshop vom 2. Februar 2009, Zürich, Dr. Rainer Bacher, BACHER ENERGIE, Baden, Dr. Martin Jakob, TEP Energy GmbH, Zürich www.proclim.ch/news?2496
- ENTSO-E: «Ten Year Network Development Plan»
- EU Bericht Energy infrastructure (2011): Priorities for 2020 and beyond – a blueprint for an integrated European energy network. www.proclim.ch/news?2501. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2011. ISBN 978-92-79-18877-0 doi:10.2833/78572
- EU-Stromrichtlinie (2003/54/EG) «Binnenmarktpaket für die leitungsgebundene Energieversorgung», EU-Gasrichtlinie (2003/55/EG) sowie der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel (EG Nr. 1228/2003), enthält umfangreiche rechtliche Vorgaben für die Ausgestaltung des nationalen Energiewirtschaftsrechts
- Herzog Bruno: «Elektroautos als mobile Stromspeicher», Siemens Schweiz, Bulletin SEV/AES 2/2010 www.proclim.ch/news?2502
- IEA Report zu Stromnetzen
- Krause Thilo: «Evaluating Congestion Management Schemes in liberalized Electricity markets applying Agent-based Computational Economics», Diss. ETH Nr. 16928, 2007 www.proclim.ch/news?2503
- Kröger Wolfgang et. al: Simulation komplexer Störungsabläufe. Ein objektorientierter Ansatz für die Ermittlung der Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen, ETHZ, Bulletin SEV/AES 6/2008, S. 21 www.proclim.ch/news?2504
- Moggestue Andres: Die Vision der grossflächigen Nutzung der Sonne in der Wüste. Strom aus der Sahara für Europa. Bulletin SEV/AES 3/2010, S.10 www.proclim.ch/news?2505
- Romerio Franco: «Electricity market reform: From experience to future prospects», Institute for Environmental Sciences, Universität Genf, Februar 2010
- Swissgrid (2011): «Das Schweizer Stromnetz: Rückgrat der Energieversorgung», 2011
- Swissgrid (2011): «Die aktuellen Energieszenarien in der Schweiz: Auswirkungen auf das Übertragungsnetz», 2011
- UREK-N: «Die im StromVG stipulierte Reservehaltung», Bericht des Bundesrates zum Postulat 08.3757 www.proclim.ch/news?2508

Anhang 1: Chronologie der Liberalisierung in der EU

Mai 1988

Die Europäische Kommission legt ihren ersten Bericht zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes vor.

Dezember 1996

Erste EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» erlässt gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung. Sie regelt Organisation und Funktionsweise des Sektors, Marktzugang sowie Betrieb der Netze.

Juni 2003

Zweite EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» hebt die «Richtlinie 96/92/EG» auf und bringt Massnahmen zur vollständigen Öffnung. Die Verordnung Nr. 1228/2003 regelt die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Ziel ist, die Voraussetzungen für einen echten Wettbewerb und die Schaffung eines Binnenmarktes zu verbessern.

Juli 2004

Die Marktöffnung für KMU bringt das Recht zur freien Wahl ihres Elektrizitätsanbieters.

März 2006

Die EU veröffentlicht mit dem Grünbuch eine «europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie».

Januar 2007

Ein Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt, basierend auf dem Grünbuch und entsprechenden Vernehmlassungen, wird von der EU-Kommission veröffentlicht. Darin stellt diese «ernstzunehmende Unzulänglichkeiten» fest und präsentiert gleichzeitig Massnahmen zur Verbesserung von Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

März 2007

Energiepolitischer Aktionsplan der EU: Basierend auf den von der Kommission im Januar 2007 vorgeschlagenen Massnahmen einigen sich die europäischen Staats- und Regierungschefs auf einen energiepolitischen Aktionsplan für die Jahre 2007 bis 2009.

Juli 2007

Die Marktöffnung für alle Endkunden bringt das Recht zur freien Wahl des Elektrizitätsanbieters.

September 2007

Dritte EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «EU-Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» wird vorgelegt. Sie soll die Richtlinie 2003/54/EG aufheben und setzt sich folgende Ziele: freie Konsumentenwahl, faire Preise, saubere Energie und Versorgungssicherheit. Die Kommission schlägt die folgenden Massnahmen vor: strikere Trennung von Produktion und

Vertrieb von den Übertragungsnetzwerken; Fördern des grenzüberschreitenden Stromhandels; effektivere nationale Regulatoren; Fördern von grenzüberschreitenden Kollaborationen und Investitionen, grössere Markttransparenz und Netzwerkkoperationen.

Juli 2009

Das EU-Parlament erlässt die Richtlinie 2009/72 und die Verordnung Nr. 714/2009 zum grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel und zur Aufhebung der Verordnung Nr. 1228/2003. Sie verankern das Prinzip der Nichtdiskriminierung im Gemeinschaftsmarkt und legen die Gründung eines Europäischen Verbundes von Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) und einer Vereinigung für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (Association for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) fest.

November 2010

Der deutsche Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kommuniziert den Start der europäischen Marktkopplung ohne Netzengpässe an den Grenzen. «Der erfolgreiche Start der Marktkopplung in West- und Nordeuropa bringt uns einem integrierten europäischen Strommarkt ein grosses Stück näher. So weitreichend die jetzt vollzogene Marktkopplung auch ist, werden sich die Energieunternehmen weiter dafür einsetzen, dass dies nicht der letzte Schritt bleibt. Die deutsche Energiewirtschaft strebt einen wirklichen Binnenmarkt für Strom und Gas in Europa an.»

November 2010

Die Dena-Netzstudie II liefert ein strategisches Konzept zur Weiterentwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration erneuerbarer Energien in Verbindung mit einem zunehmendem europäischen Stromhandel im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025. Die Bedeutung der Pumpspeicherwerke im Alpenraum wird explizit hervorgehoben.



5 Bewertungskriterien für ein «nachhaltiges Elektrizitätssystem der Schweiz»

Autoren

Paul Burger, Universität Basel; Stefan Hirschberg, Paul Scherrer Institut; Heinz Gutscher, Universität Zürich

Obwohl dieses Kapitel sich von den Kapiteln 2 bis 4 darin unterscheidet, dass die einzelnen Teile nicht auf Vorarbeiten einer grösseren Gruppe von Experten und Expertinnen basieren, sondern von den drei genannten Autoren stammen, ist es Ergebnis intensiver Diskussionen und Feedbacks.

Als in den 1960er- und 1970er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts das in den Grundzügen bis heute bestehende Elektrizitätssystem der Schweiz etabliert wurde, standen für dieses zwei Ziele im Vordergrund: Es sollte möglichst billigen Strom für eine wachsende Wirtschaft und für eine wachsende Bevölkerung auf wirtschaftlich effiziente Weise zur Verfügung stellen und es sollte eine sichere Versorgung gewährleisten. Die vorgängigen Kapitel haben deutlich gemacht, dass das heute bestehende Elektrizitätssystem vor grossen Herausforderungen steht und dass ein beträchtlicher Investitions- und Innovationsbedarf besteht. Dabei stellt sich angesichts der Langfristigkeit von Infrastrukturentscheidungen die Frage, welchen Zielen die Transformation des Elektrizitätssystems mit Blick auf den hier verfolgten Zeithorizont bis 2050 genügen soll.

Das Zielsystem aus der Mitte des letzten Jahrhunderts genügt den Ansprüchen aus verschiedenen Gründen nicht mehr. Schon seit längerer Zeit sind neben der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit zusätzlich Umweltfaktoren wie Schad-

stoffe oder Landschaftsschutz hinzugekommen. Mit Kohle lässt sich heute z. B. billig und auf Grund der geltenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich effizient Strom produzieren; die damit einhergehenden CO₂-Emissionen sprechen aber gegen diese Produktionsart, zumindest solange das CO₂ nicht abgeschieden und sicher entsorgt werden kann. Angesichts der Langfristigkeit von Umwelttrisiken – Klimawandel, Fragilität der ökologischen Systeme, Wasserknappheiten, Ressourcenknappheiten – müssen Umweltfaktoren heute in einem Zielsystem für die künftige Stromversorgung unbedingt berücksichtigt werden.

Zudem kann es auch nicht mehr einfach darum gehen, einen Bedarf allgemein zu bedienen, da sich sowohl aus Effizienz- als auch aus Suffizienzüberlegungen die Frage nach der Legitimität (Verantwortlichkeit) des Verbrauchs von Elektrizität stellt. Schliesslich ist die Entwicklung des Elektrizitätssystems sowohl in den europäischen Kontext als auch in den Kontext der Entwicklung des Energiesystems insgesamt (z. B. Tendenzen bezüglich Erdöl) zu stellen.

Diese Faktoren bedeuten nicht, dass die Kriterien «möglichst billig» (resp. «wirtschaftlich effizient») und «sichere Versorgung» nicht mehr länger zum Zielsystem eines künftigen Elektrizitätssystems der Schweiz gehören sollen. Die genannten Aspekte machen aber deutlich, dass das gesuchte Zielsystem durch weitere substanzielle Kriterien zu ergänzen ist.

Als Rahmen für derartige Ergänzungen stehen zwei Optionen im Vordergrund: die Orientierung an einem Schlüsselindikator, der insbesondere die grundlegenden Umweltaspekte berücksichtigt, oder aber die Orientierung an dem seit der Konferenz von Rio 1992 international anerkannten Leitbild der Nachhaltigkeit (resp. der nachhaltigen Entwicklung). Als Schlüsselindikator käme z.B. der CO₂-Ausstoss in Frage oder eine durchschnittliche (Primärenergieverbrauch orientierte) Verbrauchsgrösse, wie das bei der bekannten Formel der 2000-Watt-Gesellschaft der Fall ist. Auf den CO₂-Ausstoss zielt die Idee der 1-Tonnen-CO₂-Gesellschaft ab. Dieser zu Folge soll das Energiesystem so transformiert werden, dass neben den Kriterien «wirtschaftlich effizient» und «sichere Versorgung» auch noch das Ziel hinzukommt, die Schweiz dürfe höchstens 1 t CO₂ pro Kopf und Jahr verbrauchen. Dieses Ziel sollte für 2100 erreicht werden, für 2050 wäre das Ziel 2 t CO₂.

Das Leitbild der Nachhaltigen Entwicklung ist demgegenüber weiter gefasst. Nachhaltigkeit berücksichtigt nicht nur Umweltfaktoren wie CO₂, sondern auch soziale und institutionelle Aspekte. Die Schweiz (Bundesverfassung Art. 73; Nachhaltigkeitsstrategie des Bundes) sowie die EU (EU-Strategie 2001, Energiepolitik 2007) haben sich grundsätzlich auf das Ziel der Nachhaltigkeit verpflichtet, und in vielen Bereichen ist heute die Orientierung an Nachhaltigkeit zu einem Standard geworden (z.B. GRI-Reporting in der Wirtschaft). Da «nachhaltige Entwicklung» zusätzlich gesellschaftliche Aspekte berücksichtigt, hat sich der Steuerungsausschuss entschlossen, sich am Leitbild der Nachhaltigkeit zu orientieren.

Dieses Leitbild gibt nun zwar einen allgemeinen Rahmen vor, wirft aber auch einige Fragen auf,

wenn es um konkrete Kriterien geht, die als Richtschnur für Ziel- resp. Bewertungssysteme dienen sollen. Erstens stellt sich die Frage, in welcher Hinsicht mit der Verpflichtung auf Nachhaltigkeit wissenschaftlich fundierte Zielbestimmungen erwachsen, die eindeutige Urteile über die Ausrichtung des neuen Systems erlauben. Daran anschliessend stellt sich zweitens die Frage, ob wir über wissenschaftlich fundierte Bewertungssysteme verfügen, mit denen hinreichend eindeutig Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen evaluiert werden können, so dass daraus zweifelsfreie Politikempfehlungen erwachsen.

Dieses Kapitel argumentiert einerseits dafür, dass beide Erwartungen in dieser starken Form (eindeutiges Zielsystem, Entscheidungen determinierendes Bewertungssystem) nicht erfüllbar sind. Es demonstriert aber andererseits auch, dass die Nichterfüllung dieser hohen Erwartung nicht gleichbedeutend damit ist, dass wir keine gut fundierten Nachhaltigkeits- bzw. Bewertungskriterien haben. Alle Bewertungssysteme basieren zwar auf Prämissen und Methoden, und ihre Aussagekraft ist immer von diesen abhängig. Dennoch lassen sich solche Ziel- und Bewertungssysteme vergleichen und analysieren. Nachhaltigkeitsbewertungen vermögen Entscheidungen nicht auszulösen bzw. gar zu determinieren, aber sie können Grundlagen für rationale Entscheide liefern.

Im Folgenden geht es in Kapitel 5.1 zunächst um die allgemeinen Grundlagen von Nachhaltigkeitsbewertungen (mit Blick auf das Elektrizitätssystem der Schweiz). Drei Aspekte werden angesprochen: die Bedeutung von Unsicherheit, die verschiedenen Bausteine, die für Bewertungen erforderlich sind, und die verschiedenen Varianten für Zielbestimmungen. Mit Kapitel 5.1 soll auf der einen Seite ein Boden für das in Kapitel 6 zugrunde gelegte Zielsystem gelegt werden. Zum anderen soll dieses Kapitel auch verständlich machen, weshalb unterschiedliche Bewertungen gerade in Bezug auf ein «nachhaltiges Elektrizitätssystem» vorgenommen werden können. Es soll mit anderen Worten Gründe für die Diversität von begründeten (!) Auffassungen verständlich machen. Schliesslich soll es auch in

Erinnerung rufen, dass es nicht Aufgabe der Wissenschaft sein kann, der Gesellschaft Ziele vorzugeben.

Kapitel 5.2 stellt einen durch das PSI entwickelten und im Kontext des europäischen NEEDS-Projekts angewandten Ansatz vor. Dieser fokussiert auf die Bewertung der verschiedenen Technologien, die für die Produktion von Elektrizität zur Verfügung stehen, und verwendet Methoden wie Lebenszyklusanalysen (LCA), Umwelteinfluss-Assessment, Kostenrechnungen oder Multikriterien-Entscheidungsanalysen (MCDA). Dieser Ansatz enthält selbst kein Zielsystem, sondern soll unter Berücksichtigung von ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekten einen Vergleich der verschiedenen Technologien ermöglichen, die heute für die Produktion von Elektrizität zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse dieses Indikatoren-gestützten Ansatzes können zu verschiedenen Zielsystemen in Beziehung gesetzt werden.

Die beiden Kapitel 5.1 und 5.2 thematisieren wissenschaftliche Grundlagen für rationale, d.h. informierte Entscheidungen. Allerdings wissen wir, dass «rational» ein Ideal ist und Entscheidungen gerade mit Blick auf das Management von Risiken nicht allein nach komplexen Kriterien der Informiertheit getroffen werden. Kapitel 5.3 thematisiert daher die Unterschiede zwischen der erfahrungsbasierten und der analytischen Informationsverarbeitung und deren Konsequenzen für Entscheidungsfindungen.

5.1 Nachhaltigkeitsbewertung: Leistungen, Grundlagen & Kriterien

Bewertungen haben die grundsätzliche Funktion, Informationen über eine bestimmte Situation in Relation zu einem bestimmten Zielzustand (etwas Gewünschtes oder gar Gesolltes) zu vermitteln. Mit Handlungen verfolgen wir bestimmte Ziele, und die Bewertungen geben uns Auskunft darüber, wie günstig oder ungünstig die jetzige Situation oder mögliche Handlungsfolgen mit Blick auf diese Ziele sind. Wenn wir sagen, dass wir uns in einer Rezession befinden, dann ist das eine Bewertung des wirtschaftlichen Zustands, basierend auf der Annahme, dass wirtschaftswissenschaftlichen

Standardauffassungen zufolge Wirtschaftswachstum der Sollzustand ist. Eine derartige Bewertung informiert uns, dass wir womöglich gewisse Handlungen tätigen sollten, z.B. die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändern.

Bei Nachhaltigkeitsbewertungen interessiert das Hier und Jetzt allerdings nur in zweiter Linie. Wichtig bei Nachhaltigkeitsbewertungen ist der Blick in die Zukunft. Wir möchten a) wissen, in welche Richtung sich etwas längerfristig bewegen könnte (z.B. Entwicklung der CO₂-Emissionen) und wie günstig oder ungünstig dies mit Blick auf die Nachhaltigkeit ist. Und wir wollen b) wissen, wie günstig oder ungünstig die Konsequenzen unserer Entscheidungen in der Zukunft sein werden, d.h. ob sie in die für nachhaltige Entwicklung angenommene Richtung zielen (z.B. substanziell weniger Ressourcenverbrauch). Nachhaltigkeitsbewertungen sollen uns also erlauben, unsere Entscheidungen mit Blick auf die langfristigen Konsequenzen zu fällen.

Diese Zukunftsausrichtung ist ein grundlegendes Merkmal des Diskurses um Nachhaltigkeit. Die überragende Bedeutung einer langfristig orientierten Zukunftsperspektive ist eine Folge des Problemhintergrunds, der für die World Commission on Environment and Development (WCED) bei der Ausarbeitung ihres Leitbilds «Nachhaltigkeit» entscheidend war (Brundtland-Bericht). Vor dem Hintergrund zunehmend knapper werdender ökologischen Ressourcen und fragiler Ökosysteme sind die menschlichen Entwicklungsstrategien mit erheblichen Risiken behaftet. Was heute die Lebensbedingungen der Menschen verbessert, kann übermorgen erhebliche negative Auswirkungen eben auf diese Lebensbedingungen haben. Der Klimawandel ist das vielleicht prominenteste Beispiel für derartige Risiken. Nachhaltige Entwicklung ist die von der Brundtland-Kommission vorgeschlagene Antwort auf diese von uns selbst hervorgebrachten Risiken. Allerdings geht es nicht allein um Umweltrisiken, sondern generell um Risiken, durch deren Eintreten künftige Generationen um die Möglichkeit gebracht werden könnten, ihre Vorstellungen von Lebensqualität zu verwirklichen. Selbstverantwortung, Dynamik und Offenheit einer freiheitlichen

Gesellschaft sind zudem integrale Bestandteile einer Nachhaltigen Entwicklung.

Für Nachhaltigkeitsbewertungen, die informierte Entscheidungen ermöglichen sollen, hat dieser Zeithorizont sowie die Berücksichtigung von Offenheit und Selbstverantwortung künftiger Generationen erhebliche Folgen: Die erste Folge besteht darin, dass wir immer unter Unsicherheiten operieren (vgl. Abschnitt 5.1.1). Die zweite besteht darin, dass wir mit Blick auf die hier zur Diskussion stehende Komplexität unterschiedliche Bausteine für die Konstruktion von Bewertungssystemen berücksichtigen müssen, wobei diese Bausteine unterschiedliche Optionen zulassen (vgl. Abschnitt 5.1.2). Drittens schliesslich ist gerade aus Sicht der Wissenschaften höchst unklar, ob und in welcher Weise Nachhaltigkeitsziele eindeutig festgelegt werden können. Tatsächlich gibt es dazu unterschiedliche Optionen (vgl. Abschnitt 5.1.3).

5.1.1 Entscheidungen unter Unsicherheit

Der Blick der vorliegenden Stellungnahme der Akademien Schweiz ist auf das Jahr 2050 gerichtet. Entscheidungen mit Blick auf einen Zeithorizont von 40 Jahren sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Die in den Kapiteln 2 bis 4 diskutierten Aspekte bringen die Komplexität des Elektrizitätssystems deutlich zum Ausdruck. Es handelt sich um ein dynamisches System mit vielfältigen Rückkopplungsmechanismen. Zu diesen gehören beispielsweise gesellschaftliche Reaktionen und Technologieentwicklungen, Marktmechanismen, politische Steuerungsinstrumente, die internationale Vernetzung, individuelles Verhalten etc. Wer vor diesem Hintergrund davon ausgeht, dass im Jahre 2050 die Individuen noch genauso mit Elektrizität umgehen werden wie heute, geht demnach bei den heutigen Entscheidungen von der Annahme aus, dass keine sozio-kulturellen Lernprozesse stattfinden werden. Das ist genauso unplausibel wie die umgekehrte Annahme, dass sich bis 2050 suffiziente Lebensstile weitgehend durchgesetzt haben werden. Welche Lernprozesse tatsächlich stattfinden werden ist, lässt sich kaum voraussagen, zumal diese ja freiheitlich vollzogen werden sollen.

Gerade in Bezug auf die Lernprozesse wird die für die Nachhaltigkeitsthematik fundamentale Klammer der Unsicherheiten deutlich. Wir dürfen zwar zusätzlich zu Verhaltensänderungen Lernprozesse in folgenden Bereichen erwarten: Technologien zur Elektrizitätsproduktion, Netztechnologien, Effizienzsteigerung für Haushalte und Wirtschaft, internationale Abkommen (europäische Vernetzung, CO₂-Abkommen), Steuerungsinstrumente sowie Internalisierung von externen Kosten. Aber wir können heute nicht genau sagen, worin diese Lernprozesse bestehen werden. Sie können iterativ sein wie z.B. eine kontinuierliche Verbesserung der Photovoltaik. Sie könnten aber auch revolutionäre Schritte beinhalten, welche die Ausgangslage schlagartig verändern. Weder wissen wir, worin das follow-up des follow-up besteht, noch können wir vorweg revolutionäre Durchbrüche identifizieren. Wir können auch nicht die wechselseitigen Interaktionen der künftigen Lernprozesse bestimmen. Auch das oft in Anspruch genommene Vorsorgeprinzip hilft hier nicht viel weiter. Dieses fordert nämlich nicht einen Verzicht auf Risiken, sondern verlangt «nur» einen vertretbaren Umgang mit Risiken. Es gilt Risiken zu vermeiden, deren Eintreten zum Schaden Y führen, und es gilt zu vermeiden, dass ein Schaden Z entsteht, weil ein bestimmtes Risiko nicht in Kauf genommen wurde.

Eine Nachhaltigkeitsbewertung wird somit schon deswegen eine Entscheidung immer nur informieren, nicht aber determinieren können, weil es um ein komplexes dynamisches System mit Rückkopplungen und einem Zukunftshorizont geht. Die Nachhaltigkeitsbewertung selbst unterliegt dem Kriterium der Unsicherheit. Eine Entscheidung könnte nur dann durch eine Bewertung determiniert werden, wenn a) die Ziele eindeutig identifiziert werden können und b) vollständige Informationen über die Wirkung von Massnahmen vorliegen. Weder a) noch b) sind realisierbar. Eine Nachhaltigkeitsbewertung kann allerdings Eckpunkte setzen, innerhalb denen Entscheidungen als rational gelten können. Ohne zusätzliche gesellschaftliche Aushandlungen über die konkreten Ziele wird es aber nicht gehen. Die von der Politik verlangten «Ge-

wissheiten» können durch eine Nachhaltigkeitsbewertung nicht beigebracht werden.

In einem Punkt lässt sich aber dennoch eine klare Aussage machen:

Grundsatz der Vermeidung von Lernprozessen verändernden Pfadabhängigkeiten

Auch wenn wir die Lernprozesse nicht genau identifizieren können, sind solche für ein nachhaltiges Elektrizitätssystem notwendig. Da Infrastrukturentscheidungen immer zur Folge haben, dass man einen bestimmten Pfad beschreitet, muss für diese Pfade gelten, dass sie nicht Innovationen und Lernprozesse hemmen dürfen, die zum Erreichen von Nachhaltigkeitszielen (vgl. Abschnitt 5.1.3) unverzichtbar sind.

5.1.2 Bausteine einer Nachhaltigkeitsbewertung («Indikatorensystem»)

Obwohl wir keine vollständige Information über den heutigen Zustand und die künftige Entwicklung des schweizerischen Elektrizitätssystems haben, wollen wir mit Nachhaltigkeitsindikatoren mögliche Entwicklungspfade beurteilen. Zusätzlich zu der in Abschnitt 5.1.1 thematisierten Unsicherheit kommt diesbezüglich als weitere Einschränkung hinzu, dass Indikatorensysteme auf unterschiedliche Weise konstruiert werden können.

Was unterscheidet Nachhaltigkeitsindikatoren von Messgrössen? Wenn wir sagen, dass in der Schweiz pro Sekunde ein Quadratmeter Land zugebaut wird, dann beschreibt diese Aussage mit Hilfe einer Messgrösse, wie sich ein Zustand verändert. Sie dokumentiert, wie die Bodenversiegelung in der Schweiz zunimmt. Diese Messgrösse ist aber noch kein Nachhaltigkeitsindikator. Nachhaltigkeitsindikatoren zeichnen sich durch ein besonderes Erkenntnisinteresse aus: Wir wollen Informationen in Bezug auf eine bestimmte, zumindest qualitative Zielgrösse gewinnen. Die Nachhaltigkeit eines Systems lässt sich demnach nur beurteilen, wenn Ziele festgelegt wurden, welche die Nachhaltigkeit repräsentieren.

Die Zielorientierung ist allerdings nur eine von vier Strukturanforderungen, die ein Nachhaltigkeitsbewertungssystem erfüllen muss. Die zweite Anforderung bezieht sich auf den Gegenstand. Soll z. B. das Elektrizitätssystem als Ganzes oder sollen nur einzelne Herstellungstechnologien bewertet werden? Eine Nachhaltigkeitsbewertung muss in irgendeiner Weise den zu bewertenden Gegenstand unter Einschluss der Rückkoppelungsmechanismen konzeptualisieren. Dafür gibt es verschiedene Ansätze wie das DPSIR-Modell (Driving Force-Pressure-State-Impact-Response), Stoff- resp. Kapital-Fluss-Modelle, das pragmatische Drei-Dimensionen-Modell oder Agenten-basierte Modelle.

Die dritte Anforderung betrifft die Kriterien für die Indikatoren selbst. Hier sind zunächst eine Reihe formaler Kriterien zu erfüllen wie Zuverlässigkeit der Daten (unter Einschluss ihrer Gewinnung), Vergleichbarkeit, Relevanz, Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Weiter geht es um die Art der Indikatoren: Will man z. B. nur quantitative (=messbare) Skalen, oder lässt man auch qualitative oder ordinale Skalen für Indikatoren (z. B. mittels Expertenbefragungen) zu? Schliesslich stellt sich das Problem der Aggregation. Wie kommt man von einer Menge von Indikatoren zu einem Gesamturteil? Hierzu bedarf es oft zusätzlicher Methoden.

Viertens schliesslich stellen sich bei all diesen Punkten Fragen nach dem «Wer legt diese fest?» resp. dem «Wie werden diese festgelegt?». Konkrete Indikatorensysteme basieren in der Regel auf Aushandlungsprozessen zwischen Akteuren (siehe z. B. MONET) oder aber auf Expertenbefragungen z. B. mit Delphi (vgl. Abschnitt 5.2). Das konkrete Ergebnis ist somit immer rückbezogen auf diejenigen, die am Prozess beteiligt waren.

Diese offenkundige Komplexität der Nachhaltigkeitsbewertungen wurde schon Mitte der 1990er-Jahre auf internationaler Ebene gesehen. In den Bellagio-Prinzipien (1997) wurden daher allgemeine Rahmenbedingungen für Indikatorensysteme definiert. Diese legen aber z. B. nur fest, dass es klar formulierter Ziele bedarf, sie legen nicht fest, wie man zu diesen Zielen gelangt. Dass kein noch so transparent und seriös entwickeltes Indikatorensys-

tem einen Alleinvertretungsanspruch erheben kann, wird auch daran erkenntlich, dass mindestens drei Typen von Bewertungen zu unterscheiden sind:

a) Normatives (deduktives) Assessment: Die Grundlage bilden Zielbestimmungen, die deduktiv auf der Basis einer Operationalisierung des normativen Gehalts von Nachhaltigkeit festgelegt wurden. Das Assessment orientiert sich an einem normativ festgelegten Massstab und berücksichtigt insbesondere Kriterien der Gerechtigkeit. Beispiele hierfür bilden u.a. MONET, der Bericht der britischen Sustainable Development Commission über «The role of nuclear power in a low-carbon society» (SDC 2006), sowie das auf 15 minimal-notwendigen Nachhaltigkeitsregeln beruhende Indikatorenset der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (Kopfmüller 2001).

b) Deskriptives Assessment mit Fokus auf die Präferenzen der Akteure: Hierbei werden Einstellungen resp. Präferenzen von Akteuren (Experten, Stakeholder, Entscheidungsträger etc.) auf der Basis eines vorgängig festgelegten Kriteriensets ermittelt. Dies geschieht in der Regel unter Verwendung eines Tools, das Entscheidungen unterstützen soll (z.B. eine MCDA). Die Kriterien können z.B. über ein Delphi-Verfahren mit Experten etabliert werden (vgl. die Literatur unter 5.2).

c) Deskriptive Assessment-Verfahren «aus der Beobachter-Perspektive»: Hierbei werden Prozesse und Zustände z.B. mittels Verwendung von Stoff-, Energie- oder Kapitalbilanzen oder auch von Risikobestimmungen erfasst. Weder wird dabei explizit ein normativer Massstab zugrunde gelegt noch geht es um die Einstellungen der Akteure. Bekannte Beispiele für derartige Verfahren sind Lebenszyklusanalysen oder Kosten-Nutzen-Rechnungen, die von subjektiven Präferenzen unabhängige quantitative Grundlagen für Entscheidungen beisteuern sollen. Obwohl diese drei Typen unabhängig voneinander vorkommen resp. für Nachhaltigkeitsbewertungen verwendet werden, handelt es sich nicht um Alternativen. Vielmehr ergänzen sie sich und sie werden

idealerweise im Zusammenspiel verwendet. So entspricht der Ansatz in Kapitel 5.2 einer Kombination der Typen b) und c).

Vor dem Hintergrund der skizzierten Bausteine und den daraus erwachsenden Optionen zur Entwicklung von Indikatorensystemen wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von konkreten Vorschlägen für Nachhaltigkeitsbewertungen im Energiebereich entwickelt, etwa von politischen Ämtern oder Agenturen (Walter 2001, IAA 2007), Nachhaltigkeitsräten wie der UK Sustainable Development Commission, Konsensinitiativen wie dem Energietrialog und von Seiten der Wissenschaft. Eine Metaauswertung dieser Systeme steht allerdings noch aus.

Blickt man auf die einzelnen Indikatorensysteme, stösst man jedoch immer wieder auf ähnliche Kriterien wie CO₂-Emissionen, Energiebilanz, Abfälle, Kosten, Wertschöpfung, Zugang zu Elektrizität, Sicherheit, Effizienz, eventuell Suffizienz, soziale Kohäsion, Innovation, libertärer Staat (Nicht-Pateralismus). Die Schwierigkeiten bei einer Nachhaltigkeitsbewertung beziehen sich denn auch weniger auf die einzelnen Kriterien. Die Schwierigkeiten treten dann auf, wenn es um aggregierte Aussagen geht, d.h. wenn zwischen den einzelnen Aspekten Gewichtungen vorgenommen werden müssen und über derartige Priorisierungen ein Gesamturteil angestrebt wird. Die Schwierigkeit, ein aggregiertes Urteil zu etablieren, hängt nicht zuletzt damit zusammen, dass es unterschiedliche Optionen gibt, den Zielgehalt der «nachhaltigen Entwicklung» festzulegen.

5.1.3 Nachhaltigkeit (nachhaltige Entwicklung): Der Zielgehalt des Leitbilds

Die moderne politische Idee einer nachhaltigen Entwicklung wurde 1987 im WCED-Bericht (Brundtland-Bericht) formuliert und mit der Deklaration von Rio 1992 zur international leitenden Entwicklungsmaxime erhoben.¹ Eine (globale) Gesellschaft ist demzufolge dann nachhaltig, wenn sie allen Menschen unabhängig von Rasse, Geschlecht

1 Die Idee fiel nicht vom Himmel. Grossen Einfluss übten etwa der Brandt-Bericht von 1980, die IUCN-Strategie von 1980 oder der Meadows-Bericht 1972 aus.

Grossbritannien	Schweiz
Living within environmental limits	Ökologische Verantwortung
Ensuring a strong, healthy and just society	Gesellschaftliche Solidarität
Achieving a sustainable economy	Wirtschaftliche Leistungsfähigkeit
Promoting good governance	
Using sound science responsibility	

Tabelle 5.1

und Herkunft ein menschenwürdiges Leben ermöglicht und dieses Ziel auf eine Weise realisiert, dass sich künftige Gesellschaften nicht mit unvermeidbaren Risiken hinsichtlich ihrer Möglichkeiten zur Realisierung dieses Ziels konfrontiert sehen. Die im WCED-Bericht enthaltene politische Idee der Nachhaltigkeit bringt zwei bzw. drei grosse globale Themenfelder zusammen: den klassischen Gerechtigkeitsdiskurs (z.B. den Nord-Süd-Diskurs) und den Diskurs um Umwelt resp. um knappe und fragile Ressourcen. Nachhaltigkeit ist demnach nicht allein ein Ressourcendiskurs. Im Vordergrund steht die globale, nationale und regionale Entwicklung der menschlichen Gesellschaft unter Berücksichtigung einer verantwortbaren Nutzung der natürlichen Ressourcen.² Dazu sollen – im Gegensatz zur klassisch sektoriellen Politik – integrative, Gesellschaft und bio-physische Umwelt gleichermaßen berücksichtigende Strategien entwickelt werden. Die allgemeine Idee ist das eine, deren Operationalisierung in Politik und Wissenschaft ein anderes. Ein Vergleich zwischen den in Grossbritannien und in der Schweiz vorgenommenen Operationalisierungen des Brundtland-Verständnisses zeitigt Vielfalt und nicht Eindeutigkeit (Tabelle 5.1).

Trotz bestehender Ähnlichkeiten ist offenkundig, dass Interpretationsräume bestehen. Diese sind

von grosser Bedeutung, wenn in der Gesellschaft konkrete Ziele ausgehandelt werden sollen, da sie unterschiedliche Akteure zusammenführen können, ohne dass dazu zuvor ein einheitliches Verständnis dieser allgemeinen Ziele etabliert werden musste. Über die politischen Interpretationsspielräume hinaus gehend hat sich innerhalb der Wissenschaften eine Reihe von theoriebasierten Konzepten für «Nachhaltigkeit» etabliert. In diesen geht es um begründete Angebote für Zielsysteme, d.h. um Angebote für das «what to sustain» (vgl. Dobson 1996).

Zwei Typen derartiger theoriegeleiteten Nachhaltigkeitskonzeptionen sind zunächst:

- a. Eine Gesellschaft ist nachhaltig, wenn sie zumindest dasjenige Niveau an Wohlfahrt an die nächste Generation weiter gibt, das sie geerbt hat.
- b. Eine Gesellschaft ist nachhaltig, wenn sie zumindest dasjenige Niveau an vorhandenen Ressourcen (oft auch als Kapitalstöcke bezeichnet) an die nächste Generation weiter gibt, das sie geerbt hat.

Gemeinsam ist diesen beiden Varianten, was man als Generationengleichheit bezeichnet: Genera-

² Der Begriff «nachhaltig» wird in der Alltagssprache in vielfältiger Weise verwendet, oft einfach im Sinne von «eine dauerhafte, langfristige Wirkung erzielen» («nachhaltiger Wirtschaftsaufschwung», «nachhaltige Sicherung der Unternehmensgewinne» etc.). Wenn hingegen im politisch-wissenschaftlichen Diskurs wie hier von «nachhaltiges Elektrizitätssystem» die Rede ist, gilt immer der Bezug zur Bedeutung des WCED-Berichts (so auch in der Strategie «Nachhaltigkeit» des Bundes).

Exkurs 1: Wissenschaft – Politik – Nachhaltigkeit

Gesellschaften basieren auf Arbeitsteilung und Kooperation. In den Gesellschaftswissenschaften spricht man von der funktionalen Ausdifferenzierung der Gesellschaften. Entlang von Grundfunktionen wie Produktion, Recht, Politik, Wissensgenerierung etc. differenzieren sich Gesellschaften arbeitsteilig aus, wobei sich sowohl innerhalb dieser Bereiche als auch zwischen diesen Bereichen Kooperationen entwickeln. Die Gesellschaft ist dann das Insgesamt dieser Subsysteme zusammen mit deren Interaktionen. Solche Subsysteme sind etwa Wissenschaft, Politik, Wirtschaft, Recht, Öffentlichkeit etc. Handlungen einzelner Akteure folgen innerhalb dieser Subsysteme deren jeweiligen institutionellen Codices. Es gibt keine Akteure auf der Ebene «Gesellschaft». Daraus ergeben sich für Transformationsstrategien einige zu beachtende Konsequenzen:

1. Staatliches Handeln ist immer Teil des Ganzen und nicht das Ganze selbst. Es gibt keinen Punkt, von dem her sich das gesellschaftliche System eindeutig steuern lässt.
2. Nachhaltigkeit ist zwar ein gesamtgesellschaftliches Leitbild, es gibt aber keine Akteure, die dieses gewissermassen «gesamtgesellschaftlich» repräsentieren. Nachhaltige Entwicklung vollzieht sich über die Integration von «Nachhaltigkeit» in die institutionellen Codices der einzelnen Subsysteme (vgl. «Nachhaltiges Wirtschaften», «Nachhaltigkeitspolitik», «Nachhaltige Universitäten», «Nachhaltigkeit in NGOs»). Vielfalt und nicht Einheitlichkeit ist die Folge. Das Elektrizitätssystem ist ein multisektorielles System mit unterschiedlichsten Akteuren.
3. Wissenschaft und Politik sind zwei der wichtigsten Subsysteme moderner Gesellschaften mit ganz unterschiedlichen institutionellen Codices. Wissenschaft ist an wahr-falsch resp. methodisch begründet-unbegründet orientiert, während Politik an prozedural gesicherter Legitimität und an Aushandlungen orientiert ist. Die Politik kann sich z. B. nicht an einem bestimmten wissenschaftlichen Verständnis von «Nachhaltigkeit» ausrichten. Nachhaltigkeit kann nur soweit als politisches Leitbild fungieren, als es erstens grundsätzlich konsensfähig ist und zweitens einen Rahmen für deliberativ festzulegende Handlungen formuliert. Demgegenüber ist die Wissenschaft an «bestmöglicher Begründung» orientiert. Für sie ist das Brundtland-Verständnis nicht Prämisse, sondern Ausgangspunkt analytischer Durchdringung. Die Wissenschaft kann dabei die vernünftigerweise bestehenden Möglichkeiten rational rahmen und auch Minimalstandards für den öffentlich-politischen Diskurs über Nachhaltigkeit formulieren.

tionen haben gleiche Ansprüche. Der Unterschied zwischen a) und b) besteht darin, dass erstere als Kriterium «Erhaltung der Wohlfahrt», letztere «Erhaltung der Ressourcenbasis» aufstellt. Dies spiegelt unterschiedliche Prämissen in das zugrunde gelegte Gerechtigkeitsverständnis. Während a) im Verständnis der ökonomischen Wohlfahrts-Konzeptionen auf die Maximierung der Befriedigung von Präferenzen zielt, bildet für b) die gerechte Verteilung von Ressourcen die Grundlage nicht nur für die intra- sondern auch für die intergenerationelle Gerechtigkeit. Beide Varianten differenzieren sich

intern weiter aus nach Massgabe ihrer Kriterien für die Verwendung von ökologischen Ressourcen. Das Ergebnis ist die bekannte Unterscheidung zwischen schwacher und starker Nachhaltigkeit. Ohne hier auf Details und Differenzierungen einzugehen, besagt die schwache Nachhaltigkeit, dass ökologische Ressourcen grundsätzlich dann verbraucht werden können, wenn mit diesen artifizielle, langfristig tragende Produktionsmittel (wirtschaftliches und soziales Kapital) bereitgestellt werden (Substitution). Starke Nachhaltigkeit verwirft diese Substituierbarkeit und orientiert sich an den für die Ökosysteme

Exkurs 2: Gerechtigkeit

- I. Wissenschaftliche Gerechtigkeitskonzeptionen sind begründungspflichtig und haben einen diskursiv einzulösenden Objektivitätsanspruch.
- II. Gerechtigkeitstheorien konzentrieren sich entweder auf Kriterien für Wohlergehen (plus Verteilungsregeln) oder umfassen auch den prozeduralen Bereich unter Einschluss politischer Rechte. Letztere werden hier vorausgesetzt und nicht weiter thematisiert.
- III. Für die Gerechtigkeitsdiskussion im Kontext von Nachhaltigkeit ist charakteristisch, dass sie Fragen der Gerechtigkeit innerhalb einer Generation mit dem Problem der Gerechtigkeit zwischen den Generationen verknüpft.
- IV. Die skizzierten Nachhaltigkeitskonzeptionen a) – d) spiegeln unterschiedliche Verpflichtungen auf bestehende Theorien der Gerechtigkeit. Eine erste Trennlinie besteht entlang des Verhältnisses zwischen inter- und intragenerationaler Gerechtigkeit. So lässt sich «Nachhaltigkeit» als Herausforderung zur Realisierung von «intragenerational justice under the condition of intergenerational justice» (Christen & Schmidt 2011) verstehen oder aber als Konzeptualisierung von intergenerationaler Gerechtigkeit allein (z. B. Kirchgässner 1997). Eine zweite betrifft die für Nachhaltigkeitskonzeptionen zentrale Thematik einer angemessenen Metrik für Lebensqualität (Wohlergehen). Die vier Varianten Wohlfahrt, Bereitstellung der Ressourcen, Capabilities und Grundbedürfnisse entsprechen den vier gängigsten Konzeptionen für Wohlergehen.
- V. Wenn Gerechtigkeit (als Bedingung für ein menschenwürdiges Leben für alle) konstitutiv für Nachhaltigkeit ist, und wenn es begründete Varianten von Gerechtigkeitskonzeptionen gibt, dann ist grundsätzlich nicht damit zu rechnen, dass ein einziger wissenschaftlich etablierter Bewertungsmaßstab für Nachhaltigkeit bereitgestellt werden kann.

inhärenten Funktionsgrenzen. Die dabei zu berücksichtigenden Regeln sind etwa in den «environmental management rules» (siehe unten) ausgedrückt. Alternativen zu a) und b) ergeben sich, wenn erstens eine andere Metrik des Wohlergehens investiert wird und wenn zweitens das Prinzip der Gleichheit der Ansprüche der Generationen fallen gelassen wird:

- c. Die so genannte integrative Nachhaltigkeitskonzeption der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) postuliert 15 allgemeine (universell gültige) qualitative Regeln, die sowohl Kriterien des Wohlergehens als auch die Ressourcen für deren Realisierung berücksichtigen (Kopfmüller 2001, 2006). Eine Gesellschaft ist demnach nachhaltig, wenn sie diese 15
- d. Im Unterschied dazu wird die Forderung nach Gleichheit zwischen Generationen im Rahmen einer so genannten Schwellenkonzeption eines menschenwürdigen Lebens verworfen. Unter moralischen Gesichtspunkten sei es nicht zwingend, dass nachfolgende Generationen dasselbe Mass an Wohlfahrt erzielen müssen wie ihre vorhergehenden, so lange die qualitativen Kriterien (Mindestbedingungen oder Schwelle) eines menschenwürdigen Lebens erfüllbar bleiben (Meyer 2008). Eine nachhaltige Gesellschaft wäre dann realisiert, wenn über die Generatio-

nen hinweg diese Minimalbedingungen immer erfüllt werden können. Ein sehr einflussreicher Schwellenansatz ist der so genannte Capability-Approach von Amartya Sen (1980, 1993) und Martha Nussbaum (2000), der eine alternative, an Bedingungen der menschlichen Wahlfreiheit orientierte Metrik für Wohlergehen postuliert.

Zusätzliche Varianten ergeben sich durch die Investition stärkerer ethischer Prämissen:

- e. Investiert eine Position z.B. naturethische Prämissen wie im «Greifswalder Ansatz» (Ott 2004), entsteht ein Konzept starker Nachhaltigkeit, in dem die Menschen die moralische Pflicht haben, ihre Gesellschaften an die Rahmenbedingungen der Natur anzupassen. Eine starke Orientierung an normativen Aspekten des Pragmatismus kann demgegenüber dazu führen, Nachhaltigkeitskriterien in erster Linie mit Gestaltungsmöglichkeiten von Gemeinschaften (Gemeinde, Städten, Regionen u.ä.) zu verknüpfen (vgl. Norton 2005).

Gemeinsam ist diesen Positionen, dass sie die in der Nachhaltigkeitsidee immanenten Gerechtigkeitsaspekte auf der Basis normativer Theorien konzeptualisieren. Sie stellen den Aspekt der Gerechtigkeit resp. die Zielorientierung «menschwürdiges Leben für alle» ins Zentrum. Die ökologischen, institutionell-politischen und wirtschaftlichen Aspekte sind Instrumente zur Zielerreichung.

Ein alternativer Typus von Nachhaltigkeitskonzeptionen zeichnet sich dadurch aus, dass er sich allein an Systemeigenschaften lebender Systeme zur Formulierung der allgemeinen Ziele von Nachhaltigkeit orientiert. John Ehrenfeld (2004) versteht Nachhaltigkeit «as evoking flourishing, resilience, integrity, adaptive capacity, or other similar concepts – all of which happen to be emergent properties of living complex systems...» (p. 3).

- f. Die Grundlagen für die Konzeptualisierung von Nachhaltigkeit stellt hier die System-

theorie resp. die darin formulierten Systemeigenschaften von komplexen Systemen bereit, insbesondere Resilienz und Vulnerabilität. Resilienz ist die Eigenschaft eines Systems, auf Störungen von aussen so zu reagieren, dass die Grundfunktionen des Systems aufrechterhalten bleiben (durch Anpassungen innerhalb des Systems selbst). Verwundbarkeit bezeichnet dagegen das Potenzial eines Systems, Einflüsse von aussen nicht «abfedern» zu können. Folgt man der Idee, Resilienz als relevante Zielorientierung zu nehmen, dann wäre ein System nachhaltig, wenn es seine Selbstorganisationsfähigkeiten so bewahrt, dass es sich den äusseren auf sie wirkenden Einflüssen und Änderungen unter Beibehaltung seiner wesentlichen Funktionen und Eigenschaften anpassen kann. Die Zielorientierung entspringt hier dem «Sollen der Selbsterhaltung» lebender Systeme. Gemeinsam ist diesen Ansätzen, dass das Ökosystem und nicht die Gesellschaft das Objekt von Nachhaltigkeit ist: «The system under study and the system that is the focus of the process of sustainable development is the global ecosystem or the ecosphere.» (Korhonen 2004, 810; vgl. auch Robèrt 2000)

Schliesslich ist noch auf das bekannte Drei- (oder Vier-) Dimensionen-Modell hinzuweisen:

- g. Das Drei-Dimensionen-Modell ist in der wissenschaftlich-konzeptuellen Literatur weit weniger vertreten als in der gesellschaftlichen Praxis. Die Gründe dafür liegen bei dessen Schwächen wie z.B. der willkürlichen Trennung zwischen den drei Bereichen resp. den damit ausser Acht gelassenen Beziehungen zwischen ihnen, Problemen der Aggregation sowie dem Fehlen der politisch-institutionellen oder des kulturellen Bereichs. Die Vorteile dieses Modells werden in der Literatur auf der praktischen Ebene der Umsetzung gesehen, insofern z.B. Management- oder Entscheidungstools so konzipiert werden, dass ökologische, wirtschaftliche und soziale Aspekte auch wirklich mit berücksichtigt wer-

den (vgl. Kleine & von Hauff 2009, Schaltegger & Burritt 2005). Der bedeutende praktische Wert des Dimensionen-Modells wird auch im Kontext des in Kapitel 5.2 dargestellten Ansatzes deutlich.

Es ist hier nicht möglich, die Diskussion um das Für und Wider dieser Vorschläge etwa auch mit Blick auf eine übergreifende Typologie von Nachhaltigkeitskonzeptionen zu führen (vgl. Burger & Christen 2011, Christen & Schmidt 2011). Mit Blick auf eine Nachhaltigkeitsbewertung der Optionen für ein künftiges schweizerisches Elektrizitätssystem lassen sich dennoch einige Grundsätze heraus stellen:

1. Eine Nachhaltigkeitsbewertung kann keine Entscheidung determinieren, weil es mehrere verteidigbare Optionen zur Formulierung konkreter Nachhaltigkeitsziele gibt. Für konkrete Nachhaltigkeitsziele gilt zudem immer das Prinzip der Unsicherheit.
2. Es besteht keine «anything goes»-Situation mit beliebigen Varianten. Man kann sich z.B. nicht sowohl auf die Brundtland-Tradition der Nachhaltigkeitsidee berufen und die obige Position (f) vertreten. Folgt man der politisch-gesellschaftlichen Idee von Nachhaltigkeit, geht es um den normativen Bereich des Wohlergehens für alle unter Berücksichtigung der Fragilität und Endlichkeit des irdischen Ökosystems. Entsprechend lassen sich sozio-kulturelle und institutionelle Aspekte nicht aus Bewertungen «wegschmieren» (z.B. mit dem Hinweis, dass die diesbezüglichen Daten nicht «hart genug» seien).
3. Nachhaltigkeitsbewertungen können Entscheidungsgrundlagen bereitstellen: Gegeben wir investieren ein Konzept X zusammen mit einem bestimmten Systemverständnis Y und mit einem Indikatorenset Z, dann sind die Bewertungen relativ zu diesen Prämissen zuverlässig und können entsprechend Entscheidungen informieren.

4. Unabhängig von der Operationalisierung von Gerechtigkeit existieren ziemlich gut etablierte Grundregeln für den ökologischen Bereich, die so genannten Umweltmanagementregeln (vgl. Enquête-Kommission 1998, Pearce & Turner 1990 S. 44f):

- I. Langfristig betrachtet stehen in erster Linie erneuerbare Ressourcen zur Verfügung. Dies führt zu einer Priorisierung erneuerbarer Ressourcen. Bezüglich ihrer Verwendung gilt die alte «Holzschlag-Regel»: Erneuerbare Ressourcen sind im Rahmen ihrer Regenerationsrate zu nutzen.
- II. Da aus jeder Nutzung Stoffwechselprodukte anfallen und diese durch das irdische Ökosystem aufzunehmen sind, ergibt sich unter Berücksichtigung von (I) die Senkenregel: Die Art der Nutzung von Ressourcen resp. die Belastung der Ökosysteme durch Stoffwechselprodukte darf die Regenerationsfähigkeit der Ökosysteme nicht übersteigen. (Je nach Interpretation ist die Biodiversität in dieser Regel mit enthalten, während oft die Erhaltung der Biodiversität als zusätzliche Regel aufgestellt wird.)
- III. Die Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen ist nur dann legitim, wenn eine adäquate Substitution möglich ist. Kohle könnte z.B. verbraucht werden, da mittelfristig eine Substitution durch neue Erneuerbare denkbar ist (wenn das CO₂-Problem nicht wäre). Hierbei gibt es die Varianten «durch erneuerbare Ressourcen substituierbar» oder eine Variante, die auch künstliches Kapital als Substitution zulässt. Bei seltenen nicht-erneuerbaren Ressourcen bedeutet «Substitution» Sicherstellung der Rezyklierbarkeit.
- IV. Grossrisiken, die in langfristig irreparable Schäden münden können, sind zu vermeiden. Allfällige Grossrisiken bestehen nicht allein bei Kernkraftwerken oder Staudämmen; der Klimawandel oder auch die weiter zunehmende Bodenversiegelung repräsentieren ebenfalls Grossrisiken.

Trotz der relativen Klarheit dieser Regeln besteht erheblicher Interpretationsbedarf. Was Grossrisiken im Einzelnen sind ist ebenso strittig wie die Frage, was Begriffe wie «langfristig» oder «Priorisierung» konkret bedeuten. Zu berücksichtigen wären zudem Kriterien wie Effizienz und technologisches Entwicklungspotenzial (z.B. bei der Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen, Recycling etc.). Wenn wir somit «in der Wissenschaft gut etabliert» sagen, bedeutet das nicht, dass sich daraus in dogmatischer Weise konkrete Ziele eindeutig ableiten lassen. Es gibt einen recht ansehnlichen Interpretationsspielraum – die anhaltende Diskussion um «Grossrisiken» im Kontext von Kernkraftwerken legt davon Zeugnis ab.

5.1.4 Ziele

Wenn richtig ist, dass für Nachhaltigkeit generell Unsicherheit konstitutiv ist und dass für das «what to sustain» verschiedene Optionen resp. auch für die Umweltmanagementregeln verschiedene Interpretationen möglich sind, dann gilt, dass die Wissenschaft der Gesellschaft nicht die konkreten Handlungsziele vorgeben kann. Konkrete Ziele wie z.B. das 2 °C-Ziel oder die europäische 20-20-20-Formel sind Ergebnis von gesellschaftlichen Debatten und Aushandlungen. Die Wissenschaft kann bezüglich der Ziele zweierlei tun: Sie kann sie zum einen kritisch analysieren, so wie hier die Bausteine eines Bewertungssystem allgemein kritisch analysiert wurden. Die Wissenschaft kann damit auf Leistungen und Grenzen von Bewertungs- und Zielsystemen aufmerksam machen und in der Praxis auf einen nicht-dogmatischen Umgang mit derartigen Instrumenten hinarbeiten. Indem wir hier zu zeigen versucht haben, dass es begründete Alternativen bei Bewertungen gibt, haben wir auf die Gründe aufmerksam gemacht, welche die unterschiedlichen Resultate bei Nachhaltigkeitsbewertungen erklären lassen. Zugleich haben wir dafür argumentiert, dass derartige Bewertungen nicht beliebig erfolgen können, sondern dass sie sich vielmehr innerhalb eines Rahmen bewegen.

Die Wissenschaft kann zum anderen auch mögliche allgemeine Rahmungen für das «what to sustain»

vorschlagen. Das ist zwar voraussetzungsreich, weil z.B. einer der vier heute vertretenen Massstäbe bezüglich Wohlergehen (Metrik von Gerechtigkeit) dazu investiert werden muss. Dennoch lässt sich das methodisch gestützt durchführen – auch wenn der kritische Diskurs darüber in den Nachhaltigkeitswissenschaften erst begonnen hat. Darüber Einigkeit zu erwarten, wäre allerdings vermessen. Wenn die Konzeptualisierung von Nachhaltigkeit Prämissen über Gerechtigkeit voraussetzt, Gerechtigkeit aber über die vier oben erwähnten Optionen ausgestaltet werden kann, ist auf die Schnelle keine einheitliche wissenschaftliche Theorie über Nachhaltigkeit zu erwarten.

Neben dem mit der Erarbeitung von Theorien verbundenen hohen Anspruch ist allerdings auch eine wissenschaftliche, interdisziplinär ausgerichtete Rahmung auf einer mittleren, konsensualen Ebene denkbar. Dieser Weg wurde vom Steuerungsausschuss bei der Ausarbeitung des Kapitels 6 besprochen und die Ergebnisse werden in der Kurzfassung des Kapitels 5 dargestellt. Als obersten Grundsatz galt die Orientierung am menschlichen Wohlergehen – ein Elektrizitätssystem muss der Realisierung von Wohlergehen dienen und dabei ökologische, ökonomische und gesellschaftliche Risiken resp. Risiken bezüglich der Versorgungssicherheit berücksichtigen.

5.1.5 Literatur

- Bundesamt für Statistik: Monitoring der Nachhaltigen Entwicklung. Schlussbericht Methoden und Resultate (MONET), Neuenburg 2003. www.proclim.ch/news?2521
- Brighthouse, H., Robeyns, I. (eds.) (2010): *Measuring Justice. Primary Goods and Capabilities*. Cambridge: UP.
- Burger, Paul, Christen, Marius (2011): Towards a capability approach of sustainability, *Journal of Cleaner Production* vol. 19, 787–795. www.proclim.ch/news?2522
- Christen, Marius, Schmidt Stephan (2011): A Formal Framework for Conceptions of Sustainability – a meta-approach as a guideline, *Sustainable Development*, online published DOI: 10.1002/sd.518
- Dobson, A. (1996): Environment Sustainable: An analysis and a typology. In: *Environmental Politics* 5 (3), 401–428.
- Ehrenfeld, J. (2004). Can Industrial Ecology be the «Science of Sustainability»? *Journal of Industrial Ecology*, vol. 8, p.1–3. www.proclim.ch/news?2523
- Enquete-Kommission, Deutscher Bundestag (1998): Konzept Nachhaltigkeit: Vom Leitbild zur Umsetzung. 13. Wahlperiode, Drucksache 13/11200 26.06.98 www.proclim.ch/news?2524
- International Atomic Energy Agency (IAEA 2007): Indicators for Sustainable Energy Development. www.proclim.ch/news?2525
- Kates, R.W./Parris, T.M./Leiserowitz, A.A. (2005): What is sustainable development? Goals, indicators, values, and practice. In: *Environment. Science and Policy for Sustainable Development* 47 (3), 8 21. www.proclim.ch/news?2526
- Kleine, A., von Hauff M. (2009): Sustainability-Driven Implementation of Corporate Social Responsibility: Application of the Integrative Sustainability Triangle, *Journal of Business Ethics* vol. 85, Supp. 3, 517–533. www.proclim.ch/news?2527
- Kopfmüller, J./Brandl, V./Jörissen, J./Paetau, M./Banse, G./Coenen, R./Grunwald, A. (2001): *Nachhaltige Entwicklung integrativ betrachtet: Konstitutive Elemente, Regeln, Indikatoren*. Berlin: Edition Sigma.
- Kopfmüller, J. (ed.) (2006): *Ein Konzept auf dem Prüfstand: das integrative Nachhaltigkeitskonzept in der Forschungspraxis*. Berlin: Edition Sigma.
- Korhonen, J. (2004): Industrial ecology in the strategic sustainable development model: strategic application of industrial ecology, *Journal of Cleaner Production*, vol. 12, 809–823. www.proclim.ch/news?2528
- Meyer, L. (2008). Intergenerational Justice, Entry in *Stanford Encyclopedia of Philosophy*. www.proclim.ch/news?2529
- Norton, B.G. (2005). *Sustainability. A Philosophy of Adaptive Ecosystem Management*. Chicago: University of Chicago Press.
- Nussbaum, M. C. (2000): *Woman and Human Development. The Capability Approach*, Cambridge: University Press. www.proclim.ch/news?2530
- Ott, K., Döring, R. (2004): *Theorie und Praxis starker Nachhaltigkeit*. Marburg: Metropolis-Verlag.
- Pearce, D.W., Turner, R.K. (1990): *Economics of natural resources and the environment*. Baltimore: John Hopkins University Press. www.proclim.ch/news?2531
- Robèrt, K.H. (2000): Tools and concepts for sustainable development, how do they relate to a general framework for sustainable development and to each other? *Journal of Cleaner Production*, vol. 8, 243–254. www.proclim.ch/news?2532
- Schaltegger, St., Burrit, R., Petersen, H. (2003): *An Introduction to Corporate Environmental Management. Striving for Sustainability*, Sheffield: Greenleaf Publishing.
- Sen, A. (1980): Equality of what? In: St. McMurrin (ed.), *Tanner lectures on human values*. Cambridge: Cambridge University Press pp. 195–220. www.proclim.ch/news?2533
- Sen, A. (1993): Capability and well-being. In: M. Nussbaum & A. Sen (eds), *The quality of life*. Oxford: Clarendon Press, pp 51–73.
- Sustainable Development Commission UK (SDC 2006): *The role of nuclear power in a low carbon society*, SDC position paper, www.proclim.ch/news?2534
- Walter, F. et. al. (2001): *Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich – Schlussbericht*. Bern, Bundesamt für Energie

5.2 Indikatoren-gestützte Evaluation

Im Folgenden wird das vom PSI entwickelte und im Kontext des EU-Projekts NEEDS umgesetzte Konzept vorgestellt und demonstriert, wie es von Akteuren auf Grund unterschiedlicher Präferenzen resp. unterschiedlicher Interpretationen von Nachhaltigkeit zur Generierung von unterschiedlichen Schlüssen verwendet wird.

5.2.1 Das PSI-System

Um ein umfassendes Analyseverfahren zu erarbeiten, mit dem ein Nachhaltigkeitsindex und ein entsprechendes Ranking von Technologien erstellt werden kann, braucht es folgende grundlegende Schritte:

- Auswahl der Technologien
- Auswahl verschiedener Kriterien und assoziierter Indikatoren zur Beurteilung der Technologien
- Quantifizierung der Indikatoren
- Festlegung von Präferenzen für Aggregationszwecke
- Aggregation auf der Basis einer Kombination von Indikatorenwerten und Präferenzen
- Abbildung der Sensitivität zur Veranschaulichung der Auswirkung verschiedener Präferenzprofile auf die Ergebnisse

Die Beurteilung kann auf der Ebene einzelner Technologien mit den entsprechenden Brennstoffkreisläufen oder für Strom-/Energieversorgungsoptionen (bestehend aus alternativen Mixen einzelner Technologien) erfolgen. Für die Schweiz existiert für Letzteres noch kein vollständiges Anwendungsszenario.

Das PSI hat bei der Entwicklung einer Indikatoren-basierten Nachhaltigkeitsbeurteilung in den letzten zehn Jahren eine sehr aktive Rolle gespielt. Insbesondere das EU-Projekt NEEDS (Ricci et al., 2009)

zeigt den aktuellen Stand bei der Ausarbeitung eines Bezugssystems für die Indikatoren-basierte Technologiebeurteilung im Hinblick auf zukünftige Technologien im Jahr 2050. Es weist eine Reihe von Parallelen zur Stromportfoliobeurteilung für das Schweizer Axpo-Unternehmen (Roth et al., 2009) auf; im Rahmen dieses Projekts wurden die aktuellen wie auch zukünftige Technologien beurteilt, jedoch für einen kürzeren Zeithorizont, d.h. bis 2030.

5.2.2 Referenztechnologien

Von entscheidender Bedeutung für die Ergebnisse ist zunächst die Festlegung, welche Technologien überhaupt beurteilt werden sollen. Hier kommt es vor allem darauf an, zwischen aktuellen und zukünftigen sowie durchschnittlich gut und optimal verfügbaren Technologien zu unterscheiden, und – für den Fall, dass zukünftige Technologien in Betracht gezogen werden sollen –, den zeitlichen Horizont zu bestimmen. Die Berücksichtigung der gesamten Energiekette über die Kraftwerke hinaus, d.h. der vor- und nachgelagerten Komponenten, wirkt sich wesentlich auf die Gesamtleistung der Optionen aus. Da die Leistung einiger Alternativen wie zum Beispiel Solar- und Windkrafttechnologien in hohem Masse von den klimatischen Bedingungen abhängt, ist zudem eine geografische Spezifizierung erforderlich. Darüber hinaus kann der genaue Standort einer Technologie erheblichen Einfluss auf gewisse Indikatoren haben, wie zum Beispiel die mit dem Normalbetrieb verbundenen Risiken oder Konsequenzen möglicher Unfälle. Eine Berücksichtigung zukünftiger Technologien setzt als Grundlage die Analyse zukünftiger technologischer Entwicklungen voraus. Der Grad des Optimismus hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen spezifischer Technologien wirkt sich natürlich stark auf die Ergebnisse und deren interne Kohärenz aus. In der Praxis erhalten Technologien, die zum betreffenden Zeitpunkt noch relativ unausgereift sind, im Allgemeinen einen relativ hohen «Entwicklungsbonus».

In der Axpo-Studie wurden insgesamt achtzehn Technologien zur Stromerzeugung untersucht. Dazu gehören Technologien zur Nutzung regene-

rativer Energien sowie fossile und nukleare Kraftwerkstechnologien mit den damit verbundenen Energieketten. Die Leistung wurde für zwei Zeitfenster, bezogen auf das Referenzjahr 2000 (stellvertretend für die bestverfügbare Technologie) und das Jahr 2030 ermittelt. Die Technologie-Palette umfasst sowohl zentrale Grosskraftwerke als auch kleinere, dezentrale Anlagen in der Schweiz und einigen anderen europäischen Ländern (für potenzielle Elektrizitätsimporte). Beurteilt wurden neben Grundlast- und mittelgrossen Kraftwerken kleine Erdgas- und Biomasse-Blockheizkraftwerke. Für die Zeit zwischen heute und 2030 wurden für alle Referenz-Kraftwerke evolutionäre technologische Weiterentwicklungen angenommen (Bauer et al., 2008 und Roth et al., 2009).

Das NEEDS-Projekt deckte ein breites Spektrum an zukünftigen, modernen Stromerzeugungstechnologien einschliesslich fossiler Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle und Erdgas), nuklearer Technologien (Druckwasser- und Brutreaktoren) und einer Reihe regenerativer Ressourcen (Biomasse, Solarkraft und Wind) ab. Insgesamt wurden, unter Berücksichtigung der Gegebenheiten in vier Ländern (Deutschland, Frankreich, Italien und der Schweiz), 26 Technologien untersucht. Einige Technologien wurden als nicht für alle Länder gleichermassen geeignet angesehen (z.B. Solarthermie-Anlagen für Deutschland und die Schweiz). Die Basisdaten für jede Technologie wurden von zahlreichen NEEDS-Partnern erhoben und spiegeln die erwarteten zukünftigen Entwicklungen unter Vorgabe von drei Szenarien – pessimistisch, realistisch-optimistisch und sehr optimistisch – wider. Für die Beschreibung dieser Szenarien gab es unter den diversen Partnern keine strenge oder einheitliche Definition, und einige technologische Entwicklungen sind erheblich spekulativerer Art als andere – das in den Daten enthaltene Mass an Optimismus kann daher variieren (z.B. hinsichtlich erneuerbarer Energien und konventionellerer Technologien mit fossilen Brennstoffen).

Die Tabellen 5.1, 5.2 und 5.3 fassen die Hauptmerkmale der in den Axpo- und NEEDS-Studien untersuchten Technologien zusammen.

Tabelle 5.1: Liste von Energietechniken und ihre Hauptmerkmale; PSI für Axpo, Jahr 2005 (Bauer et al., 2008)

Energy source	Nuclear	Nuclear	Hard coal	Natural gas
Technology	Pressurized water reactor, Generation II	Pressurized water reactor, Generation II	Supercritical steam cycle (SC), base load	Combined Cycle (CC), base load
Capacity el. [Mw _{el}]	730	1300	509	400
Capacity th. [Mw _{th}]	-	-	-	-
Location	Switzerland (CH), Beznau	France (F), Cattenom	Germany (D), Rostock	Switzerland (CH), Birr
Operating time [full load hours per year]	8000	6300	7000	8000
Efficiency electric [%]	32.0	34.0	43.2	57.5
Lifetime [a]	40	40	30	25
Energy source	Hydro power	Biogas	Synthetic Natural Gas (SNG)	Wind power
Technology	Reservoir	Combined Heat & Power (CHP)	Combined Heat & Power (CHP)	Onshore wind park, 4 turbines
Capacity el. [Mw _{el}]	53	0.1	0.2	4 x 0.85
Capacity th. [Mw _{th}]	-	0.1	0.3	-
Location	Switzerland (CH), Illanz/Panix	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Mt. Crosin
Operating time [full load hours per year]	2476	7000	4500	1250
Efficiency electric [%]	89.0	36.0	43.0	n.a.
Lifetime [a]	150	15	20	20

a) Effizienz der Zelle; Moduleffizienz ist 13,2 %.

b) Durchschnittliche Effizienz der Zelle über die Lebensspanne (inkl. Degradation)

Natural gas	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Hydro power
Combined Cycle (CC), mid load	Combined Cycle (CC), base load	Combined Heat & Power (CHP)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	Run-of-river
400	400	0.2	0.2	51
-	-	0.3	0.2	-
Switzerland (CH), Birr	Italy (I), Naples	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Wildegg-Brugg
4000	8000	4500	4500	5720
55.5	55.5	32.0	40.0	88.9
25	25	20	5	80
Wind power	Wind power	Photovoltaic	Photovoltaic	Geothermal
Onshore wind park, 50 turbines	Offshore wind park, 80 turbines	Multicrystalline Si panel, rooftop	Amorphous Si, rooftop	Enhanced Geothermal System (EGS)
50 x 2	80 x 2	0.02	0.01	3
-	-	-	-	-
Germany (D), Northsea coast	Denmark (DK), HornsRev	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Basel
2500	3750	850	850	7000
n.a.	n.a.	14.4 ^a	6.5 ^b	11.3
20	20	30	30	30

Tabelle 5.2: Liste von Energietechniken und ihre Hauptmerkmale; PSI für Axpo, Jahr 2030 (Bauer et al., 2008)

Energy source	Nuclear	Nuclear	Hard coal	Natural gas
Technology	European Pressurized Water Reactor (EPR), Generation III	European Pressurized Water Reactor (EPR), Generation III	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Combined Cycle (CC), base load
Capacity el. [Mw _{el}]	1500	1500	450	500
Capacity th. [Mw _{th}]	-	-	-	-
Location	Switzerland (CH), Beznau	France (F), Cattenom	Germany (D), Rostock	Switzerland (CH), Birr
Operating time [full load hours per year]	8000	8000	7000	8000
Efficiency electric [%]	33.8	33.8	51.5	63.0
Lifetime [a]	60	60	30	25
Energy source	Hydro power	Biogas	Synthetic Natural Gas (SNG)	Wind power
Technology	Reservoir	Combined Heat & Power (CHP)	Combined Heat & Power (CHP)	Onshore wind park, 4 turbines
Capacity el. [Mw _{el}]	53	0.2	0.2	4 x 2
Capacity th. [Mw _{th}]	-	0.15	0.21	-
Location	Switzerland (CH), Illanz/Panix	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Mt. Crosin
Operating time [full load hours per year]	2500	7500	4500	1500
Efficiency electric [%]	89.0	41.7	42.0	n.a.
Lifetime [a]	150	15	20	20

a) Effizienz der Zelle; Moduleffizienz ist 13,2 %.

b) Durchschnittliche Effizienz der Zelle über die Lebensspanne (inkl. Degradation)

Natural gas	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Hydro power
Combined Cycle (CC), mid load	Combined Cycle (CC), base load	Combined Heat & Power (CHP)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	Run-of-river
500	500	0.2	0.2	51
-	-	0.21	0.11	-
Switzerland (CH), Birr	Italy (I), Naples	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Wildegg-Brugg
4000	8000	4500	4500	5720
61.0	61.0	42.0	52.0	88.9
25	25	20	15	80
Wind power	Wind power	Photovoltaic	Photovoltaic	Geothermal
Onshore wind park, 50 turbines	Offshore wind park, 80 turbines	Multicrystalline Si panel, rooftop	Amorphous Si, rooftop	Enhanced Geothermal System (EGS)
50 x 4.5	80 x 20	0.02	0.01	36
-	-	-	-	-
Germany (D), Northsea coast	Denmark (DK), HornsRev	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Basel
2700	4000	850	850	7000
n.a.	n.a.	20.0 ^a	13.7 ^b	11.3
20	20	30	30	30

Tabelle 5.3: NEEDS Technologien für das Jahr 2050 (Schenler et al., 2008).

		1	2	3	4	5
		Nuclear Plants		Advanced Fossil		
		EPR	EFR	PC	PC-post CCS	PC-oxyfuel CCS
		European Pressurized Reactor	Sodium Fast Reactor (Gen IV Fast Breeder Reactor)	Pulverized Coal (PC) steam plant	Pulverized Coal (PC) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	Pulverized Coal (PC) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), oxyfuel combustion
Characteristics	Units					
Type of fuel		U235, 4.9 %	Mixed Oxide	hard coal	hard coal	hard coal
Electric efficiency	%	0.37	0.4	0.54	0.49	0.47
Electric generation capacity	MW	1590	1450	600	500	500
Load factor (expected hours/yr)	hours/year	7916	7889	7600	7600	7600
Annual generation (expected)	kWh/year	1.26E+10	1.14E+10	4.56E+09	3.80E+09	3.80E+09
Construction time	years	4.8	5.5	3	3	3
Capital cost (net present value)	€/kWe	1498	1900	983	1560	1560
Total capital cost (net present value)	M€	2383	2756	590	780	780
Plant life	years	60	40	35	35	35
Average cost of electricity	€cents/kWhe	3.01	2.68	2.96	3.94	4.00

		13	14	15	16	17
		GTCC	GTCC CCS	IC CHP	Fuel Cells	
					MCFC NG	MCFC wood gas
		Combined Cycle	Combined Cycle with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	IC engine cogeneration	Molten Carbonate Fuel Cells, natural gas	Molten Carbonate Fuel Cells, wood gas
Characteristics	Units					
Type of fuel		natural gas	natural gas	natural gas	natural gas	wood gas
Electric efficiency	%	0.65	0.61	0.44	0.5	0.5
Electric generation capacity	MW	1000	1000	0.2	0.25	0.25
Load factor (expected hours/yr)	hours/year	7200	7200	5000	5000	5000
Annual generation (expected)	kWh/year	7.20E+09	7.20E+09	1.00E+06	1.25E+06	1.25E+06
Construction time	years	3	3	1	0.83	0.83
Capital cost (net present value)	€/kWe	440	615	879	1544	1544
Total capital cost (net present value)	M€	440	615	0	0	0
Plant life	years	25	25	20	5	5
Average cost of electricity	€cents/kWhe	5.99	8.69	11.10	8.74	8.44

6	7	8	9	10	11	12
PL	PL-post CCS	PL-oxyfuel CCS	Integrated Gasification Combined Cycle			
Pulverized Lignite (PL) steam plant	Pulverized Lignite (PL) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	Pulverized Lignite (PL) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), oxyfuel combustion	IGCC coal	IGCC coal CCS	IGCC lig	IGCC lig CCS
			Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) with Carbon Capture & Storage (CCS)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) with Carbon Capture & Storage (CCS)
lignite	lignite	lignite	hard coal	hard coal	lignite	lignite
0.54	0.49	0.47	0.545	0.485	0.525	0.465
950	800	800	450	400	450	400
7760	7760	7760	7500	7500	7500	7500
7.37E+09	6.21E+09	6.21E+09	3.38E+09	3.00E+09	3.38E+09	3.00E+09
3	3	3	3	3	3	3
989	1560	1560	1209	1505	1209	1209
939	1248	1248	544	602	544	483
35	35	35	35	35	35	35
3.01	4.08	4.16	6.17	7.26	6.57	6.78

18	19	20	21	22	23	24	25	26
MCFC NG	SOFC NG	Biomass CHP		Solar				Wind
Molten Carbonate Fuel Cells, natural gas	Solid Oxide Fuel Cells (tubular, natural gas)	CHP poplar	CHP straw	PV-Si plant	PV-Si building	PV-CdTe building	Solar thermal	Wind-off-shore
		Steam turbine cogeneration, short rotation forestry poplar	Steam turbine cogeneration, agricultural waste wheat straw	PV, Monocrystalline Si, Plant Size	PV, Monocrystalline Si, Building Integrated	CdTe, Building Integrated	Concentrating solar thermal power plant	Wind
natural gas	natural gas	SRF poplar	waste straw	sun	sun	sun	sun	wind
0.55	0.58	0.3	0.3	0	0	0	0.185	0
2	0.3	9	9	46.6375	0.419738	0.839475	400	24
5000	5000	8000	8000	984	984	984	4518	4000
1.00E+07	1.50E+06	7.20E+07	7.20E+07	4.59E+07	4.13E+05	8.26E+05	1.81E+09	9.60E+07
0.83	0.83	2	2	2	0.5	0.5	3	2
1235	1030	2280	2280	848	927	927	3044	1130
2	0	21	21	40	0	1	1217	27
5	5	15	15	40	40	35	40	30
7.29	6.73	7.29	6.51	6.30	6.92	7.15	6.31	7.27

5.2.3 Kriterien und Indikatoren

Für die Beurteilung wurde das Drei-Säulen-Modell der Nachhaltigkeit herangezogen, das die Bereiche Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft abdeckt. Dieses Modell ermöglicht die praktische Operationalisierung des allgemeinen Konzepts der Nachhaltigkeit gemäss dem Brundtland-Bericht und den in Kapitel 5.1 erläuterten qualitativen Regeln.

Das PSI hat im Rahmen des NEEDS-Projekts mit Unterstützung seiner Partner (Hirschberg et al., 2008) einen umfassenden Katalog technologie-spezifischer Beurteilungskriterien und Indikatoren erarbeitet, der die ökologische, ökonomische und soziale Dimension der Nachhaltigkeit abdeckt. Ein Teil dieses Katalogs basiert auf Literaturrecherche-Ergebnissen und auf quantitativen Nachhaltigkeitsbeurteilungen früherer Projekte. Die sozialen Kriterien und Indikatoren wurden, unter Zugrundelegung der Pionierarbeit der Universität Stuttgart im Rahmen der Axpo-Studie (Roth et al., 2009), weiterentwickelt und angepasst (Renn et al., 2006).

Der Gesamtkatalog ermöglicht es, die wesentlichen Merkmale der Technologien zu erfassen und ihre Unterschiede herauszustellen. Grundsätzlich sties- sen die vorgeschlagenen Kriterien und Indikatoren, wie eine Umfrage (Burgherr et al., 2008) zeigt, unter den europäischen Interessenvertretern sowohl inhaltlich als auch hinsichtlich ihrer hierarchischen Struktur auf breite Zustimmung. Die Zahl der dazugehörigen Indikatoren beläuft sich auf 36, die sich wie folgt verteilen:

- 11 ökologische Indikatoren zur Abdeckung der Bereiche Energieressourcen und Bodenschätze, Klimawandel, Auswirkungen auf das Ökosystem bei normalem Betrieb bzw. im Falle eines schweren Unfalls, sowie spezielle chemische und mittel- sowie hochradioaktive Abfälle.
- 9 ökonomische Indikatoren wie zum Beispiel Auswirkungen für Kunden (Strompreis), die Gesamtwirtschaft (Beschäftigung, Stromerzeugungsaunomie) und Energieversorger (finanzielle Risiken, Betrieb).

- 16 soziale Indikatoren bezüglich Sicherheit/Zuverlässigkeit der Energieversorgung, politische Stabilität und Legitimität, sowohl expertenbasierte als auch wahrgenommene gesellschaftliche und individuelle Risiken (Normalbetrieb und Unfälle) als auch auf Ebene der subjektiven Wahrnehmung, terroristische Bedrohung und Wohnumfeldqualität (Landschaftsbild, Lärm).

Die Tabellen 5.4 bis 5.6 enthalten die Definitionen der für NEEDS angewendeten Kriterien und Indikatoren (Hirschberg et al., 2008).

In der Axpo-Studie (Roth et al., 2009) gab es insgesamt 75 Indikatoren: 11 ökologische, 33 soziale und 31 ökonomische. Die höhere Anzahl der Indikatoren ergab sich hauptsächlich aus der stärkeren Berücksichtigung von Energieversorger- und Standort-spezifischen Faktoren sowie operativen und makroökonomischen Aspekten.

Zu erwähnen ist, dass die Anzahl der Indikatoren für die jeweilige Nachhaltigkeitsdimension nichts über ihre relative Bedeutung aussagt. Erstens werden dem hier zugrunde gelegten Nachhaltigkeitsverständnis zufolge allen drei Dimensionen gleich viel Bedeutung beigemessen. Zweitens spiegelt die Anzahl der Indikatoren, dass es möglich ist, ökologische Indikatoren auf der Grundlage objektiver, den Naturwissenschaften entlehnter Methoden zu aggregieren. Eine solche Aggregation sozialer Indikatoren ist dagegen nur in wenigen Fällen möglich.

5.2.3 Quantifizierungsansätze

Um die Transparenz und systematische Nutzung der objektiven Wissensbasis zu verbessern, wurde am Paul Scherrer Institut (PSI) ein Bezugssystem für die systematische vergleichende Evaluation von Energiesystemen entwickelt. Dieses ermöglicht es, kritische Aspekte der technologischen Alternativen im Verhältnis zu den für politische Strategien als relevant betrachteten wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Dimensionen zu untersuchen. Wenngleich es Unterschiede bei Detaillierungsgrad, Umfang und Tiefe gibt, wurden die meisten Teile dieses Bezugssystems im Wesentlichen sowohl für die Axpo- als auch die NEEDS-Projekte verwendet (vgl. Abb. 5.1).

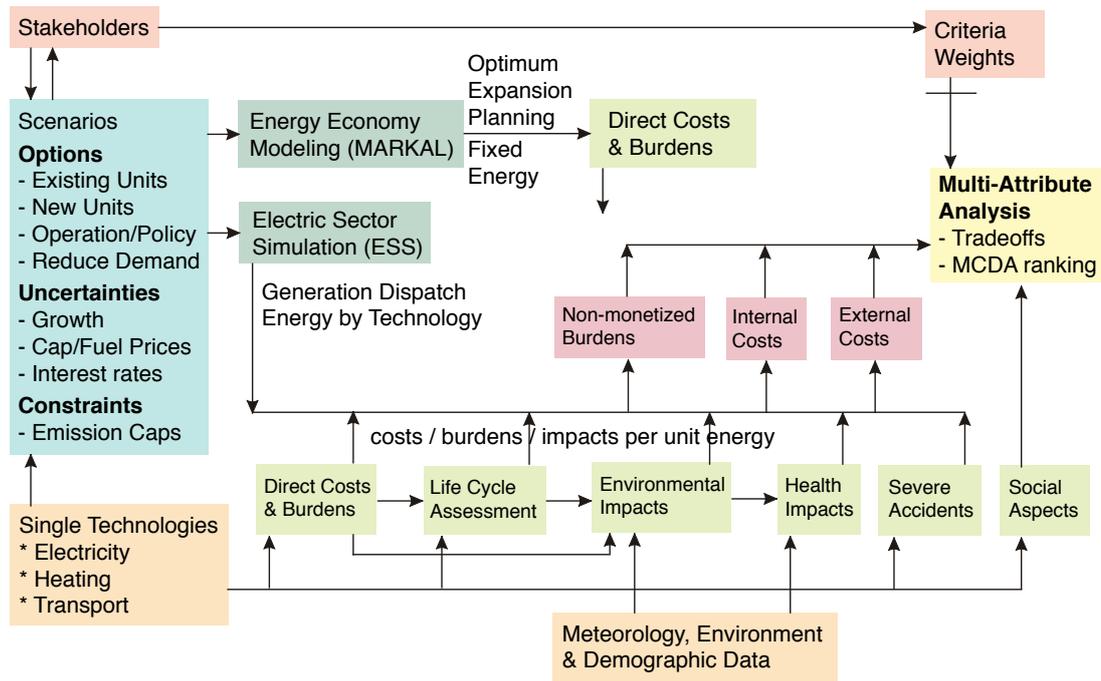


Abbildung 5.1: PSI-Bezugssystem für umfassende Energiesystemanalyse

Der interdisziplinäre Ansatz bezieht verschiedenste Forschungsgebiete ein, unter anderem die Lebenszyklus-Analyse (LCA), die Analyse von Umweltverträglichkeit und externen Kosten, Systemmodellierung und integrale Bewertung mithilfe der Gesamtkosten- und der Multi-Kriterien-Analyse (MCDA) unter Verwendung ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Indikatoren. Der integrale Ansatz ermöglicht umfassende Studien zum Vergleich von Energieoptionen für den Elektrizitäts-, Wärme- und Transportsektor. Die in diesem Kapitel aufgeführten quantitativen Indikatoren basieren hinsichtlich der Beurteilung von Energiesystemen, soweit möglich, auf einer systematischen, multidisziplinären Bottom-Up-Methode. Dies gilt insbesondere für die komplexen ökologischen Indikatoren. Der Gesamtansatz ist prozessorientiert, d.h. die betreffenden Technologien und ihre Merkmale werden explizit dargestellt. In den folgenden Unterkapiteln werden die wichtigsten angewandten Ansätze kurz erläutert.

Lebenszyklus-Analyse

Die Lebenszyklus-Analyse (LCA) wird zur Generierung von Indikatoren verwendet, welche die

Belastungen und Auswirkungen des Normalbetriebs auf Ökosysteme charakterisieren. Die LCA ist eine systematische Methode für die Erstellung von Energie- und Materialbilanzen der verschiedenen Energieketten. Sie verwendet eine für die Arten der im jeweiligen Prozess verwendeten Brennstoffe spezifische Prozesskettenanalyse und ermöglicht die vollständige Einbeziehung von Belastungen wie Emissionen, auch jenseits der Landesgrenzen. Bei der LCA werden nicht nur direkte Emissionen aus dem Bau, dem Betrieb und der Stilllegung von Kraftwerken, sondern auch Umweltlasten im Zusammenhang mit dem kompletten Lebenszyklus aller relevanten vor- und nachgelagerten Prozesse innerhalb der Energiekette berücksichtigt, darunter Exploration, Förderung, Aufarbeitung, Transport sowie Abfallbehandlung und -lagerung. Direkte Emissionen beinhalten unter anderem Ausstöße aus dem Betrieb von Kraftwerken, Minen und verarbeitenden Betrieben, Transportsystemen und Baumaschinen. Auch indirekte Emissionen, die aus der Materialherstellung – vom Energieinput bis hin zu allen Schritten der Kette – und aus der Infrastruktur stammen, sind abgedeckt.

Tabelle 5.4: Ökologische Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	Beschreibung	Einheit
UMWELT	Umweltrelevante Kriterien	
RESSOURCEN	Ressourcenverbrauch (nicht erneuerbar)	
Energie	Energieressourcenverbrauch im Laufe des gesamten Lebenszyklus	
Fossile Brennstoffe	Dieses Kriterium dient der Berechnung der Gesamtprimärenergie der für die Erzeugung von 1 kWh Strom verbrauchten fossilen Ressourcen. Dies beinhaltet den Gesamtverbrauch an Kohle, Erdgas und Rohöl für die jeweilige komplette Stromerzeugungstechnologiekette.	MJ/kWh
Uran	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der für die Erzeugung von 1 kWh Strom verbrauchten Primärenergie aus Uran-Ressourcen. Hierin enthalten ist der Gesamt-Uranverbrauch für die jeweilige komplette Stromerzeugungstechnologiekette.	MJ/kWh
Mineralische Rohstoffe	Verbrauch mineralischer Ressourcen im Laufe des gesamten Lebenszyklus	
Metallerz	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung des Verbrauchs bestimmter seltener Metalle für die Erzeugung von 1 kWh Strom. Der Verbrauch aller einzelnen Metalle wird in Antimon-Äquivalenten angegeben (basierend auf der Seltenheit des jeweiligen Erzes in Relation zu Antimon).	kg(Sb-eq.)/kWh
KLIMA	Potenzielle Auswirkungen auf das Klima	
CO ₂ -Emissionen	Dieses Kriterium beinhaltet die Gesamtmenge aller Treibhausgase, angegeben in kg CO ₂ -Äquivalent.	kg(CO ₂ -eq.)/kWh
ÖKOSYSTEME	Potenzielle Auswirkungen auf Ökosysteme	
Normalbetrieb	Auswirkungen auf das Ökosystem bei Normalbetrieb	
Biodiversität	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der durch die Landnutzung zur Erzeugung von 1 kWh Strom verursachten Artenverluste (Flora & Fauna). Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m ² *a/kWh

Ökotoxizität	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der zur Erzeugung von 1 kWh Strom verursachten Artenverluste (Flora & Fauna) aufgrund ökotoxischer Substanzen, die in die Luft, in Wasser und ins Erdreich gelangen. Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m ² *a/kWh
Luftverschmutzung	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der durch Übersäuerung und Eutrophierung verursachten Artenverluste (Flora & Fauna) pro erzeugter kWh Strom. Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m ² *a/kWh
Schwere Unfälle	Auswirkungen auf das Ökosystem im Falle eines schweren Unfalls	
Kohlenwasserstoffe	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung grosser, potenziell Ökosystem-schädigender Mengen (mind. 10 000 Tonnen) unbeabsichtigt austretender Kohlenwasserstoffe.	t/kWh
Bodenkontaminierung	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der Fläche, die bei einem Unfall durch die Freisetzung radioaktiver Isotope kontaminiert wird. Die kontaminierte Fläche wird mittels probabilistischer Sicherheitsanalyse (PSA) geschätzt. Hinweis: nur bei nuklearen Stromerzeugungstechnologieketten.	km ² /kWh
ABFALL	Potenzielle durch Abfälle verursachte Auswirkungen	
Chemische Abfälle	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der für die Erzeugung von 1 kWh Strom anfallenden Gesamtmenge von in Untertageponien gelagerten chemischen Abfällen. Die Dauer der Einlagerung wird dabei nicht berücksichtigt.	kg/kWh
Radioaktive Abfälle	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung des Volumens der für die Erzeugung von 1 kWh Strom anfallenden, in Untertageponien gelagerten mittel- und hochradioaktiven Abfälle. Die Dauer der Einlagerung wird dabei nicht berücksichtigt.	m ³ /kWh

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Tabelle 5.5: Ökonomische Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	Beschreibung	Einheit
WIRTSCHAFT	Wirtschaftsbezogene Kriterien	
KUNDEN	Wirtschaftliche Auswirkungen auf Kunden	
Erzeugungskosten	Dieses Kriterium gibt die durchschnittlichen Erzeugungskosten pro Kilowattstunde an (kWh). Es enthält die Investitionskosten des Werks, (Brennstoff), sowie Kosten für Betrieb und Wartung. Dabei handelt es sich nicht um den Endpreis.	€/MWh
GESELLSCHAFT	Wirtschaftliche Auswirkungen auf die Gesellschaft	
Direkte Arbeitsplätze	Das Kriterium gibt die Zahl der direkt mit dem Bau und dem Betrieb der Erzeugungstechnologie verbundenen Arbeit an, inklusive der mit der Förderung, der Gewinnung oder dem Transport von Brennstoffen (sofern zutreffend) verbundenen direkten Arbeit. Indirekte Arbeit ist nicht berücksichtigt. Gemessen in Personenjahre/GWh.	Personenjahre/GWh
Brennstoffautonomie	Die elektrische Leistung kann anfällig für Versorgungsunterbrechungen sein, wenn importierte Brennstoffe aufgrund wirtschaftlicher oder politischer Probleme im Zusammenhang mit der Energieressourcenverfügbarkeit nicht zur Verfügung stehen. Hierbei handelt es sich um ein expertenbasiertes Vulnerabilitäts-Mass.	Ordinal
VERSORGUNGSBETRIEB	Wirtschaftliche Auswirkungen auf Versorgungsunternehmen	
Finanzen	Finanzielle Auswirkungen auf Versorgungsunternehmen	
Finanzierungsrisiko	Versorgungsunternehmen können einem erheblichen Finanzierungsrisiko ausgesetzt sein, wenn die Gesamtkosten für neue Stromerzeugungsanlagen im Verhältnis zur Unternehmensgrösse sehr hoch sind. Möglicherweise ist es erforderlich, Partnerschaften mit anderen Versorgungsunternehmen zu schliessen oder Kapital über Finanzmärkte zu beschaffen.	€
Brennstoffsensitivität	Der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamterzeugungskosten kann bei Null liegen (Photovoltaik), gering (Kernkraft) oder auch hoch (Gasturbinen) sein. Er gibt somit an, wie empfindlich die Erzeugungskosten auf eine Brennstoffpreisänderung reagieren würden.	Faktor

Bauzeit	Sobald ein Versorgungsunternehmen mit dem Bau eines Werks begonnen hat, gerät es ins Blickfeld öffentlicher Opposition, was zu Verzögerungen und anderen Problemen führen kann. Dieser Indikator gibt die voraussichtliche Werkbauzeit in Jahren an. Planungs- und Genehmigungsphase sind nicht berücksichtigt.	Jahre
Betrieb	Faktoren im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technologie durch ein Versorgungsunternehmen.	
Grenzkosten	Erzeugungsunternehmen setzen ihre Werke in Abhängigkeit von ihren variablen Kosten in Betrieb, angefangen bei Grundlastwerken mit den geringsten Kosten bis hin zu solchen mit den höchsten Kosten zu Spitzenlastzeiten. Diese variablen Kosten sind die Kosten, die für das Betreiben des Werks anfallen.	€-Cents/kWh
Flexibilität	Versorgungsunternehmen benötigen Prognosen für die Stromerzeugung, die sie nicht steuern können (erneuerbare Ressourcen wie Wind und Sonne) und die erforderlichen Ein- und Abschaltzeiten für die von ihnen steuerbaren Werke. Dieser Indikator kombiniert diese beiden Planungsflexibilitäts-Masse anhand von Beurteilungen durch Experten.	Ordinal
Verfügbarkeit	Bei allen Technologien kann es aufgrund von Störungen der Anlagen (störungsbedingte Nichtverfügbarkeit) oder von Wartungsaktivitäten (nicht störungsbedingte oder geplante Nichtverfügbarkeit) zu Ausfällen von Werken oder teilweisen Ausfällen (Erzeugung weniger als 100%) kommen. Dieser Indikator gibt Aufschluss über den zeitlichen Anteil, den das Kraftwerk für die Stromerzeugung zur Verfügung steht.	Faktor

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Tabelle 5.6: Soziale Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	Beschreibung	Einheit
GESELLSCHAFT	Gesellschaftsbezogene Kriterien (Quellen: NEEDS Research Stream 2b Umfrage unter Gesellschaftsexperten. PSI-Risikodatenbank-basiertes quantitatives Risiko.)	
SICHERHEIT	Soziale Sicherheit	
Politische Kontinuität	Politische Kontinuität	
Sicherheit der Energieversorgung	Marktkonzentrierung von Energieversorgern im jeweiligen Primärenergiesektor, die zu ökonomischen oder politischen Umbrüchen führen könnten.	Ordinalskala
Einlagerung von Abfällen	Die Möglichkeit, dass nicht rechtzeitig Deponieeinrichtungen für die Einlagerung von Abfallstoffen aus dem gesamten Lebenszyklus zur Verfügung stehen.	Ordinalskala
Anpassungsfähigkeit	Technische Eigenschaften der jeweiligen Technologie, die ihren flexibeln Einsatz bei der Umsetzung technischer Fortschritte und Neuerungen ermöglichen.	Ordinalskala
POL. LEGITIMITÄT	Politische Legitimität	
Konflikt	Bezieht sich auf Konflikte, die sich historisch belegen lassen. Steht in Zusammenhang mit Eigenschaften konfliktauflösender Energiesysteme.	Ordinalskala
Partizipation	Bestimmte Arten von Technologien erfordern öffentliche, partizipative Entscheidungsfindungsprozesse, insbesondere hinsichtlich der Bau- und Betriebsgenehmigungen.	Ordinalskala
RISIKO	Risiko	
Normales Risiko	Normales Betriebsrisiko	
Mortalität	Aufgrund des Normalbetriebs verlorene Lebensjahre durch vorzeitigen Tod in der Gesamtbevölkerung (Years of life lost, YOLL) im Vergleich zu einem Zustand ohne die entsprechende Technologie.	YOLL/kWh

Morbidität	Behinderungsbereinigte Lebensjahre (Disability adjusted life years, DALY) der Gesamtbevölkerung aufgrund des Normalbetriebs im Vergleich zu einem Zustand ohne die entsprechende Technologie.	DALY/kWh
Schwere Unfälle	Risiko schwerer Unfälle (Quelle: NEEDS Research Stream 2b für Daten zu schweren Unfällen)	
Unfallmortalität	Anzahl der pro kWh Strom erwarteten Todesfälle bei schweren Unfällen mit fünf oder mehr Toten pro Unfall.	Todesfälle/kWh
Maximale Todesfälle	Basiert auf der angemessenen glaubwürdigen Höchstzahl von Todesfällen für einen einzelnen Unfall für eine Stromerzeugungstechnologiekette.	Todesf./Unfall
Wahrgenommenes Risiko	Wahrgenommenes Risiko	
Normalbetrieb	Angst der Bürger/-innen vor Gesundheitsschäden bei Normalbetrieb der Stromerzeugungstechnologie.	Ordinalskala
Wahrgenommene Unf.	Wahrnehmung der Bürger/-innen von Risikoeigenschaften, der persönlichen Kontrolle darüber, Umfang möglicher Schäden sowie ihre Vertrautheit mit dem Risiko.	Ordinalskala
Terrorismus	Gefahr durch Terrorismus	
Terroristisches Potenzial	Möglichkeit eines erfolgreichen terroristischen Anschlags auf eine Technologie. Basiert auf ihre Vulnerabilität, möglichen Schäden und der öffentlichen Risikowahrnehmung.	Ordinalskala
Terroristische Auswirkungen	Mögliche maximale Folgen eines erfolgreichen terroristischen Anschlags. Speziell für unwahrscheinliche Unfälle mit weitreichenden Folgen.	Erw. Todesfälle
Proliferation	Potenzial für den Missbrauch von Technologien oder Substanzen aus der Kernenergieerzeugungstechnologiekette.	Ordinalskala
WOHNUMGEBUNG	Qualität der Wohnumgebung	
Landschaft	Funktionale und ästhetische Auswirkungen der gesamten Technologie und Brennstoffkette auf die Landschaft. Hinweis: Verkehr ausgeschlossen.	Ordinalskala
Lärm	Dieses Kriterium basiert auf dem durch das Kraftwerk und den Materialtransport für das Lager verursachten Lärmaufkommen.	Ordinalskala

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Als Hintergrunddatenbank wird die ecoinvent-Datenbank herangezogen (www.ecoinvent.ch). Ecoinvent ist die weltweit umfangreichste zentralisierte, webbasierte Datenbank für Lebenszyklus-Analysen (LCA), die vom Schweizer Zentrum für Ökoinventare (EMPA, EPFL, ETHZ, FAL, PSI) entwickelt und implementiert und von verschiedenen Schweizer Bundesämtern unterstützt wurde.

Wirkungspfadansatz

Die LCA berücksichtigt keine standortspezifischen Abhängigkeiten. Die Quantifizierung von Gesundheits- und Umweltschäden, die auf Luftverschmutzung aus Energieketten zurückzuführen sind, basiert auf dem innerhalb der ExternE-Reihe entwickelten modernen Wirkungspfadansatz (Impact Pathway Approach/IPA) (Friedrich et al., 2004; Rabl und Spadaro, 2005).

Der IPA umfasst vier Schritte: 1. Abschätzung der Emissionen, 2. Abschätzung der Änderungen in der Konzentration von Schadstoffen, 3. Beurteilung der Wirkung auf Rezeptoren wie Menschen, Tiere, Pflanzen etc. und 4. Bewertung: Für die Bewertung der Wirkungen werden bei der Externkosten-Methode monetäre Werte verwendet. Der IPA wurde für die Referenzkraftwerk-Technologien an bestimmten, hauptsächlich in der Schweiz angesiedelten Standorten angewandt. Für die damit verbundenen Brennstoffkreisläufe werden Faktoren regionaler Schäden herangezogen.

Bewertung des Risikos eines schweren Unfalls

Die Risikoanalyse für schwere Unfälle deckt, sofern anwendbar, die kompletten Energieketten ab. Mit Ausnahme der Kernenergie stützt sich die Bewertung hauptsächlich auf zurückliegende Erfahrungen mit Unfällen unter Heranziehung der vom PSI entwickelten ENSAD (Energy-related Severe Accident Database). ENSAD ist die weltweit grösste und detaillierteste Datenbank zu schweren Unfällen im Energiebereich (Hirschberg et al., 2004, Burgherr und Hirschberg, 2008).

Die meisten Unfallindikatoren für heutige Technologien stammen aus ENSAD, wobei Anpassungen zur

Berücksichtigung der Effizienz der Referenztechnologien und Eigenschaften der entsprechenden Energieketten vorgenommen wurden. Bei den erneuerbaren Energien beruhen die Unfallrisikoabschätzungen mit Ausnahme der Staudämme teilweise auf der Literatur und teilweise auf eigenen Schätzungen. Die Schätzungen für die Jahre 2030 und 2050 werden von einer Trendanalyse der historischen Daten und Extrapolation in die Zukunft gestützt.

Die Abschätzung der Folgen hypothetischer wasserstoffbezogener Unfälle berücksichtigt standortspezifische Faktoren unter Verwendung einer Formel, die auf von zurückliegenden Erfahrungen mit Dammunfällen abgeleiteten Parametern basiert. Für hypothetische Nuklearunfälle wird die probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) herangezogen, die auf in der Literatur veröffentlichten (und gegebenenfalls an die spezifischen Designs angepassten) Quelltermen und einen vereinfachten, zu einem früheren Zeitpunkt (Hirschberg et al., 2003) veröffentlichten Folgenabschätzungs-Ansatz aufbaut.

Weitere angewandte Ansätze

Wirtschaftliche Indikatoren stützen sich auf umfassende Literaturstudien, ein Net Present Value Model, Input aus der Industrie und, sofern angemessen, auf Expertenmeinungen. Die meisten der gesellschaftlichen Indikatoren wurden anhand einer Umfrage unter Experten in den Bereichen Energietechnologien, Nachhaltigkeit, Energiepolitik und Risikoanalyse quantifiziert. Diese Erhebung beinhaltete auch eine abschliessende Delphi-Befragung der Experten.

5.2.4 Beispiele für messbare Indikatoren

Die hier aufgeführten Beispiele für ausgewählte ökologische, wirtschaftliche und soziale Indikatoren beziehen sich auf eine Reihe ausgewählter Technologien. Die Ergebnisse stammen aus dem Energie-Spiegel Nr. 20 (Hirschberg et al., 2010) und stützen sich auf die NEEDS- und Axpo-Projekte mit adäquaten, die jüngsten Entwicklungen widerspiegelnden Modifikationen. «Heute» bezieht sich in allen Abbildungen auf den Stand der Technologien um das Jahr 2005.

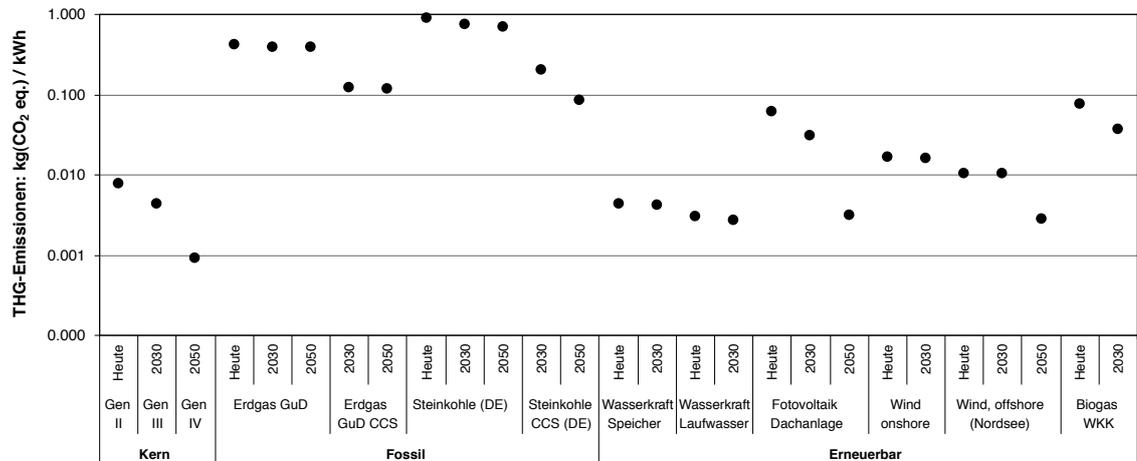


Abbildung 5.2: Treibhausgasemissionen von ausgewählten Technologien (Hirschberg et al., 2010).

Die erneuerbaren Energien und die Kernenergie erzeugen Treibhausgasemissionen, die eine bis zwei Größenordnungen tiefer liegen als bei fossilen Technologien ohne CCS (vgl. Abb. 5.2). CCS hat das Potenzial, die Emissionen um bis zu einer Größenordnung zu reduzieren.

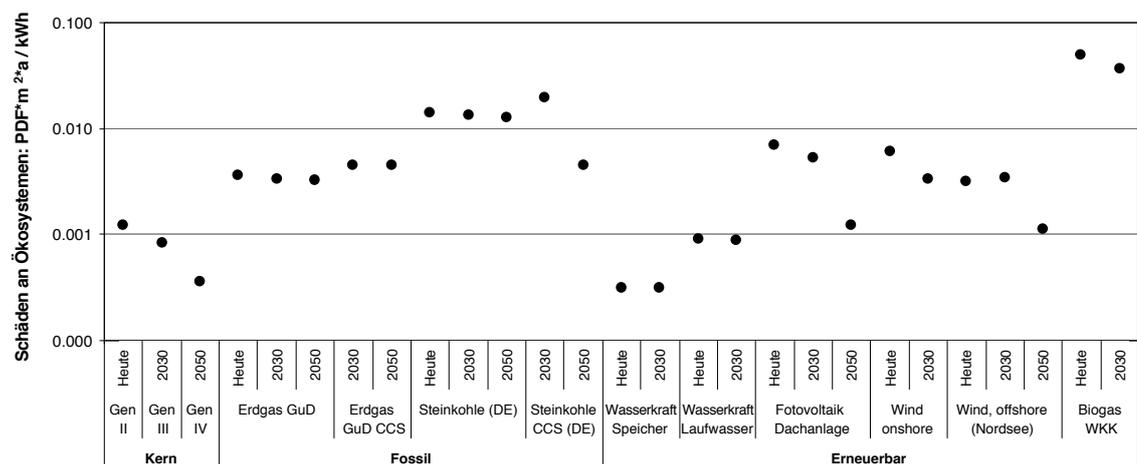


Abbildung 5.3: Schäden an Ökosystemen von ausgewählten Technologien: «Potentially Damaged Fraction» (PDF) von Arten quantifiziert den Artenverlust (Flora und Fauna) aufgrund von Landverbrauch, in die Luft abgegebene ökotoxische Substanzen, Wasser und Boden, sowie Versauerung und Eutrophierung (Hirschberg et al., 2010).

Die Schäden an Ökosysteme sind bei Biogasanlagen am höchsten, gefolgt von Kohlekraftwerken (vgl. Abb. 5.3). Die Wasserkraft aus Speicherseen bewirkt die geringsten Schäden.

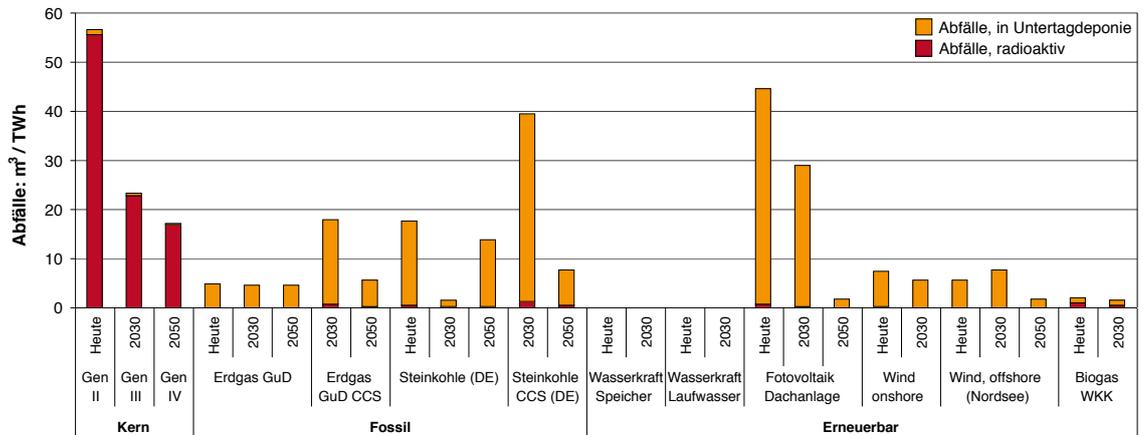


Abbildung 5.4: Mittel- und hochradioaktive Abfälle sowie Chemieabfälle, die in Untertagedeponien gelagert werden (Hirschberg et al., 2010).

Die Kernenergie produziert naturgemäss am meisten radioaktive Abfälle. Die meisten nicht-radioaktiven Sonderabfälle fallen bei Photovoltaik an. Es wird jedoch erwartet, dass diese Abfallmengen in Zukunft stark reduziert werden können (vgl. Abb. 5.4). Die Wasserkraft produziert am wenigsten Abfälle.

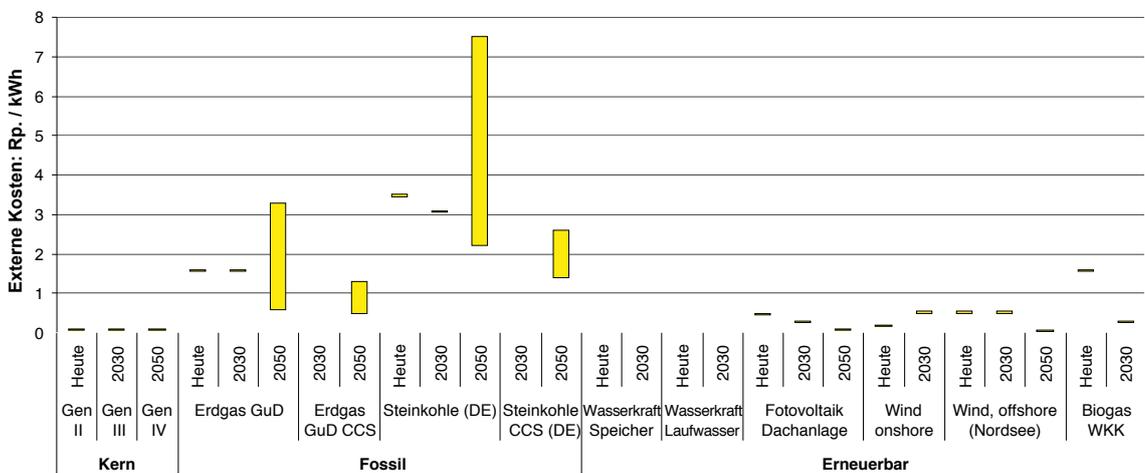


Abbildung 5.5: Externe Umweltkosten von ausgewählten Technologien, vor allem betreffend Klimagasen und Luftverschmutzung (Hirschberg et al., 2010). Externe Kosten von Kernenergie werden kontrovers betrachtet, da einige Stakeholder deren Relevanz in Frage stellen. Dies, weil sich in den Kosten Aspekten wie Risikowahrnehmung und -aversion nicht widerspiegeln.

Kohlekraftwerke verursachen die höchsten externen Kosten (aufgrund der Treibhausgasemissionen) (vgl. Abb. 5.5). Die Reduktion der Umweltkosten bei Biogas ist darauf zurückzuführen, dass dank technologischen Entwicklungen viel tiefere NO_x -Emissionen entstehen werden. Die externen Kosten der Kernenergie werden in Abschnitt 5.2.5 kommentiert.

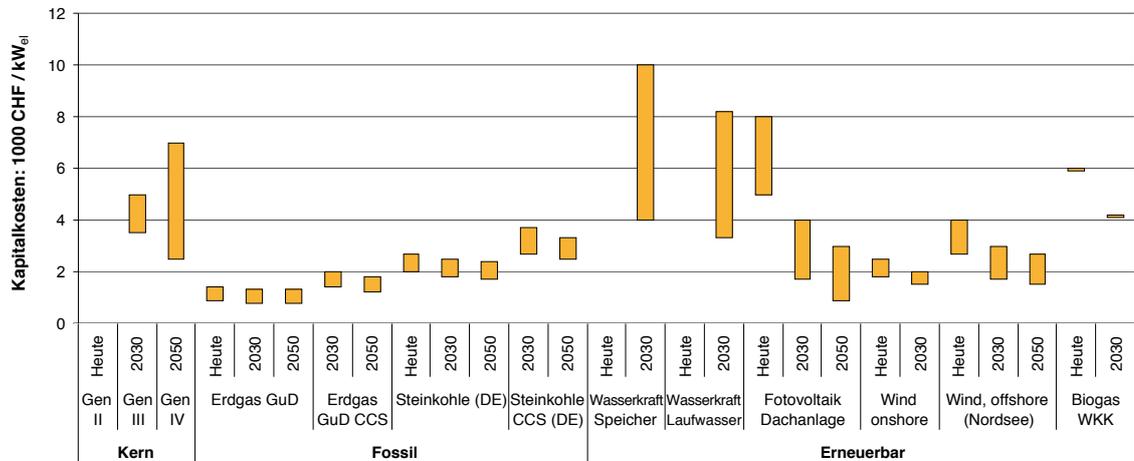


Abbildung 5.6: Kapitalkosten von ausgewählten Technologien. Historische Kapitalkosten von Kern- und Wasserkraftwerken, die heute in der Schweiz in Betrieb sind, werden nicht gezeigt (Hirschberg et al., 2010).

Die grösste Reduktion der Kapitalkosten wird bei der Photovoltaik erwartet (vgl. Abb. 5.6). Die Kapitalkosten für Kernenergie, Photovoltaik und Wasserkraft beinhalten die grössten Unsicherheiten, wenn auch unterschiedlicher Art. Während für Kernenergie die Umstände bei der Umsetzung entscheidend sind, hängen die Unsicherheiten bei der Wasserkraft zum grössten Teil von Merkmalen der Anlage ab und bei Photovoltaik in der erfolgreichen Umsetzung möglicher Verbesserungen.

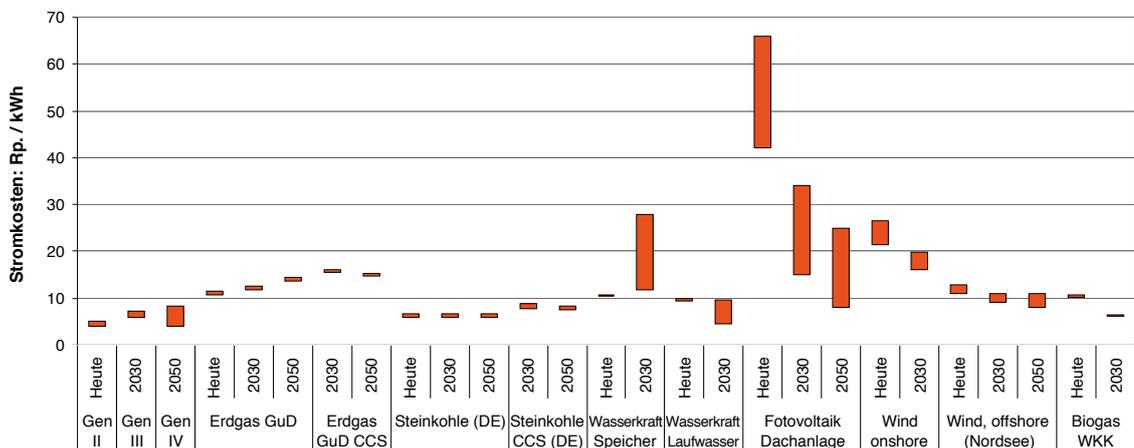


Abbildung 5.7: Stromkosten von ausgewählten Technologien; Zins 6 % (Hirschberg et al., 2010).

In den aktuellen Stromgestehungskosten der Kernenergie und Wasserkraft widerspiegelt sich der Umstand, dass die Kapitalkosten teilweise schon amortisiert sind (vgl. Abb. 5.7). Reduktionen in Kapitalkosten und ihre Unsicherheiten zeigen sich in den Produktionskosten. Da Kapitalkosten die Kosten bei Photovoltaik und künftiger Wasserkraft dominieren, sind die Unsicherheiten in den Produktionskosten bei diesen Technologien am höchsten. Unsicherheiten bei der Entwicklung der Treibstoffpreise wurden nicht berücksichtigt.

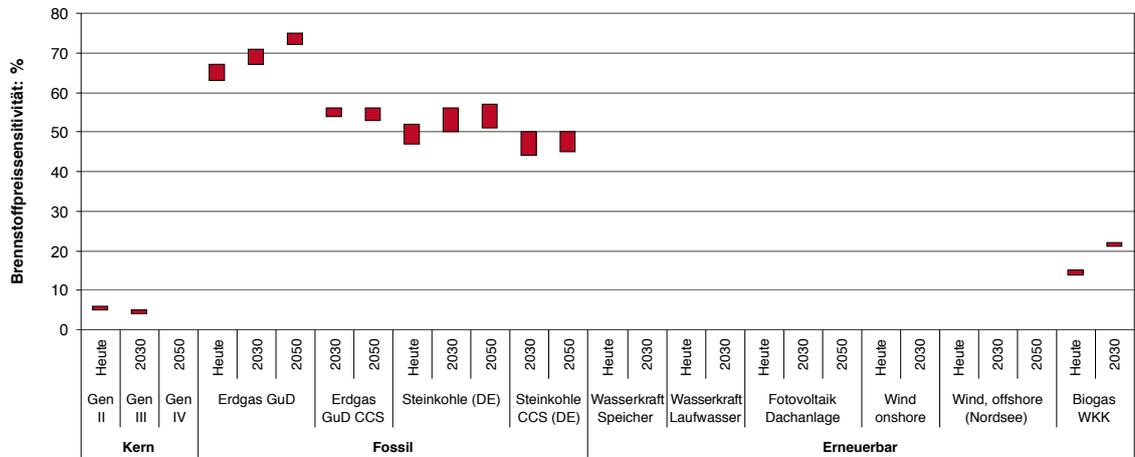


Abbildung 5.8: Brennstoffpreissensitivität (Hirschberg et al., 2010)

Fossile Technologien, vor allem Combined Cycle Gas, zeigen eine sehr hohe Brennstoffpreissensitivität (vgl. Abb. 5.8). Bei der Kernenergie ist diese Sensitivität bei schnellen Brütern sehr gering oder vernachlässigbar. Erneuerbare Energien – mit der Ausnahme von Biomasse – sind praktisch unabhängig von Brennstoffpreisen.

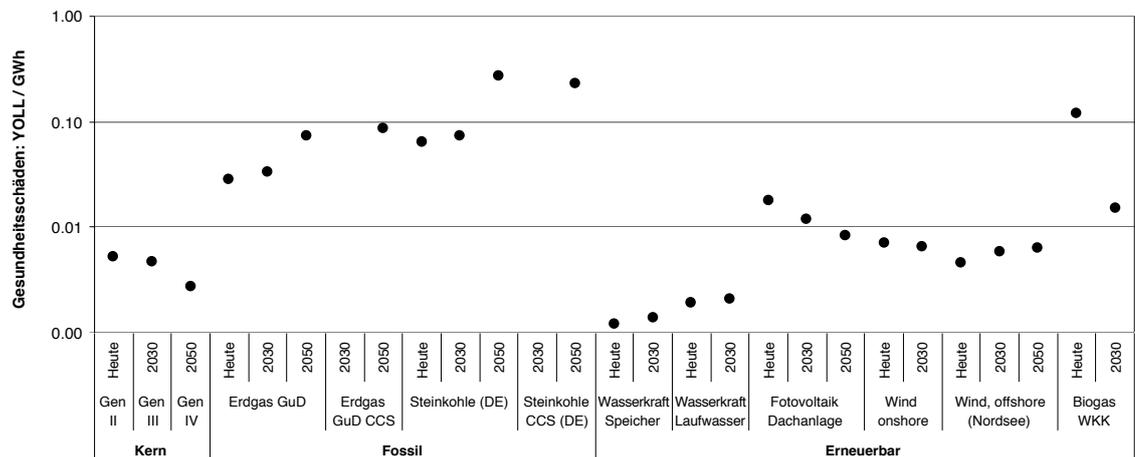


Abbildung 5.9: Gesundheitsschäden bei Normalbetrieb ausgedrückt als Verlust an Lebensjahren pro GWh (Hirschberg et al., 2010).

Wasserkraft bewirkt die geringsten Gesundheitsschäden, gefolgt von Kernenergie und Windenergie (vgl. Abb. 5.9). Kohle und momentan auch Biogas haben die grössten geschätzten Gesundheitsschäden. Im Fall von Biogas besteht ein grosses Reduktionspotenzial.

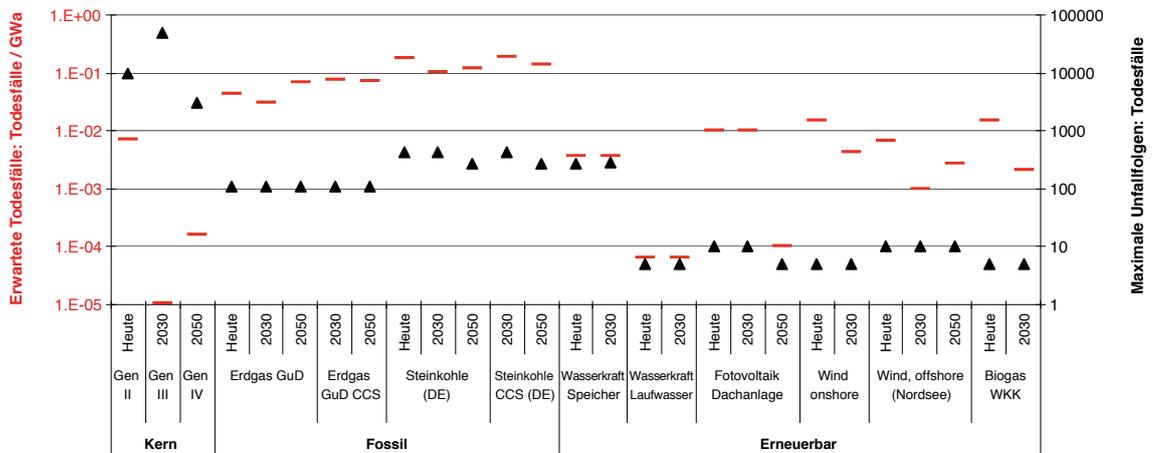


Abbildung 5.10: Erwartete Todesfälle aufgrund von schweren Unfällen und maximale Konsequenzen pro Unfall (Hirschberg et al., 2010).

Das grösste Unfallrisiko haben fossile Technologien (vgl. Abb. 5.10). Neue Kernenergiotechnologien (GEN III) führen zu einer markanten Reduktion des aktuellen Risikoniveaus. Allerdings hat Kernenergie auch die höchsten denkbaren Konsequenzen im Falle eines Unfalls, was zu einem hohen Niveau an Risikoaversion führt. Es gilt anzumerken, dass für Wasserkraft aus Speicherseen Resultate für ein reales 50-MW-Kraftwerk mit geringer Population flussabwärts gezeigt werden. Grosse Wasserkraftwerke haben – abhängig von ihrem Standort – das Potenzial für Unfälle mit schwerwiegenden Folgen (mit 10 000 Todesfällen und mehr), jedoch ohne eine langjährige Kontamination des Landes zu bewirken. Letzteres betrifft nur die Kernenergie. Bei schweren nuklearen Unfällen müssen deshalb ganze Bevölkerungsteile nicht nur kurzfristig evakuiert, sondern langfristig umgesiedelt werden.

5.2.5 Aggregation – Beurteilung des Gesamt-Nachhaltigkeitsindex

Eine Aggregation aller Aspekte kann basierend auf dem Gesamtkosten-Ansatz (interne plus externe Kosten) durchgeführt werden oder anhand einer Multi-Kriterien-Analyse (MCDA).

Als «extern» werden jene Kosten bezeichnet, die nicht vom Verursacher, sondern von der Allgemeinheit getragen werden. Sie beinhalten die Kosten von Gesundheitsschäden, die durch Luftverschmutzung entstehen. Schäden dieser Art werden monetarisiert, d.h. in Geldbeträgen gemessen oder umgerechnet, und beinhalten auch Kosten, die in Zukunft durch den Klimawandel entstehen. Diese Kosten sind heute sehr unsicher und können über einen grossen Bereich schwanken. Weitere Aspekte sind durch Luftverschmutzung verringerte Ernteerträge und Schäden an Gebäuden.

Nicht alle Faktoren, die bei der Beurteilung einer Technologie eine Rolle spielen, werden in Franken und Rappen gemessen: Dies ist vor allem bei subjektiven Aspekten wie wahrgenommenen Risiken oder Störungen im Landschaftsbild umstritten.

Externe Kosten sind trotz dieser Einschränkungen für Kosten-Nutzen Analysen sehr wertvoll. Die Gesamtkosten setzen sich aus Produktions- (oder internen) und externen Kosten der Elektrizität zusammen und werden manchmal auch als Mass für die Nachhaltigkeit verwendet, was allerdings umstritten ist, da die soziale Dimension nur zum Teil repräsentiert ist. Nicht monetarisierte Aspekte sind naturgemäss nicht berücksichtigt. Abbildung 5.11 zeigt die Gesamtkosten von Technologien auf Basis der zuvor gezeigten Schätzungen von internen und externen Kosten.

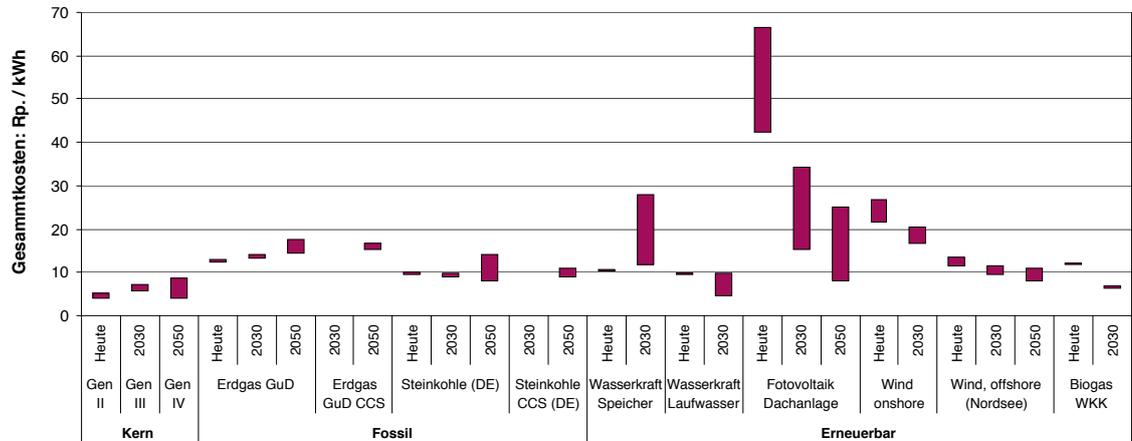


Abbildung 5.11: Gesamtkosten ausgewählter Technologien.

Kernenergie weist die niedrigsten Gesamtkosten auf, unterliegt aber folgenden (bereits zuvor erwähnten) Einschränkungen: Die heutigen internen Kosten basieren auf teilweise amortisierten Investitionskosten (dies gilt auch für Wasserkraft). Bei den zukünftigen internen Kosten wird angenommen, dass die Projekte ohne Verzögerungen umgesetzt werden können. Und schliesslich werden bei den externen Kosten Aspekte, die schwer oder nicht sinnvoll monetarisiert werden können, nicht berücksichtigt. Dazu gehören beispielsweise Fragen der Risikowahrnehmung und -aversion. Die Unsicherheiten bei der Beurteilung der Gesamtkosten fossiler Technologien hängen in erster Linie mit der Beurteilung der Schäden durch die globale Erwärmung zusammen. Auch die mit den zukünftigen Brennstoffkosten verbundenen Unsicherheiten sind nicht enthalten; sie können dominant sein. Bei der Photovoltaik wiederum ist die Entwicklung der Investitionskosten sehr unsicher.

Mithilfe der MCDA können Aspekte der subjektiven gesellschaftlichen Akzeptanz widerspiegelt werden. Der Ansatz stützt sich auf die in Abb. 5.12 gezeigten Schritte. Zunächst müssen die zu vergleichenden Technologien definiert werden. Anschliessend werden Indikatoren festgelegt, die alle drei Bereiche des Drei-Säulen-Modells abdecken und die für jede einzelne Technologie gemessen werden können (vgl. Tab. 5.4 bis 5.6). Diese Einzelindikatoren können bereits für einen Vergleich der Technologien verwendet werden. Auf dieser Grundlage kann ein einzelner, umfassender Index-Wert berechnet werden. Dieser Index (oder Rang) gibt Aufschluss darüber, wie nachhaltig die einzelnen Technologien im Vergleich zueinander sind. Bei der Berechnung des Gesamtindex werden die Indikatoren jeweils einzeln auf der Basis der jeweiligen Präferenzen des Anwenders gewichtet. Die Ergebnisse für den Nachhaltigkeitsindex fallen je nach Gewichtung des Indikators

unterschiedlich aus, sodass es keine «richtigen» oder «falschen» Ergebnisse gibt.

Abb. 5.13 zeigt die von den jeweiligen europäischen NEEDS-Projektbeteiligten beigemessene durchschnittliche Indikatorenengewichtung.

Abb. 5.14 zeigt eine auf allen Antworten von Akteuren basierende Ergebnisübersicht gemäss Erhebung im Rahmen des NEEDS-Projekts, zusammen mit den Gesamtkosten (Schenler et al., 2009).

Während beim im NEEDS-Projekt angewandten Konzept der externen Kosten die Nuklearenergie die niedrigsten Gesamtkosten aufweist, belegt sie beim MCDA-Ranking tendenziell einen schlechteren Rang. Dies ist hauptsächlich auf die Berücksichtigung einer Reihe von sozialen Aspekten zurückzuführen, die sich nicht in externen Kosten niederschlagen. So rangiert die Nuklearenergie im MCDA-Ranking zumeist auf niedrigeren Rängen als die erneuerbaren Energien, die von einer stark

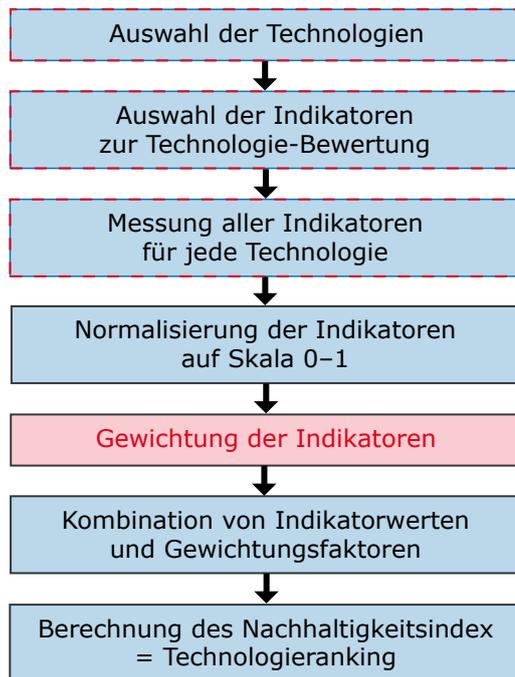


Abbildung 5.12: Schema für den Ablauf der Multi-Kriterien-Analyse (subjektive Elemente in rot, objektive Schritte in blau).

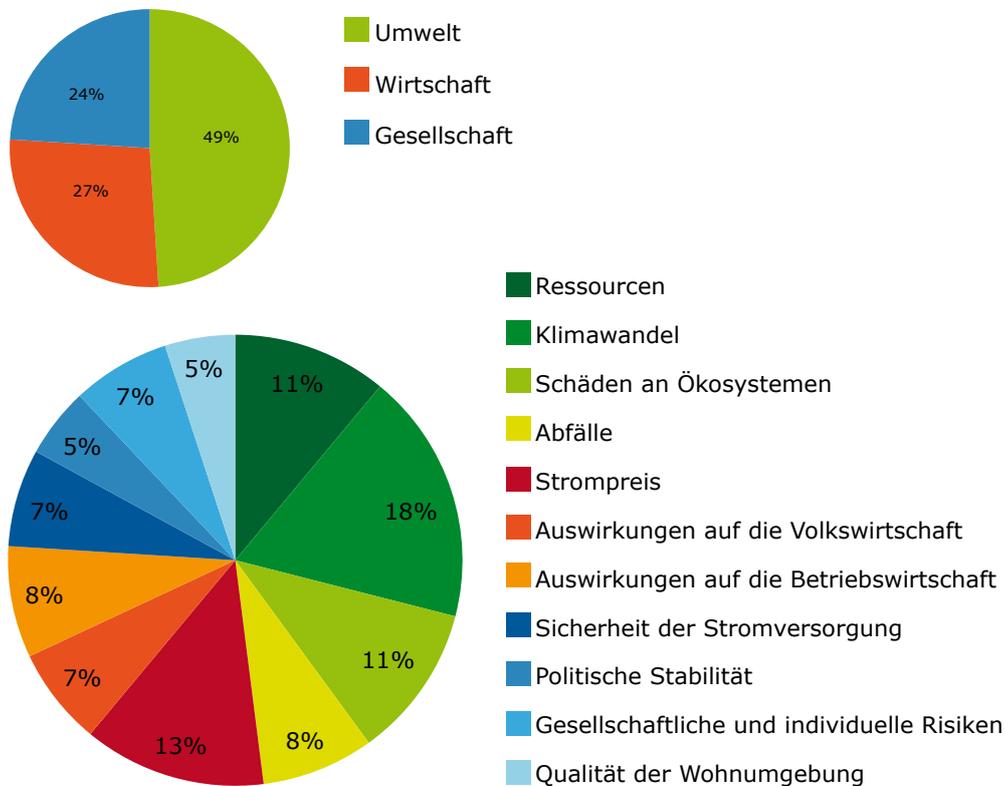


Abbildung 5.13: Durchschnittliche Indikatorengewichtung zur Technologiebewertung, ermittelt im Rahmen einer Online-Befragung von Akteuren im europäischen Energiesektor (nicht repräsentativ für den Bevölkerungsschnitt). (Schenler et al., 2009)

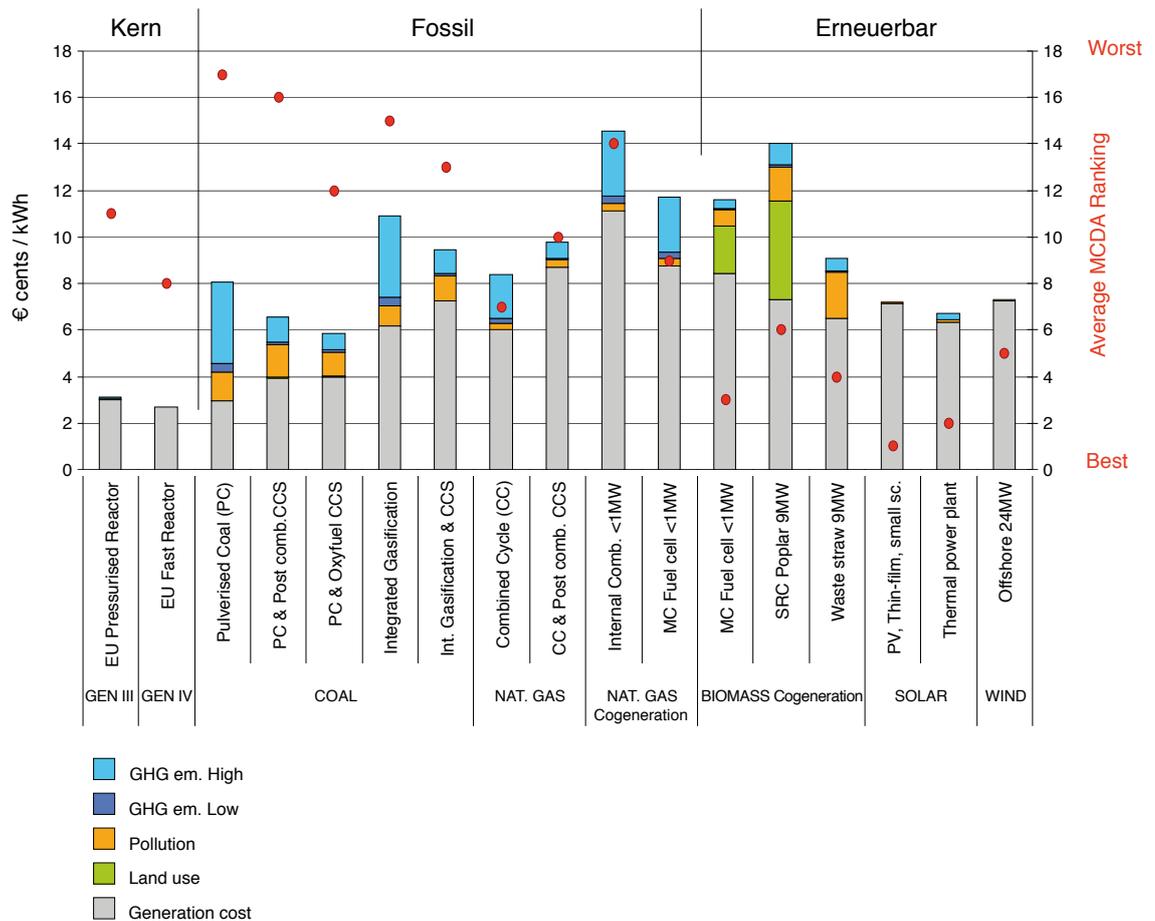


Abbildung 5.14: Durchschnittliches MCDA-Ranking (die roten Punkte) zukünftiger Technologien (2050) im Vergleich zu den Gesamtkosten. (Schenler et al., 2009) Die Grafik zeigt eine Auswahl der 26 bewerteten Systeme GHG (Treibhausgasemissionen) hohe (high)/niedrige (low) geschätzte Schadenskosten durch den Klimawandel. CCS: CO₂-Abscheidung und Speicherung; MC: Schmelzkarbonat; PV: Photovoltaik.

verbesserten Wirtschaftlichkeit profitieren. Kohle-technologien weisen meistens geringere Gesamtkosten auf als Erdgas. Andererseits schneidet Kohle beim MCDA-Ranking schlechter ab als zentrale Ergasoptionen, die im Mittelfeld liegen, ungefähr auf gleicher Höhe wie nukleare Technologien. Die CCS-Leistungen sind unterschiedlich.

Die einzelnen Präferenzprofile haben einen entscheidenden Einfluss auf das MCDA-Ranking der Technologien. Bei einer gleichen Gewichtung von Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft und einer stärkeren Gewichtung von Klimaschutz und Ökosystemen, Minimierung objektiver Risiken und Erschwinglichkeit für Kunden rangieren nukleare Technologien unter den obersten Plätzen.

Eine stärkere Gewichtung von Faktoren wie radioaktive Abfälle, Bodenkontaminierung aufgrund hypothetischer Unfälle, Risikoaversion und Wahrnehmung, terroristischer Bedrohung und Konfliktpotenzial hingegen bewirkt eine Veränderung des Rankings zum Nachteil der Nuklearenergie. Dies unterstreicht die Notwendigkeit weiterer technologischer Entwicklungen zur Abschwächung der negativen Einflüsse dieser Aspekte.

Die Platzierung fossiler Technologien hängt in hohem Masse davon ab, wie stark die ökologische Leistung gewichtet wird, die, relativ gesehen, weiterhin eine Schwäche darstellt, für Kohle mehr noch als für Gas. Die Erneuerbaren zeigen aufgrund der stark verbesserten Wirtschaftlichkeit grösstenteils

eine stabile, sehr gute Leistung hinsichtlich der verhältnismässig niedrigen Empfindlichkeit gegenüber Änderungen in den Präferenzprofilen.

Es ist anzumerken, dass sich die obigen Ergebnisse auf zumeist evolutionäre wie auch manche revolutionäre Technologien der fernerer Zukunft (Jahr 2050) beziehen. Die im Rahmen des Axpo-Projekts für aktuelle und zukünftige (Jahr 2030) Technologien gewonnenen Resultate (Roth et al., 2009) weisen ähnliche Muster auf, jedoch mit Abstrichen bei Photovoltaik, hauptsächlich aufgrund der weniger beträchtlichen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu der vom NEEDS-Projekt angenommenen Entwicklung. Staudämme und Laufwasserkraftwerke, die beim NEEDS-Projekt als voll ausgereifte Technologien eingestuft und somit nicht analysiert wurden, zeigten im Axpo-Projekt fast durchgängig Bestleistungen.

5.2.6 Vor- und Nachteile der Indikator-gestützten Analyse

Der wichtigste Vorteil der Einzelindikatoren besteht darin, dass sie ein differenziertes Bild der Leistung der verschiedenen technologischen Optionen hinsichtlich verschiedener Kriterien liefern. Dies ermöglicht es Akteuren und Entscheidungsträgern, die Stärken und Schwächen dieser Optionen zu verstehen. Der Hauptnachteil betrifft einige der weichen sozialen Indikatoren, die von Natur aus subjektiv sind und somit weniger stabil als naturwissenschaftlich gestützte Indikatoren.

Die auf den Gesamtkosten basierende Aggregation der Indikatoren ist äusserst nützlich für die Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen. Dennoch hat dieser Ansatz den Nachteil, soziale Aspekte nur eingeschränkt zu berücksichtigen. Diese können entweder nur schwer oder nicht sinnvoll monetarisiert werden oder aber weisen niedrige monetäre Werte auf, sind für die Bevölkerung aber von grosser Wichtigkeit.

Der MCDA-Ansatz ermöglicht eine transparente Berücksichtigung eines breiten Spektrums an ökologischen, wirtschaftlichen und sozialen Aspekten. Sie können als Basis für fundierte Entscheidungsfindungen und als Leitfaden für Diskussionen und

partizipative Prozesse herangezogen werden. Dennoch liefert die MCDA kein definitives Ranking der Technologien, vielmehr veranschaulicht sie die Sensitivität des Rankings gegenüber subjektiven Präferenzen der verschiedenen einzelnen Akteure oder Interessengruppen.

Die hier präsentierte Anwendung berücksichtigt lediglich einzelne Technologien. Das Potenzial spezifischer Optionen und deren Fähigkeit, Elektrizität auf Abruf zu liefern, wurden nicht berücksichtigt. Es ist also notwendig, das gesamte Stromversorgungssystem im Hinblick auf realistische alternative Technologiemixe zu untersuchen. Dies ist in vollem Umfang umsetzbar und erfolgte vor kurzem durch das PSI (Eckle et al., 2011) im Rahmen des EU-Projekts SECURE für internationale Stromversorgungsszenarien. Die nächste erforderliche Ausweitung ist die Einbindung des Stromnetzes in die Analyse.

5.2.7 Schlussfolgerungen

Aus den jüngsten Beurteilungen der verschiedenen Technologien lassen sich ziemlich klare Muster erkennen:

- **Ökologische Aspekte:** Die externen Gesamtkosten sind bei Wasserkraft, Kernkraft und Windenergie am niedrigsten. Diese Energiequellen weisen hinsichtlich der ökonomischen Kriterien sehr gute Leistungen auf. Die Nuklearenergie ist jedoch wegen der Produktion radioaktiver Abfälle und hypothetischer Unfälle umstritten; die hiermit verbundenen Risikoaversions- und Wahrnehmungsaspekte manifestieren sich nicht durch die externen Kosten, sondern beeinträchtigen in hohem Masse die Akzeptanz gegenüber der Kernkraft (soziale Dimension). Die diesen Aspekten beigemessene Wichtigkeit hängt von den individuellen Präferenzen ab.
- **Ökonomische Aspekte:** Aus Sicht der Kunden und unter schweizerischen Bedingungen bieten die Kernenergie und die Wasserkraft mit in unterschiedlichem Ausmass amortisierten Investitionskosten den billigsten Strom. Für neue Werke kann die Kernenergie trotz der hohen

Investitionskosten ökonomisch nach wie vor attraktiv sein, jedoch nur unter der Bedingung, dass Nuklearprojekte planungsgemäss, d.h. ohne grössere Hindernisse, umgesetzt werden. Die hohen Investitionskosten stellen ein Risiko für Investoren dar, da für einen sehr langen Zeitraum stabile Betriebsbedingungen erforderlich sind. Einige der neuen erneuerbaren Energien (z.B. Biogas, tiefe Geothermie) sind ökonomisch vielversprechend, haben aber entweder ein verhältnismässig niedriges Potenzial (Biogas) oder sind noch längst nicht ausgereift (tiefe Geothermie). Diese Aussagen beziehen sich auf die Bedingungen in der Schweiz. Insbesondere die Windenergie kann heute in Ländern, die bessere Windbedingungen aufweisen als die Schweiz, relativ wirtschaftlich Strom erzeugen.

- **Soziale Aspekte:** Die geringsten gesundheitlichen Auswirkungen (ein sozialer Aspekt) auf die Öffentlichkeit haben Wasserkraft, Kernenergie und Windenergie. Photovoltaik findet in der Öffentlichkeit die grösste Akzeptanz und schafft die meisten direkten Arbeitsplätze pro produzierter kWh. Der Gesamteffekt von konventionell erzeugtem Strom auf den Arbeitsmarkt kann in energieintensiven Sektoren jedoch negativ sein, je nach dem, welche Politik die Handelspartner der Schweiz verfolgen werden. Die Risikoaspekte sind sehr komplex und weisen grosse Diskrepanzen zwischen den expertenbasierten erwarteten und wahrgenommenen Risiken auf. Informierte Entscheidungsträger sollten beide Seiten berücksichtigen. Letztendlich ist es für die Nutzer wichtig, ihre kWh zu bekommen, wenn sie diese brauchen. Aus diesem Grund ist die Konzeption des Gesamtenergiesystems sehr wichtig. Es müssen angemessene Grundlastkapazitäten und reserven bereitgestellt werden, falls erneuerbare Energien, die stochastisch produzieren, einen erheblichen Anteil zur Gesamtversorgung beisteuern.

Der Gesamtkostenansatz als Mass für die ökonomische und ökologische Effizienz von Energie-

systemen begünstigt die Kernkraft, während die fossilen Ressourcen und die meisten Erneuerbaren, deren Leistung sich mit der Zeit jedoch verbessert, schlechter abschneiden. Gleichzeitig sind Gesamtkostenbeurteilungen für die Kernenergie umstritten – hauptsächlich aufgrund der eingeschränkten Berücksichtigung sozialer Aspekte – und werden von bestimmten Akteuren nur teilweise akzeptiert.

Der Multi-Kriterien-Analyse (MCDA)-Ansatz ist für die Erneuerbaren günstiger; zukünftige Nukleartechnologien schneiden im Vergleich schlechter ab. Die stärkere Präferenz von wirtschaftlichen Aspekten durch der Akteure geht zu Lasten der Erneuerbaren, die stärkere Gewichtung ökologischer Aspekte wiederum zu Lasten der fossilen Energieketten; stärker gewichtete soziale Aspekte sind nachteilig für die Kernenergie.

Keine der technologischen Optionen kann alle Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, da sie sowohl Vorteile als auch – teilweise inhärente – Schwächen aufweisen. Dennoch ist zu erwarten, dass zukünftige technologische, langfristige Entwicklungen der Erneuerbaren, insbesondere der Solartechnologien, und der Nuklearenergie, einige der derzeitigen Schwachpunkte mindern und so ihre gesamte Nachhaltigkeitsleistung verbessern.

5.2.8 Literatur

- Bauer C., Dones R., Heck T., & Hirschberg S. (2008) Environmental assessment of current and future Swiss electricity supply options, Proceedings of International Conference on the Physics of Reactors, 14–19 September 2008, Interlaken, Switzerland, CD-ROM, 2008 (ISBN 978-3-9521409-5-6).
- Burgherr, P., & Hirschberg, S. (2008). A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains. *Human and Ecological Risk Assessment*, 14 (5) 945–973. www.proclim.ch/news?2509
- Burgherr, P., Hirschberg, S., & Schenler, W. (2008). Implementation, evaluation and reporting on the survey on criteria and indicators for assessment of future electricity supply options. NEEDS Deliverable n° D12.3 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2510
- Eckle, P., Burgherr, P., & Hirschberg, S. (2011). Final Report on Multi Criteria Decision Analysis (MCDA). SECURE Deliverable, 6.2. www.proclim.ch/news?2511
- Ecoinvent. (2011). The ecoinvent database v2.2. Dübendorf, Switzerland: The ecoinvent centre. Retrieved from www.ecoinvent.org
- Friedrich, R. et al. (2004). NewExt Final Report: New Elements for the Assessment of External Costs From Energy Technologies. Project. www.proclim.ch/news?2512
- Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Simons, A., Schenler, W., Bachmann, T., et al. (2008). Final set of sustainability criteria and indicators for assessment of electricity supply options. NEEDS deliverable n° D3.2 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2513
- Hirschberg S., Burgherr P., Spiekerman G., Cazzoli E., Vitazek J. and Cheng L. (2003) Assessment of Severe Accident Risks. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Energy Technology Program <<https://mail.psi.ch/exchange/stefan.hirschberg/Drafts/projects/cefp/index.html>> . Book Series: Alliance for Global Sustainability Series: Volume 4, pp. 587–660 (Ed. Eliasson B. and Lee Y.Y.). Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/London.
- Hirschberg, S., Bauer, C., Schenler, W., & Burgherr, P. (2010). Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? *Energie Spiegel* Nr. 20. Villigen PSI, Switzerland: Paul Scherrer Institut. www.proclim.ch/news?2390
- Hirschberg, S., Burgherr, P., Spiekerman, G. & Dones, R. (2004). Severe accidents in the energy sector: Comparative Perspective. *Journal of Hazardous Materials*, 111 (1-3) 57–65. Available at: www.elsevier.com/locate/jhazmat
- Rabl, A., & Spadaro, J. V. (2005). Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications. Version 2, EC EESD-Programme. www.proclim.ch/news?2514
- Renn, O., Hampel, J. & Brukmajster, D. (2006). Establishment of social criteria for energy systems. Updated report on social indicators accommodating Delphi results. NEEDS deliverable n° D2.3 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2516
- Ricci, A. et al. (2009). Policy use of the NEEDS results. www.proclim.ch/news?2515
- Roth, S., Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Heck, T., & Schenler, W. (2009). Sustainability of electricity supply technology portfolio. *Annals of Nuclear Energy*, 36(3), 409–416. Elsevier Ltd. doi:10.1016/j.anucene.2008.11.029 www.proclim.ch/news?2517
- Schenler, W., Hirschberg, S., Bauer, C., & Burgherr, P. (2008). Final report on indicator database for sustainability assessment of future electricity supply options. NEEDS deliverable n° D10.1 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2519
- Schenler, W., Hirschberg, S., Burgherr, P., & Makowski, M. (2009). Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options. NEEDS Deliverable n° D10.2 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2518

5.3 Risiken und Prozesse menschlicher Risikobewertung

Im Folgenden wird auf grundlegende Aspekte menschlicher Informationsverarbeitung eingegangen, weil sie eine entscheidende Rolle spielen, wie Risiken der Stromproduktionstechnologien eingeschätzt und bewertet werden und sich daraus entsprechende Präferenzen bilden.

Erfahrungsbasierte Verarbeitung von Information (System I)

Der direkte Pfad menschlicher Informationsaufnahme und -verarbeitung führt über die eigene Anschauung und Erfahrung. Mindestens ebenso wichtig sind heute indirekte, stellvertretende Anschauungen und Erfahrungen, die in der unmittelbaren Kommunikation mit Personen im sozialen Umfeld aufgenommen oder via die diversen Print- und elektronischen Medien vermittelt werden. Die sich daraus ergebenden individuellen Bedeutungen und Schlussfolgerungen sind Ergebnis mentaler Verarbeitung; Bedeutungen werden nicht einfach «mittransportiert» bzw. Schlussfolgerungen nicht einfach übernommen. So wird zunächst ein automatisierter, sehr rasch ablaufender Bewertungsprozess durchlaufen, aus dem eine unmittelbare erste bewertende Einschätzung resultiert. Dabei stehen Kriterien wie neu – vertraut, positiv – negativ oder relevant – irrelevant für momentan angestrebte Ziele im Vordergrund. Grundlage für diese Bewertungsprozesse sind bereits gespeicherte frühere Erfahrungen und Wissen.

Dieses erfahrungsbasierte Verarbeitungssystem (System I, Slovic et al. 2004) funktioniert automatisch und schnell, intuitiv-ganzheitlich, affektiv, lust-unlust-orientiert; es werden Bilder und Geschichten wachgerufen und Informationen in solchen abgelegt; Entscheidungen beruhen auf Selbstevidenz. Dieses stammesgeschichtlich sehr alte System dient primär der eigenen Sicherheit indem es hilft, Risiken zu meiden und aus Schaden zu lernen. Studien zeigen, dass wir Negativinformation stärker beachten, für glaubwürdiger halten und besser erinnern. Es wird deshalb gelegentlich auch Angstsystem genannt, da es Menschen bei

entsprechenden Ergebnissen des Informationsverarbeitungsprozesses Angst erleben lässt und somit eine evolutionär bevorzugte Flucht- oder Angriffsmotivation auslöst.

Die psychologische Risikoforschung hat sehr viele Merkmale von zu bewertenden Objekten bzw. Risiken identifiziert, denen ein negatives Affektauslösepotenzial zugeschrieben wird. So sind es Risiken, die

- plötzlich auftauchen;
- unerwartet, neu, unbekannt und unvertraut sind;
- wenig greifbar, wenig anschaulich sind (z.B. Gase, Strahlung);
- trotz geringer Eintrittswahrscheinlichkeit mit besonders schrecklichen Konsequenzen assoziiert werden (dread potential);
- unfreiwillig, von aussen auferlegt und unkontrollierbar erscheinen;
- uns selbst und nachfolgende Generationen treffen;
- letztlich von Menschen verursacht werden (nicht natürlichen Ursprungs sind);
- von fremden, als unzuverlässig eingestuftem Urhebern stammen;
- als unfair bzw. ungerecht angesehen werden;
- sich spektakulär auswirken und deshalb leicht von Medien vermarktbar und zum Gegenstand der Alltagskommunikation werden;
- deren Auswirkungen besonders bildhaft, vorstellbar und deshalb gut erinnerbar sind, was sie unserem Bewusstsein jederzeit leicht verfügbar macht;
- die uns gleichzeitig über viele sensorische Kanäle erreichen;
- Personen aus unserem persönlichen Umfeld gerade kürzlich betroffen haben.

Die Konsequenzen dieser Affektauslösepotenziale sind erheblich. Insbesondere dann, wenn die Ergebnisse von Entscheidungen affektiv sehr stark aufgeladene Bedeutungen zugewiesen erhalten, ist zu beobachten, dass Unterschiede bezüglich Wahrscheinlichkeiten (probability neglect) vernachlässigt werden. Es ist im Extremfall also egal, ob ein Ereignis, auf das einige der oben genannten

Merkmale zutrifft, eine Eintretenswahrscheinlichkeit von 1 oder 99% aufweist. Es tritt demnach tendenziell eine Alles-oder-Nichts-Haltung auf, bei der die Möglichkeit und Qualität eines Ergebnisses viel stärker gewichtet wird als die Eintretenswahrscheinlichkeit. Während Experten dazu tendieren, Trade-offs von eingegangenen Risiken zu berücksichtigen und potenzielle Schäden mit ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit zu gewichten, fokussieren Laien vor allem auf das Ausmass und die Schrecklichkeit potenzieller Schadensereignisse. Das erklärt, warum beispielsweise neuere Kernkrafttechnologien, die um Grössenordnungen sicherer sind, von der Bevölkerung nicht als sicherer bewertet werden als ältere Kernkrafttechnologien.

Der Wunsch der Bevölkerung nach «Null-Risiko» ist verständlich und nachvollziehbar. Da jedoch jede Energietechnologie mit Risiken verbunden bleibt, ist die Erwartung an eine hundertprozentig sichere Technologie unhaltbar. Der Wunsch nach Sicherheit vor bestimmten Risiken bestimmter Technologien lässt sich allerdings durch konsequenten Verzicht auf die betreffenden Technologien verwirklichen. Gleichzeitig erfordern derartige Entscheidungen eine gründliche, durch solide wissenschaftliche Daten gestützte Auseinandersetzung mit den Risiken der verfügbaren Alternativen und allenfalls schliesslich eine informierte Inkaufnahme dieser Risiken.

Analytische Verarbeitung von Information (System II)

Um solche Abwägungen leisten zu können, also zum Beispiel eben Trade-offs für die Zukunft rational abzuschätzen, hat sich im Zuge der Evolution ein weiteres Informationsverarbeitungssystem herausgebildet. Als eine stammesgeschichtlich wesentlich jüngere Errungenschaft verfügen Menschen auch über ein bewusst zu steuerndes, langsameres, analytisches Verarbeitungssystem (System II, Slovic et al. 2004): Es basiert auf systematischem Analysieren; es funktioniert logisch-argument- bzw. datenorientiert; Information wird in Symbolen, Zahlen etc. gespeichert; Entscheidungsalternativen werden bewusst gegeneinander abgewogen; es wird

auf der Basis von Logik und verfügbarer Evidenz entschieden. Im Gegensatz zum raschen, erfahrungsbasierten System I ist das analytische System nicht unmittelbar handlungsorientiert. Es erfordert Zeit und eine tragfähige Datengrundlage.

Rationale Entscheidungen

Rationalität ist nun aber nicht einseitig dem analytischen Verarbeitungsmodus (System II) zuzuschreiben. Entscheidend für rationales Entscheiden ist das Zusammenspiel von System I und System II, denn beim Bewerten und Abwägen von Alternativen braucht es auch die erfahrungs- und wissensbasierten Leistungen von System I.

Die evolutionären Vorteile der raschen System-I-Signalverarbeitung sind unübersehbar; sie waren und sind wichtig. Dennoch entstand offenbar ein evolutionärer Druck, ein zusätzliches, analytisches, vorausschauendes System auszubilden. Denn allein auf sich gestellt wäre dieses rasche, «alte» Gehirn in einer «neuen» Welt nicht immer funktional, obwohl es als «Bauchgefühl» nach wie vor bei vielen Bewertungen und Entscheidungen das langsamere analytische Verarbeitungssystem dominiert. So wird beispielsweise in der Schweiz kein Aufhebens gemacht um die verbreiteten Grenzwertüberschreitungen beim natürlichen radioaktiven Gas Radon, das für jährliche ca. 200 bis 300 Lungenkrebstodesfälle verantwortlich gemacht wird; sogar die direkt Gefährdeten sind nur schwer zu Sanierungen ihrer belasteten Liegenschaften zu bewegen. Im Gegensatz dazu ist im Falle von Radioaktivität aus künstlichen Quellen die Reaktionsbereitschaft ausserordentlich hoch und die Toleranz praktisch Null.

Die oben genannten Merkmale und die intuitiven Informationsverarbeitungsmechanismen bewirken, dass sich Menschen oft um die falschen Dinge sorgen. So fürchten sich viele Leute eher vor «Elektrosmog», «Gen-Tomaten», BSE oder Terroranschlägen als vor Autofahren oder Übergewicht. Letztere erscheinen trotz tödlicher Konsequenzen vertraut, alltäglich und tendenziell selbst kontrollierbar. Der dahinter stehende Verarbeitungsmechanismus sowie die menschliche Tendenz, die Gegenwart stärker und Dinge am fernen Horizont geringer zu

gewichten, behindern die Funktionsweise des analytischen Systems. Dies erklärt, warum manchmal rasch entschieden wird und die Konsequenzen zu wenig mitbedacht werden. Oder warum entfernte Risiken wie Klimawandel plötzlich zugunsten anderer Prioritäten weniger bedrohlich wirken. Allerdings wird in der Wissenschaft darüber diskutiert, in welchen Situationen analytisches Denken Vorzüge aufweist gegenüber intuitiven Entscheidungen und wo nicht. Der Trend geht dahin, zumindest anzuerkennen, dass intuitiv auch sehr komplexe Sachverhalte rasch und effektiv zu einem Urteil integriert werden können (Wilson & Schooler 1991).

Schliesslich ist aber zu berücksichtigen, dass auch sehr hohe Aktivierungen und die damit verbundenen negativen Affekte mit der Zeit wieder abklingen und die mentale Verfügbarkeit der Bedrohung abnimmt. Es wäre unerträglich, wenn sich Menschen in jeder Sekunde ihres Daseins immer sämtlicher potenzieller Risiken und Gefährdungen ihrer Existenz bewusst wären. Im normalen Abklingen, teilweisen Vergessen und Verdrängen bzw. Ersetzen durch neue medienvermittelte Hypes liegt der Grund, warum diese risikobewusstseinsfördernden Verarbeitungsmechanismen gezielt bewirtschaftet werden, sei es beispielsweise im Falle der nuklearen Technologien durch atomkritische Kreise oder im Falle von HIV-Infektionen durch Gesundheitsbehörden und besorgte Nichtregierungsorganisationen.

Welche Rolle kommt dabei den Wissenschaften zu? Keinesfalls ist es Sache der Wissenschaft, darüber zu entscheiden, welche Risiken in welchen gesellschaftlichen Feldern wie Verkehr, Ernährung, Kriminalität oder auch Energieversorgung zumutbar und in Kauf genommen werden sollen; dies ist Sache aller Bürgerinnen und Bürger. Aber es ist sehr wohl Aufgabe der Wissenschaft, Risiken zu identifizieren, zu qualifizieren, zu quantifizieren und ihre Befunde in verständlicher Form an Bevölkerung und Politik zu kommunizieren. Es ist – da ein Franken nur einmal ausgegeben werden kann – ausserdem Aufgabe der Wissenschaft, gegebenenfalls darauf hinzuweisen, dass mindestens im Falle von Konsens über anzustrebende Risikominimierungs-

kriterien pro investierter Franken allenfalls in einem anderen Handlungsfeld wesentlich mehr an Sicherheit gewonnen werden könnte. (Beispiel: Die extrem hohen Investitionen in Asbestsanierungen oder BSE-Tests mit extrem geringem Sicherheitszuwachs versus Krankenhausinfektionen, wo mit einem Bruchteil der investierten Mittel wesentlich mehr Menschenleben gerettet werden könnten.) In derartigen Trade-off-Diskussionen über Allokation bzw. Fehlallokation von Mitteln sollte und kann die Wissenschaft rationale Argumente liefern, auch wenn die Prioritäten in der Risikominimierung letztlich politisch zu entscheiden sind.

Zusätzlich spielt bei den meisten Technologien die Komplexität der Materie eine wichtige Rolle: Das gilt für unsere subjektive Abschätzung von Risiken der nuklearen Stromproduktion genauso wie für die Gen- oder die Nanotechnologie. In allen diesen Fällen sind Laien – und das sind mehr als 99% der Bevölkerung – darauf angewiesen, fehlendes Wissen und fehlende Beurteilungskompetenz durch Vertrauen zu ersetzen in die Wissenschaftler, die Hersteller, die Regulationsbehörden sowie die Politik. Ist dieses Vertrauen nicht vorhanden oder kommt es abhanden, fehlt eine entscheidende Grundbedingung für einen rationalen Risikodialog in der Bevölkerung.

5.3.1 Literatur

- Slovic, P.; Finucane, M. L.; Peters, E. & MacGregor, D. G. (2004). Risk as analysis and risk as feelings: Some thoughts about affect, reason, risk, and rationality. *Risk Analysis*, 24 (2), 311–322.
www.proclim.ch/news?2520
- Wilson, T. D. & Schooler, J. W. (1991). Thinking too much: Introspection can reduce the quality of preferences and decisions. *Journal of Personality and Social Psychology*, 60, 449–457.



6 Schlussfolgerungen

Steuerungsausschuss

Irene Aegerter, SATW; Marco Berg, Stiftung Klimarappen; Paul Burger, Universität Basel; Heinz Gutscher, Universität Zürich; Stefan Hirschberg, PSI; Eduard Kiener, SATW; Gebhard Kirchgässner, Universität St. Gallen; Christoph Ritz, Proclim; Andreas Zuberbühler, SATW

In diesem Schlusskapitel wird zunächst aufgezeigt, welche Anforderungen an Nachhaltigkeit das künftige Stromversorgungssystem erfüllen sollte. Danach werden die neuen Rahmenbedingungen diskutiert, die durch den Bundesratsentscheid vom 25. Mai 2011 geschaffen wurden. Und schliesslich zeigen die Akademien Schweiz auf, welche Aspekte beim Aufbau einer langfristig nachhaltigen Stromversorgung beachtet werden sollten.

6.1 Aspekte der Nachhaltigkeit

Der Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems setzt eine langfristig orientierte Denkweise voraus. Nachhaltigkeit ist heute ein international anerkanntes Leitbild. Angesichts der begrenzten und fragilen ökologischen Ressourcen erfordert das Konzept der Nachhaltigkeit, dass insbesondere auch im Energiebereich integrative und vorsorgende Strategien entwickelt werden. Die heutigen Entscheide sollten also so gefällt werden, dass erstens auch die nachkommenden Generationen noch die Möglichkeit haben, ein menschenwürdiges Leben zu führen, und dass zweitens die Risiken, die sich aus der Nutzung der natürlichen Ressourcen ergeben, minimiert werden. Dabei gilt es zu bedenken, dass unser Wissen unsicher ist und dass die Dynamik der betroffenen Mensch-Umwelt-Systeme unterschiedliche Entwicklungspfade ermöglicht.

Es gibt in unserer Gesellschaft unterschiedliche Auffassungen, wie eine nachhaltige Stromversor-

gung aussehen könnte. Selbst wenn Einigkeit bestehen würde, welche Kriterien eine nachhaltige Stromversorgung erfüllen müsste, gäbe es Differenzen, da verschiedene Gruppen die Kriterien unterschiedlich gewichten. Dennoch gehen die Akademien Schweiz davon aus, dass ein nachhaltiges Stromversorgungssystem grundsätzlich folgenden Kriterien genügen sollte:

- **Menschliches Wohlergehen:** Das Elektrizitätssystem soll einen Beitrag zur individuellen Lebensqualität leisten. Dies setzt voraus, dass allen Menschen Zugang zur Stromversorgung gewährleistet wird, dass gesundheitliche Schäden vermieden werden und dass die Elektrizität für die Realisierung von wichtigen materiellen und immateriellen Gütern genutzt werden kann. Dies gilt sowohl für die heutige Generation als auch für die nachkommenden Generationen. Wenn Risiken eingegangen werden, sollte auf

eine gerechte Verteilung über die Generationen hinweg geachtet werden. Die heutige Generation sollte also keine Entscheide fällen, von denen sie alleine profitiert, während die kommenden Generationen die Risiken dieser Entscheidung tragen müssen. Da gesellschaftliche Partizipation ein wichtiger Pfeiler des menschlichen Wohlergehens ist, kann ein Stromversorgungssystem nur dann nachhaltig sein, wenn es auch gesellschaftliche Akzeptanz geniesst.

- **Versorgungssicherheit:** Eine sichere Stromversorgung für Wirtschaft und Gesellschaft bleibt auch in den kommenden Jahrzehnten ein zentrales Anliegen der schweizerischen Energiepolitik. Versorgungssicherheit ist deshalb eine zwingend zu verlangende Eigenschaft eines nachhaltigen Elektrizitätssystems. Damit diese gewährleistet ist, müssen insbesondere die Energieträger, die dazugehörigen Produktionsanlagen und die dafür notwendigen Materialien in ausreichender Menge und Qualität zur Verfügung stehen. Zudem muss das Netz auch dann stabil bleiben, wenn das grösste Kraftwerk oder die stärkste Leitung ausfallen oder wenn grosse Mengen an unregelmässig erzeugtem Strom eingespiessen werden.
- **Minimierung ökologischer Risiken:** Ein nachhaltiges Energiesystem berücksichtigt ökologische Risiken. Eine vorrangige Stellung kommt dabei dem Klimaschutz zu: Wenn der Klimawandel auf ein tragbares Mass begrenzt werden soll, dürfen weltweit gesehen bis Ende dieses Jahrhunderts die CO₂-Emissionen nur noch 1 Tonne pro Jahr und Kopf betragen. Für die Schweiz bedeutet dies, dass bis 2050 die jährlichen CO₂-Emissionen aus der Energienutzung (inkl. Flugverkehr) von heute rund 6 auf 2 Tonnen pro Kopf zurückgehen müssten. Zu beachten ist ferner, dass Ressourcen wie Rohstoffe, Land oder Wasser begrenzt sind und dass deren Nutzung mit Emissionen verbunden ist.
- **Ökonomische Effizienz:** Elektrizität ist sowohl Produktionsfaktor als auch Konsumgut. Wirt-

schaft und Konsumenten haben ein Interesse an kostengünstigem Strom. Aus Sicht der Nachhaltigkeit kann es allerdings nicht darum gehen, den Strom einfach möglichst billig anzubieten. Vielmehr soll der Strompreis die tatsächlichen Kosten unter Einschluss der Risiken widerspiegeln. Ökonomische Effizienz setzt einerseits Kostenwahrheit voraus; die externen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung sollten deshalb internalisiert werden. Andererseits setzt ökonomische Effizienz auch voraus, dass die Rahmenbedingungen im Strommarkt nicht verzerrt sind und dass die Marktregulierung wettbewerbsneutral ausgestaltet wird.

- **Vermeidung von systemgefährdenden Risiken:** Jedes Elektrizitätssystem hat seine spezifischen Risiken. Es liegt in der Verantwortung jeder Generation, autonom über den Umgang mit diesen Risiken zu entscheiden. Es sollen jedoch keine Risiken eingegangen werden, die einen Zusammenbruch des gesellschaftlichen Systems bewirken können.

Nachhaltige Entwicklung im Allgemeinen respektive die Entwicklung eines nachhaltigen Elektrizitätssystems im Besonderen verlangt, dass längere Zeiträume berücksichtigt werden. Gerade bei Infrastrukturentscheidungen ist eine Perspektive von 40 bis 50 Jahren unabdingbar. Die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen reichen allerdings weit über diesen Zeithorizont hinaus. Ein derart langer Zeithorizont hat zur Folge, dass Entscheide unter grossen Unsicherheiten gefällt werden müssen. Neben den oben aufgeführten inhaltlichen Eckpunkten muss ein nachhaltiges Elektrizitätssystem daher noch zwei weitere Forderungen berücksichtigen, welche diese Unsicherheiten reflektieren:

- **Flexibilität:** Die Entwicklungspfade, die heute beschritten werden, sollen die Entwicklung von zukünftigen besseren Pfaden (zum Beispiel in Bezug auf Technologien) nicht ausschliessen. Da wir diese besseren Pfade im Augenblick

nicht kennen, muss das System so ausgelegt werden, dass es flexibel an Veränderungen angepasst werden kann.

- **Diversität:** Da ein System grundsätzlich leichter veränderbar ist, wenn es auf vielen Pfeilern aufbaut, ist bei der Entwicklung eines neuen Stromversorgungssystems auf Diversität (bezüglich der Technologien, der Reduktion des Verbrauchs, etc.) zu achten.

Schliesslich sei an dieser Stelle auch daran erinnert, dass die schweizerische Volkswirtschaft im internationalen Vergleich pro Einheit Bruttoinlandprodukt zwar einen geringen Energieverbrauch und eine tiefe Umwelt- und Klimabelastung aufweist. Doch wenn man den mit der Einfuhr von Grundstoffen, Materialien und Fertigprodukten verbundenen sogenannten grauen Energieverbrauch sowie die grauen CO₂-Emissionen einbezieht, ist die Schweiz eine 9000 Watt- bzw. eine 10 Tonnen CO₂-Gesellschaft.

6.2 Ökonomische Aspekte des Strommarkts

Strom wird im Rahmen der neuen Energiepolitik künftig eine wichtigere Rolle für die Energieversorgung der Schweiz spielen als heute. Eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg dieser Politik ist jedoch, dass die Nachfrage nach Strom zurückgehen bzw. deutlich weniger zunehmen wird, als dies bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung der Fall wäre. Dazu muss der Strompreis deutlich ansteigen. Angesichtes der international steigenden Nachfrage sowie der wachsenden Förderkosten ist davon auszugehen, dass die Preise der fossilen Energieträger in Zukunft real steigen werden. Dies dürfte sich auch auf den Strompreis in der Schweiz auswirken. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Anstieg (zusammen mit anderen Massnahmen, vgl. Kapitel 2, Abschnitt 2.3) ausreichen wird, die energiepolitisch angestrebten Ziele zu erreichen. Ist dies nicht der Fall, sollte der Preis mit Hilfe von Steuern oder Abgaben zusätzlich erhöht werden.

Der (für die Zukunft erwartete) Preis beeinflusst aber nicht nur die Nachfrage, sondern spielt auch

für das Angebot eine wesentliche Rolle, insbesondere bei den neuen erneuerbaren Energien. Diese werden sich längerfristig nur dann auf breiter Front durchsetzen können, wenn sie wettbewerbsfähig sind, d.h., wenn ihre Stromgestehungskosten nicht höher sind als bei anderen Energieträgern. Dabei spielen die Preise nicht nur für den jeweiligen Absatz eine wichtige Rolle, sondern die erwartete Preisentwicklung beeinflusst auch die Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien, was zu sinkenden Kosten und damit zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit führt. Werden für die Zukunft keine höheren Preise erwartet, gibt es kaum Anreize, in die Entwicklung neuer Technologien zu investieren, weshalb mögliche Kostensenkungen gar nicht realisiert werden.

Damit die Preise diese Rolle spielen können, müssen sie alle anfallenden Kosten reflektieren. Werden bei bestimmten Produktionsvorgängen Kosten auf Dritte bzw. auf die Allgemeinheit abgewälzt, wird der so produzierte Strom zu einem – gesellschaftlich betrachtet – zu niedrigen Preis angeboten. Dies hat eine wettbewerbsverzerrende Wirkung. Solche Verzerrungen entstehen beispielsweise, wenn bei der Stromproduktion mittels fossiler Brennstoffe die erwarteten negativen Folgen der Klimaveränderung aufgrund der CO₂-Emissionen nicht in Rechnung gestellt werden oder wenn die ungedeckten Kosten, die für die Produktion und Entsorgung von Materialien für die neuen erneuerbaren Energien anfallen, nicht eingeschlossen werden. Auch die Tatsache, dass Kernenergie und Wasserkraft indirekt subventioniert werden, weil keine adäquaten Versicherungen für die dabei auftretenden Risiken abgeschlossen werden müssen, stellt eine Wettbewerbsverzerrung dar.

Die Preise – und damit der Markt – spielen auch eine wesentliche Rolle für die Netze. Kurzfristig weist das Netz eine bestimmte Kapazität auf. Es geht darum, die Netze so auszulasten, dass die gewünschten Strommengen nach Möglichkeit transportiert werden können. Langfristig müssen die Erträge der Netzbetreiber (und damit die Preise für die Nutzer der Netze) so hoch sein, dass die Betreiber einen Anreiz erhalten, nicht nur in den Unterhalt, sondern auch in den Ausbau der Netze zu investieren.

6.3 Strategie des Bundesrats zum Ausstieg aus der Kernenergie

6.3.1 Die verschiedenen Varianten des Bundesrats

Knapp zwei Wochen nach dem Unfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima hat der Bundesrat das zuständige Departement beauftragt, die Energieperspektiven aus dem Jahr 2007 anhand dreier Stromangebotsvarianten zu aktualisieren. Die unter grossem Zeitdruck erstellten Szenarien (Rahmenentwicklungen, energiepolitischen Ziele und Instrumente, szenarienspezifische Entwicklungen der Energienachfrage und des Energieangebots) bildeten die Grundlage für den Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Lebensdauer nicht zu ersetzen. Dieser Beschluss wurde in der Folge von den Eidgenössischen Räten bestätigt.

Gegenüber den Energieperspektiven von 2007 wurde in der aktualisierten Fassung der Betrachtungszeitraum von 2035 auf 2050 erweitert und die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten wurden zwischenzeitlichen Erkenntnissen angepasst. Die Annahmen zu den technischen Potenzialen blieben weitgehend unverändert. Für die Nachfrageseite wurden zwei Szenarien gebildet, die beide von denselben aktualisierten Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung ausgehen, sich aber in der Entwicklung der Energiepreise unterscheiden:

- Das Szenario «Weiter wie bisher» basiert auf dem bisherigen Referenzszenario, berücksichtigt die zu erwartenden Klimaänderungen und die seit 2007 eingeführten energiepolitischen Instrumente (CO₂-Abgabe auf Brennstoffen, Gebäudeprogramm und kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderung der Stromeffizienz und Verbrauchsvorschriften für Fahrzeuge). Dies ergibt eine Nachfrage in den Jahren 2020, 2035 und 2050 von 66 TWh, 72 TWh bzw. 79 TWh.
- Das Szenario «Neue Energiepolitik» geht von quantitativen Zielen aus. Zielvorstellung bleibt

die 2000-Watt-Gesellschaft. Sie setzt einen energiepolitischen Paradigmenwechsel voraus. Es besteht eine Liste mit insgesamt 50 denkbaren Massnahmen. Zur Erreichung der Szenarioziele sind Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nötig. Als zentrales Instrument wird im Bericht des BFE eine vollständig an Bevölkerung und Unternehmen rückerstattete Energielenkungsabgabe ab 2011 unterstellt, die durch Ordnungsrecht und Förderinstrumente flankiert werden soll. Als notwendige Voraussetzung wird weiter genannt, dass Ziele und Instrumente der Energiepolitik international harmonisiert werden. Die Stromnachfrage in den Jahren 2020, 2035 und 2050 beträgt gemäss diesem Szenario 62 TWh, 59 TWh bzw. 56 TWh.

Für das Angebot hat der Bundesrat drei Varianten vorgegeben:

- Variante 1: Weiterführung der bisherigen Stromproduktion mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.
- Variante 2: Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer (voraussichtlich 50 Jahre).
- Variante 3: Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer (voraussichtlich nach 40 Jahren Laufzeit).

Von den aus diesen Varianten und den beiden Szenarien möglichen sechs Kombinationen wurden vier näher untersucht. Die Varianten wurden zudem in Untervarianten unterteilt, welche die verschiedenen Stromproduktionstechnologien von der Kernenergie über Gaskraftwerke, fossile Wärmekraftkopplung bis zu den erneuerbaren Energien in verschiedenen Zusammensetzungen umfassen. Insgesamt resultierten elf Kombinationen.

Tabelle 6.1 zeigt die Zusammensetzung des Stromangebots (mittlere Bruttoerzeugung) in den ein-

Tabelle 6.1: Vom Bundesrat untersuchte Kombinationen der Nachfrageentwicklung und des Stromangebots für das Jahr 2050 (grau unterlegt). Die Zahlen sind in TWh angegeben. Die Wasserkraft ist nicht aufgeführt. Sie trägt in Variante 1 46TWh, in den Varianten 2 und 3 48TWh zur Stromproduktion bei. Zum Vergleich: In 2010 setzte sich die inländische Bruttoerzeugung von insgesamt 66TWh aus 25TWh Kernkraft, 2TWh fossile WKK, 38TWh Wasserkraft und 1,4TWh neuen erneuerbaren Energien zusammen. Der Verbrauch der Speicherpumpen betrug 2,5TWh. Hinzu kamen Importe von 17TWh aus Bezugsrechten an französischen Kernkraftwerken.

	Angebotsvariante 1		Angebotsvariante 2			Angebotsvariante 3		
	Nuklear	Fossil zentral + Nuklear	Fossil zentral + Erneuerbar	Fossil dezentral + Erneuerbar	Erneuerbar	Fossil zentral + Erneuerbar	Fossil dezentral + Erneuerbar	Erneuerbar
Nachfrage «Weiter wie bisher»	4 KKW: 47,22	5 GuD: 7,77 3 KKW 35,41	9 GuD: 34,65 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6 Import: 17,2	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 25,9			
Nachfrage «Neue Energiepolitik»			5 GuD: 15,4 WKK 3,8 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 5,6	7 GuD: 11,55 WKK 3,8 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 5,6

zelen Kombinationen im Jahr 2050. Weil versucht wurde, die erforderlichen Leistungen so zu bestimmen, dass auch im Winterhalbjahr keine Importe getätigt werden müssen, übersteigt das Angebot die erwartete Nachfrage in der Regel deutlich. In manchen Varianten wird gleichwohl ein Bedarf für Importe ausgewiesen, weil die erforderlichen Kapazitäten an erneuerbarer Stromproduktion nicht rasch genug erstellt werden können. Der grösste Importbedarf ergibt sich meist um das Jahr 2035. In allen Szenarien und Varianten wird davon ausgegangen, dass die Speicherpumpen alleine brutto 7,6 TWh Energie pro Jahr verbrauchen werden (bereits ab 2020).

In seinem Strategieentscheid vom 25. Mai 2011 hat sich der Bundesrat für das Szenario «Neue Energiepolitik» und gegen den Bau neuer Kernkraftwerke ausgesprochen. Er befürwortet einen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen sowie nötigenfalls der fossilen Stromproduktion (primär

WKK-Anlagen, sekundär GuD-Kraftwerke) und der Importe. Die Stromnetze sollen rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Offen ist noch, mit welchen Instrumenten diese Strategie umgesetzt werden soll. Vertiefte Abklärungen bezüglich Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Umwelt werden derzeit im Hinblick auf die für Herbst 2012 angekündigte Botschaft des Bundesrates an die eidgenössischen Räte vorgenommen.

6.3.2 Einschätzung der Bundesratsvarianten

Wie lassen sich die Szenarien und Angebotsvarianten des Bundesrats vor dem Hintergrund der Ausführungen in den Kapiteln 1 bis 5 und der in Abschnitt 6.1 vorgestellten Nachhaltigkeitsziele einschätzen? Die Annahmen zu den Rahmenbedingungen, insbesondere zur Bevölkerungs-, Wirtschafts- und Strompreisentwicklung stimmen mit

den Ausführungen in Kapitel 2 überein; auch bei den Annahmen zu den technischen und wirtschaftlichen Potenzialen bestehen keine wesentlichen Differenzen zwischen dem Bericht des Bundesrates und den Einschätzungen der Akademien Schweiz. Hingegen ist der Stromverbrauch im Szenario «Weiter wie bisher» deutlich höher, als es die Akademien Schweiz für eine unbeeinflusste Entwicklung geschätzt haben. Das heisst: Das Szenario «Weiter wie bisher» ist konservativer als die Schätzungen der Akademien Schweiz, da der Bundesrat offenbar annimmt, die technischen und gesellschaftlichen Effizienzpotenziale würden in geringerem Ausmass ausgeschöpft, als von den Akademien Schweiz geschätzt wird. Das Szenario «Neue Energiepolitik» hingegen stimmt sehr gut mit den Schätzungen der Akademien Schweiz überein. Beide setzen voraus, dass die energiepolitischen Instrumente deutlich verstärkt werden.

Da für diesen Bericht die Orientierung an Nachhaltigkeit wesentlich ist, stellt sich die Frage, wie die Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten des Bundesrates hinsichtlich der in Abschnitt 6.1 formulierten Nachhaltigkeitsziele zu beurteilen sind.

- **Menschliches Wohlergehen:** Das Szenario «Neue Energiepolitik» muss gegenüber dem Szenario «Weiter wie bisher» keinen Verlust an Wohlergehen bedeuten, wenn Wohlergehen qualitativ und nicht nur quantitativ als Menge des materiellen Konsums konzipiert wird. Bei den Angebotsvarianten müssen die Auswirkungen auf die Gesundheit und das Landschaftsbild sowie die indirekten wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Aspekte berücksichtigt werden. Bei einer Stromproduktion, die sich mehrheitlich auf erneuerbare Energien abstützt, ist mit tendenziell höheren Strompreisen und Strompreisspitzen zu rechnen. Zudem steigt bei gegebener Netzstruktur aufgrund von Schwankungen in der Produktion das Risiko von (kurzen) Stromunterbrüchen. Der fossilen Stromproduktion wiederum fehlt die breite Akzeptanz, was zu sozialen und

politischen Konflikten führt. Allerdings bergen auch die energiepolitischen Instrumente, die für den Verbrauchspfad im Szenario «Neue Energiepolitik» notwendig sein werden, ein erhebliches gesellschaftliches Konfliktpotenzial.

- **Versorgungssicherheit:** Der Bericht des Bundesrats enthält keine konkreten Aussagen, ob die Versorgungssicherheit in den verschiedenen Szenarien gewährleistet werden kann. Bei allen Angebotsvarianten wird das Ziel einer national ausgeglichenen Energiebilanz angestrebt. Dieses Ziel ist aber nicht bei allen Varianten erreichbar. So sind bei manchen Varianten im Winter Stromimporte notwendig. Inwieweit die verschiedenen Varianten den Stromaustausch mit dem Ausland ermöglichen oder gar voraussetzen und inwieweit sie den bisher lukrativen Stromhandel behindern oder im Gegenteil sogar unterstützen, ist aus dem Bericht des Bundesrats nicht ersichtlich. Unklar ist auch, zu welchem Preis der in einigen Angebotsvarianten vorgesehene Importbedarf auf dem europäischen Markt gedeckt werden kann.
- **Minimierung ökologischer Risiken:** Der Bericht des Bundesrats weist für die 11 betrachteten Kombinationen die jeweiligen inländischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion aus. Am besten schneiden hier – unabhängig von der Entwicklung der Nachfrage – die Varianten «Nuklear» und «Erneuerbar» mit lediglich 1 Mio. Tonnen in 2050 ab. Wird ein Teil des Stroms dezentral in WKK-Anlagen erzeugt, erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 3 bis 4 Mio. Tonnen. Mit GuD-Kraftwerken würden die CO₂-Emissionen im Szenario «Neue Energiepolitik» auf 5 bis 6 Mio. Tonnen steigen, im Szenario «Weiter wie bisher» auf 12 Mio. Tonnen. Die mit Importen (Strom, Güter, Dienstleistungen) verbundenen grauen CO₂-Emissionen wurden nicht berücksichtigt. Das Szenario «Neue Energiepolitik» schneidet bezüglich den CO₂-Emissionen generell besser

ab als das Szenario «Weiter wie bisher», weil es einerseits durch die Reduktion der Nachfrage den ökologischen Aufwand bei der Produktion senkt und andererseits den Umstieg auf Elektromobilität forciert und damit zu einem Rückgang der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors führt. Bezüglich anderer Risiken wie zum Beispiel Versorgungsengpässen bei seltenen Rohstoffen oder Eingriffen in Naturräume ist eine solche generelle Aussage nicht möglich.

- **Ökonomische Effizienz:** Die ökonomischen Auswirkungen der Szenarien und Varianten wurden bislang nur grob abgeschätzt. Der zugrunde liegenden Studie zufolge belaufen sich die volkswirtschaftlichen Mehrkosten bei der Umsetzung der «Neuen Energiepolitik» und einem Verzicht auf neue Kernkraftwerke pro Jahr auf 0,4 bis 0,7 % des Bruttoinlandsprodukts verglichen mit dem Szenario «Weiter wie bisher» und dem Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke. Ein gut begründetes Urteil über die Kosten der verschiedenen Varianten ist derzeit aber noch nicht möglich. Mit welchen Instrumenten der Bundesrat das Szenario «Neue Energiepolitik» realisieren will, ist zurzeit ebenfalls noch unklar. Bei den Varianten, welche den Ausbau der Erneuerbaren forcieren, besteht die Gefahr, dass wettbewerbsverzerrende Subventionen ausgerichtet werden. Inwiefern für energieintensive Wirtschaftszweige Übergangslösungen gefunden werden müssen, ist offen.
- **Vermeidung von systemgefährdenden Risiken:** Bei der Risikobeurteilung einer Energietechnologie ist zu berücksichtigen, ob diese eine Systemgefährdung darstellen kann. Ein Systemrisiko stellt zum einen ein schwerer Nuklearunfall dar. Zum anderen ist auch ein mittlerer Temperaturanstieg von deutlich mehr als 2 °C ein Risiko für das «System Schweiz». Diese zwei Risiken sind allerdings so verschieden, dass sie kaum verglichen werden können oder gar gegeneinander aufgerechnet werden dürfen. Durch die Abschaltung der

Schweizer Kernkraftwerke kann ein schwerer Nuklearunfall in der Schweiz ausgeschlossen werden, womit regionale und möglicherweise grenzüberschreitende Auswirkungen vermieden werden können. Dem gegenüber hat die Schweiz auf das Ausmass des Klimawandels direkt einen nur marginalen Einfluss, während die Auswirkungen global sind. Sowohl die Variante «Nuklear» als auch sämtliche Varianten, die sich auf fossile Energien abstützen, haben mit den jetzigen Technologien ein Potenzial zur Systemgefährdung, wobei die Schweiz im Alleingang nur das mit der Variante «Nuklear» einhergehende Risiko entscheidend beeinflussen kann. Problematisch aus Sicht der Nachhaltigkeit ist bei allen Varianten, dass sie den künftigen Generationen erhebliche Risiken aufbürden: Es müssen nukleare Abfälle entsorgt werden. Der Klimawandel wird die späteren Generationen stärker treffen als die heutige. Ein grosses Schadenspotenzial haben auch verschiedene Formen der Wasserkraft. Allerdings sind die Auswirkungen im Falle eines Staudammbruchs räumlich und zeitlich beschränkt. Auch erneuerbare Energien verursachen Umweltrisiken wie Sonderabfälle, deren Tragweite heute noch nicht abgeschätzt werden können.

Die Einordnung der Bundesratsvarianten macht deutlich, dass jedes Szenario und jede Variante in Bezug auf die formulierten Nachhaltigkeitsziele spezifische Stärken und Schwächen aufweist. Diese können ohne Gewichtung der Ziele nicht ohne weiteres gegeneinander aufgerechnet werden. Es kann jedoch sein, dass die nachkommenden Generationen diese Ziele anders gewichten werden und dass sich dadurch auch die Bewertung verschieben wird. Der anstehende Umbau des schweizerischen Elektrizitätssystems muss diese Offenheit berücksichtigen: Unsere heutigen Entscheidungen sind Entscheidungen unter Unsicherheit. Auch bei einer konsequenten Orientierung an den Kriterien der Nachhaltigkeit gibt es keine risikofreien Entwicklungspfade.

6.4 Die Position der Akademien Schweiz

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz begrüßen, dass der Bund einen klaren Rahmen für die Energiepolitik der nächsten Jahre schaffen will. Sie unterstützen grundsätzlich die in der neuen Energiepolitik enthaltene Ausrichtung, Energie effizienter zu nutzen und die erneuerbare Stromproduktion auszubauen. Ein weiteres wichtiges Ziel ist die Integration der schweizerischen Stromversorgung in den europäischen Markt. Der Verzicht auf neue Kernkraftwerke wird kontrovers beurteilt.

Ist die Rede von der künftigen Elektrizitätsversorgung, dreht sich die Diskussion meist nur um die Stromerzeugung. Dies wird der Komplexität der Problematik jedoch in keiner Weise gerecht. Faktoren wie Nachfragestrukturen, Stromnetz und Aussenbeziehungen bestimmen die Stromzukunft genauso wie die vielfachen Abhängigkeiten und Rückkopplungen innerhalb des Stromsystems.

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz weisen auf die gewaltigen Herausforderungen hin, die mit der neuen Energiepolitik verbunden sind, und machen insbesondere auf die Umsetzungsproblematik aufmerksam. Sie plädieren für einen breiten gesellschaftlichen Diskurs, damit eine gemeinschaftlich getragene neue Energiepolitik erarbeitet werden kann. Im Folgenden werden – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – einige wesentliche Aspekte dazu beleuchtet.

Nachfrageentwicklung

Eine Nachfrageentwicklung, wie sie im Szenario «Neue Energiepolitik» postuliert wird, soll unabhängig vom beschlossenen Verzicht auf neue Kernkraftwerke angestrebt werden.

Bei tiefem Stromverbrauch ist die Stromversorgung bei gleicher Produktionsstruktur tendenziell sicherer, wirtschaftlicher und weniger umweltbelastend als bei hohem Verbrauch. Damit ein tiefer Verbrauch erreicht werden kann, braucht es neben griffigen Massnahmen zur effizienten Bereitstellung von Energie, die häufig mit Stromeinsatz verbun-

den ist, auch tiefgreifende Verhaltensänderungen. Dies muss aber nicht zu einem Verlust an Lebensqualität führen.

Elektrizität wird künftig eine noch wichtigere Rolle für die Energieversorgung spielen als heute. Damit die «Neue Energiepolitik» Erfolg haben kann, ist es notwendig, dass die Nachfrage nach Strom zurückgeht beziehungsweise deutlich weniger ansteigt, als es bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung geschehen würde. Dies gelingt nur, wenn der Preis deutlich ansteigt. Es ist davon auszugehen, dass die Preise der fossilen Energieträger in Zukunft real zunehmen werden. Dies dürfte sich auch auf den Strompreis in der Schweiz auswirken. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Anstieg (zusammen mit anderen Massnahmen wie zum Beispiel Vorschriften) ausreichen wird, um die angestrebten Ziele zu erreichen. Sollte dies nicht der Fall sein, müsste der Preis mit Hilfe von Steuern oder Abgaben zusätzlich erhöht werden.

Der Bundesrat hat mit seiner Entscheidung vom 18. April 2012 ein erstes Paket an Effizienzmassnahmen bestimmt. Sie zielen aus Sicht der Akademien der Wissenschaften Schweiz in die richtige Richtung, insbesondere weil sie nicht nur die Stromnutzung betreffen, sondern auch Gebäude, Industrie, Dienstleistungen und Mobilität einschliessen. Allerdings werden damit die durch die «Neue Energiepolitik» angestrebten Stromeinsparungen bis 2050 erst zu 55 Prozent erreicht. Aus diesem Grund sind weitere Massnahmen notwendig. In diese Richtung zielt auch die angekündigte Prüfung einer Energieabgabe.

Erneuerbare Stromversorgung

Der Strombedarf soll soweit als möglich aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Dazu sind die in der Schweiz ökologisch und ökonomisch verantwortbaren Produktionspotenziale der erneuerbaren Energien umfassend zu nutzen. Da fluktuierende Energiequellen an Bedeutung gewinnen werden, müssen auch die Speicherkapazitäten ausgebaut und das Stromnetz angepasst werden.

Der Aufbau einer Stromversorgung, die sich grösstenteils auf erneuerbare Energien abstützt, ist ein anspruchsvolles Unterfangen. Dies gilt sowohl für den Ausbau der Wasserkraft wie auch für jenen der neuen erneuerbaren Energien, die erst am Anfang ihrer Entwicklung stehen. War bisher die Stromversorgung alleinige Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft, werden mit dem Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien immer mehr auch Private zu Stromanbietern – mit entsprechenden Konsequenzen für das Stromsystem. Eine Vollversorgung der Schweiz aus erneuerbaren Quellen ist aufgrund der vorhandenen technischen Potenziale grundsätzlich möglich. Es genügt aber nicht, nur die Energiemengen bereitzustellen. Die stark fluktuierende Erzeugung muss auch ins Netz integriert werden können. Eine Herausforderung stellen die Widerstände in der Bevölkerung dar. Es ist zu befürchten, dass sie sich wesentlich verstärken werden, wenn im grossen Stil Windkraft- und Photovoltaikanlagen gebaut werden sollen. Wenn es nicht gelingt, eine von der Bevölkerungsmehrheit getragene Strategie zu erarbeiten, ist der angestrebte Umbau des Energiesystems zum Scheitern verurteilt.

Der (für die Zukunft erwartete) Strompreis ist auch für die Entwicklung des Angebots wesentlich. Die neuen erneuerbaren Energien werden sich längerfristig nur dann auf breiter Front durchsetzen, wenn sie wettbewerbsfähig sind. Es wäre volkswirtschaftlich nicht tragbar, die angestrebte Vollversorgung aus erneuerbaren Quellen durch Subventionen erzwingen zu wollen. Die Strompreise beeinflussen auch die Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien. Werden für die Zukunft keine höheren Preise erwartet, gibt es kaum Investitionsanreize, sodass mögliche Kostensenkungen gar nicht realisiert werden.

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus fluktuierenden Quellen hat starke Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem. Bisher war das Stromangebot auf den Bedarf ausgerichtet: Laufkraftwerke und Kernkraftwerke deckten die Grundlast, die Speicherkraftwerke die Mittel- und Spitzenlast. Mit der steigenden fluktuierenden Einspeisung sinkt der Anteil der Grundlast. Bei einer voll erneuerbaren

Stromversorgung können die Grundlastkraftwerke nicht mehr permanent mit gleicher Leistung produzieren. Es braucht deshalb Kraftwerke, die flexibel eingesetzt werden können, neben Speicherkraftwerken sind dies vor allem Gaskombikraftwerke und Gasturbinen. Allerdings sinkt bei einem flexiblen Einsatz deren Jahresnutzungsdauer und damit ihre Wirtschaftlichkeit, da der Marktpreis weiterhin durch billigere Grenzproduzenten, vor allem Kern- und Kohlekraftwerke, bestimmt wird und nur während kurzen Perioden hohe Erlöse erzielt werden können. Wenn sich die Back-up-Anlagen wirtschaftlich nicht rechnen, besteht das Risiko, dass ungenügend in sie investiert wird.

Bei der Gesetzgebung und der Organisation des Strommarkts ist deshalb im Auge zu behalten, dass die Elektrizitätsversorgung künftig zu einem bedeutenden Teil auf fluktuierender Einspeisung beruhen wird.

Förderstrategien für erneuerbare Energien

Die kostendeckende Einspeisevergütung soll laufend an die aktuellen Gestehungskosten angepasst werden. Mittelfristig soll sie ergänzt werden, zum Beispiel mit einer Quotenregelung mit Zertifikatehandel oder mit einem Ausschreibemodell, die eine grössere Marktnähe und eine stärkere dynamische Anreizwirkung für Innovationen aufweisen.

Der Umbau des Energiesystems stellt hohe Anforderungen an das energiepolitische Instrumentarium. Neben Steuern, Lenkungsabgaben und Vorschriften kommen auch Förderinstrumente in Frage, mit denen erneuerbare Energien gezielt unterstützt werden. Heute ist in der Schweiz und in verschiedenen europäischen Ländern die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) etabliert; sie ist effektiv, um Technologien anzuschieben, aber wirtschaftlich nicht effizient. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz unterstützen die Vorschläge des Bundesrates vom 18. April 2012 zur Anpassung der KEV und für weitere Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien.

Mittelfristig entscheidend ist, dass das gewählte Förderinstrument die technische und wirtschaftliche Entwicklung beschleunigt. Dies wird am ehesten mit einer Quotenregelung (inklusive Zertifikatehandel) erreicht. Auch ein Ausschreibemodell wäre denkbar. Zusätzlich sollten Energieproduktionsformen belohnt werden, die kontinuierlich oder flexibel abrufbaren Strom erzeugen. Neben der Anwendungsförderung muss weiterhin in Forschung und Entwicklung investiert werden.

Aspekte einer erneuerbaren Stromversorgung im Ausland

Stromimporte sollen möglichst aus erneuerbaren Quellen stammen. Damit Investitionen schweizerischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen in ausländische Anlagen für die schweizerische Stromversorgung relevant werden können, braucht es entsprechende Durchleitungskapazitäten, einen integrierten europäischen Strommarkt sowie ein geeignetes Stromabkommen mit der EU.

Die Schweiz entwickelt sich immer mehr zum Stromimporteur und zwar nicht nur wie bereits seit längerem im Winter, sondern zunehmend auch über das ganze Jahr hinweg betrachtet. Dieser Importbedarf wird noch während längerer Zeit andauern, wie auch die bundesrätlichen Energieszenarien bestätigen. Der Verzicht Deutschlands, Österreichs und Italiens auf die Kernkraft und die wegen des Klimawandels angestrebte Reduktion der fossilen Stromerzeugung lassen die Vermutung zu, dass Strom in Europa künftig knapper wird. Dass die Schweiz ihre Stromlücke alleine mit Importen deckt, ist deshalb aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit nicht empfehlenswert.

Wenn Importe unabwendbar sind, dann sollen sie nicht aus Anlagen erfolgen, die in der Schweiz abgelehnt werden. Mit dem Ausstieg aus der Kernkraft ist der Import von Nuklearstrom ebenso unglücklich wie der Import fossil erzeugten Stroms.

Grundsätzlich soll daher erneuerbar erzeugte Elektrizität eingeführt werden.

Investitionen in solarthermische Anlagen in Südeuropa oder Windfarmen in Nordeuropa werden deshalb – falls verfügbar – für die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen zu einer bedenkenwerten Option. Damit solche Investitionen tatsächlich einen Beitrag an die schweizerische Stromversorgung leisten können, müssen jedoch mehrere Bedingungen erfüllt sein: Es braucht Durchleitungskapazitäten, um den Strom in die Schweiz zu führen, das europäische System muss als integraler Strommarkt funktionieren, und der Zugriff auf die entsprechenden Produktionsanlagen muss durch ein bilaterales Stromabkommen gesichert werden. Dieses muss dem Umstand Rechnung tragen, dass die EU-Länder mit der Richtlinie über die Förderung von erneuerbaren Energien (RES) anspruchsvolle Ausbauvorgaben zu erfüllen haben. Da die EU von der Schweiz entsprechend grosse Anstrengungen verlangt, muss Strom aus schweizerischen Investitionen im EU-Raum im bilateralen Stromabkommen als schweizerische Produktion anerkannt werden.

Fossile Stromerzeugung

Auf den Bau von fossilen Kraftwerken im Inland soll möglichst verzichtet werden. Werden sie aus Gründen der Netzstabilität trotzdem gebaut, sollen die CO₂-Emissionen vollständig kompensiert werden, damit die Erreichung der Schweizer Klimaziele nicht in Frage gestellt wird. Investitionen in ausländische fossile Kraftwerke sind nicht sinnvoll.

Die Energiestrategie 2050 des Bundes zeigt, dass sich in allen Szenarien eine Stromlücke öffnet, die sich selbst mit starken nachfragesenkenden Massnahmen und einer massiven Förderung der erneuerbaren Energien nicht vollständig decken lässt. Da auf den Bau von neuen Kernkraftwerken verzichtet werden soll, könnten sich die inländischen Stromproduzenten veranlasst sehen, als Ersatz für die Kernkraftwerke neue Gaskombikraftwerke oder fossile Wärmekraftkopplungsanlagen zu bauen.

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz halten ein solches Ausweichen für verfehlt; sie befürworten vielmehr den konsequenten Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion. Ihrer Ansicht nach kommen fossile Kraftwerke nur als Notlösung in Frage und sind aus Sicht des Klimaschutzes nur zulässig, wenn sie die Erreichung der Schweizer Klimaziele nicht gefährden. Dazu müssen die CO₂-Emissionen vollständig kompensieren werden, so wie dies das geltende CO₂-Gesetz und der Bundesrat verlangen. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz müssen allerdings zur Kenntnis nehmen, dass der Bundesrat in seiner Information vom 18. April 2012 die fossile Stromerzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als notwendig erachtet.

Investitionen in ausländische fossile Kraftwerke bedeuten eine Auslagerung der Klima- und Umweltverantwortung und sind daher aus ethischen Gründen abzulehnen.

Kernkraft

Damit die Schweizer Kernkraftwerke bis zu ihrer Abschaltung sicher weiterbetrieben werden können, sollen die Sicherheitsforschung fortgeführt und die daraus resultierenden Massnahmen umgesetzt werden. Dies gilt auch für die Forschung zur Endlagerung der radioaktiven Abfälle und die Vorbereitungen zur Umsetzung der entsprechenden Lagerkonzepte. Die Forderung nach Diversität und Flexibilität impliziert ebenfalls, dass die nukleare Forschung weitergeführt wird, insbesondere hinsichtlich der Entwicklung neuer Reaktorkonzepte. Sie dient auch der Ausbildung des notwendigen Fachpersonals.

Für die dicht besiedelte Schweiz ist es zwingend notwendig, dass sich kein Reaktorunfall mit systemgefährdenden Auswirkungen ereignet. Investitionen in Forschung und Nachrüstungen sollen helfen, die Risiken der heutigen Kraftwerke auf tiefem Niveau zu halten. Anlagen der Generation III/III+ gelten zwar als viel sicherer, fallen aber aufgrund der politischen Grundsatzentscheide und

der vermuteten mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung als Option zumindest mittelfristig ausser Betracht.

Die von den Kernkraftwerken produzierten radioaktiven Abfälle müssen von der Umwelt für sehr lange Zeit ferngehalten werden. Mit der Tiefenlagerung ist grundsätzlich ein Konzept vorhanden, wie diese Abfälle entsorgt werden könnten. Dennoch besteht auch in diesem Bereich weiterer Forschungsbedarf.

Stromnetz

Beim Stromnetz besteht bereits heute ein grosser Ausbau- und Erneuerungsbedarf. Zusätzliche Anforderungen ergeben sich durch die neue Energiepolitik. Damit die Ausbauten zeitgerecht realisiert werden können, sollen die Bewilligungsverfahren gestrafft werden.

Ein leistungsfähiges Netz ist für die Versorgungssicherheit ebenso wichtig wie die Stromproduktion und hat daher eine erhebliche volkswirtschaftliche Bedeutung. Eine bewusste Inkaufnahme von Schwachstellen wäre unverantwortlich.

Beim Übertragungsnetz besteht aufgrund des fortgeschrittenen Alters der Anlagen ein grosser Investitionsbedarf für Erneuerungen. Zusätzlich ergibt sich ein Ausbaubedarf, damit neue Pumpspeicherkraftwerke integriert und Engpässe behoben werden können. Der Bundesrat hat die dringend zu realisierenden Leitungsbauprojekte im Sachplan Übertragungsleitungen festgelegt. Diese Projekte sollen nun zügig realisiert werden. Damit die notwendigen Ausbauten zeitgerecht getätigt werden können, soll das Bewilligungsverfahren gestrafft werden.

Die effiziente und sichere Integration der dezentralen und teilweise fluktuierenden Stromeinspeisung erfordert sowohl einen Ausbau des bestehenden Netzes als auch die Entwicklung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) auf der Verteilebene. Zudem wird mit steigender Einspeisung in die unteren Netzebenen die Koordination zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetzen wichtiger.

Stromspeicherung

Wenn die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen einen grösseren Anteil zur Energieversorgung leisten soll, müssen entsprechende zentrale und dezentrale Speichermöglichkeiten geschaffen werden.

Windkraft und Photovoltaik produzieren grösstenteils nicht so, wie es der Nachfrage entspricht. Da Einspeisung und Verbrauch jederzeit übereinstimmen müssen, lässt sich eine Stromversorgung, die sich überwiegend auf erneuerbare Quellen abstützt, nur realisieren, wenn auch entsprechend ausreichende Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke spielen daher auch künftig eine wichtige Rolle für die Stromversorgung. Nach der Realisierung der im Bau oder in Projektierung befindlichen Anlagen wird eine Pumpleistung von etwa 5 GW zur Verfügung stehen. Dies genügt noch nicht, um bei einer voll erneuerbaren Stromversorgung die Leistungsüberschüsse aus der Windkraft und der Photovoltaik zu verwerten. Zudem muss künftig mehr Energie vom Sommer auf den Winter umgelagert werden. Deshalb muss nicht nur die Produktionskapazität, sondern auch die Speicherkapazität erhöht werden. Die Pumpspeicherung ist heute die kostengünstigste Möglichkeit zur Stromspeicherung. Allerdings ändert sich ihr Einsatz: Bisher diente sie in erster Linie dazu, billigen Strom aus Kohle- und Kernkraftwerken zu verwerten. Künftig geht es darum, zeitlich schlecht planbare Leistungsüberschüsse aus der Windkraft und der Photovoltaik abzubauen und höhere Regelleistungen einzuspeisen. Die wirtschaftlichen Bedingungen der Pumpspeicherung wandeln sich also.

Andere Speichertechnologien wie Druckluftspeicherkraftwerke, Erzeugung und Lagerung von Wasserstoff durch Elektrolyse oder Akkumulatoren sind heute nur in besonderen Fällen konkurrenzfähig. Thermische Energiespeicher (Wärmespeicher) werden in solarthermischen Kraftwerken standardmässig eingesetzt und erlauben eine Stromproduktion praktisch rund um die Uhr. Bei einer stark

dezentralisierten Stromerzeugung erscheint eine dezentrale Speicherung grundsätzlich sinnvoll, insbesondere wenn die Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Strommarkt einbezogen werden sollen.

Effizienz und Suffizienz

Die Realisierung eines nachhaltigen Elektrizitätssystems setzt wesentlich verbesserte Effizienz und höhere Suffizienz voraus. Bund und Kantone sollen zusammen mit den beteiligten Akteuren die dazu geeigneten Rahmenbedingungen schaffen.

Wenn das Elektrizitätssystem auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden soll, muss der Strom wesentlich effizienter genutzt werden als heute. Damit das Wirtschaftswachstum, die Bevölkerungszunahme sowie die Elektrifizierung im Wärme- und Transportsektor nicht zu einer Erhöhung des Verbrauchs führen, müssen Effizienz- und Suffizienzgewinne möglichst realisiert werden. Dabei spielen folgende Faktoren eine wichtige Rolle:

- **Strompreis:** Bleibt der Strompreis auf dem heutigen Niveau, werden Effizienz- und Suffizienzpotenziale kaum realisiert. Eine markante Preiserhöhung ist bereits zu erwarten, wenn Marktverzerrungen beseitigt werden. Wissen die Nutzer, dass die Preise längerfristig substantiell steigen werden, haben sie einen Anreiz, in Effizienzmassnahmen zu investieren. Allerdings kann ein hoher Strompreis auch zu einer Verlagerung auf fossile Energieträger führen.
- **Verbrauchsmuster:** Veränderte Verbrauchsmuster können einen wesentlichen Beitrag zur effizienteren Stromnutzung leisten. Neben höheren Strompreisen lassen sie sich auch durch neue Stromangebote, «smart metering», veränderte Alltagsroutinen und gesellschaftliche Werthaltungen erzielen.

- Soziale Lernprozesse: Effizienz und Suffizienz gehören noch nicht zu den sozialen Grundnormen. Die geforderten Effizienz- und Suffizienzziele lassen sich aber ohne neue Normbildungen nicht erreichen. Dies ist auf unterschiedlichen Ebenen möglich: Lebensqualität wird nicht mehr primär über den Konsum von Gütern definiert, suffiziente Verhaltensweisen erhalten eine höhere soziale Stellung und Energielabels regen zum sparsamen Energieverbrauch an.
- Politische Instrumente: Welche sozialen Lernprozesse stattfinden, lässt sich weder steuern noch vorhersagen. Es ist aber möglich, durch geeignete Rahmenbedingungen Lernprozesse zu fördern. Daneben können auch gezielte Massnahmen ergriffen werden: Gerätestandards werden kontinuierlich verschärft, bestimmte Stromanwendungen werden verboten oder der Stromverbrauch wird mit einer Lenkungsabgabe direkt beeinflusst.

Liberalisierung des Strommarkts

Die Marktöffnung für alle Kundenkategorien soll so rasch als möglich umgesetzt werden. Die schweizerische Netzgesellschaft Swissgrid soll eine unabhängige Unternehmensstruktur erhalten.

Seit 2009 ist in der Schweiz der freie Marktzugang für Grosskunden möglich. Nun muss der Markt auch noch für alle anderen Konsumenten geöffnet werden. Dabei geht es nicht nur um die freie Wahl des Lieferanten. Der Strommarkt kann nur dann unverzerrt funktionieren, wenn die Strompreise die wirklichen Kosten widerspiegeln. Bisher nicht berücksichtigte externe Kosten müssen daher in die Preisbildung einfließen. Damit wird auch die ökonomische Grundlage für die «Neue Energiepolitik» geschaffen.

Die Strommarktliberalisierung erfordert die Trennung von Produktion und Netz, da dieses ein natürliches Monopol darstellt, das reguliert werden

muss. Das Übertragungsnetz wird spätestens 2013 in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid übergehen. Damit der Markt funktionieren kann, ist es wichtig, dass Swissgrid künftig unabhängig von den Stromproduzenten und regionalen Verteilern handeln kann.

Die Liberalisierung hat beachtliche Auswirkungen auf die Stromwirtschaft. Mit der Ausgliederung des Übertragungsnetzes ändert sich ihre Struktur. Die volle Marktöffnung führt für Versorger und Stromkonsumenten zu neuartigen Geschäftsbeziehungen, nicht zuletzt weil es künftig möglich sein soll, dass die Stromkunden auf Preissignale reagieren können. Schliesslich stellt sich mit Blick auf die Liberalisierung und die steigende dezentrale Stromeinspeisung auch die Frage, ob der sehr kleinteilige Aufbau der Elektrizitätswirtschaft mit vielen kleinen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zukunftsfähig ist.

Die schweizerische Stromversorgung im europäischen Kontext

Das schweizerische Elektrizitätssystem soll im Interesse der sicheren und wirtschaftlichen Versorgung des Landes im europäischen System integriert bleiben. Dazu ist ein Stromabkommen mit der EU unverzichtbar.

Das schweizerische Elektrizitätssystem ist heute integraler Bestandteil des europäischen Strommarkts. Dieser wird sich aus technischen, wirtschaftlichen und politischen Gründen stark verändern. Dies hat auch Folgen für die Schweiz: Die Entwicklung in der EU beeinflusst nicht nur die schweizerische Gesetzgebung, sondern auch die Versorgungssicherheit, die Stromflüsse und damit die Anforderungen an das Übertragungsnetz. Für die Schweiz ist es wichtig, dass sie an ein künftiges europäisches Höchstspannungsnetz (Super Grid) angeschlossen wird. Die Abhängigkeit ist aber nicht einseitig: Auch der europäische Stromverbund ist auf ein leistungsfähiges schweizerisches Stromsystem angewiesen.

Die Schweiz und die EU haben deshalb beide ein Interesse an einer intensiven Zusammenarbeit. Da-

mit die schweizerischen Elektrizitätswerke und Behörden bei der Weiterentwicklung des europäischen Verbundsystems mitwirken können, braucht es das bereits erwähnte bilaterale Abkommen. Sollte dieses nicht zustande kommen, entstehen für die Schweiz beträchtliche Risiken. Die Verhandlungen zu einem solchen Stromabkommen sind zwar im Gange, gestalten sich aber schwierig. So hat die Schweiz die von der EU geforderte Marktliberalisierung bisher nicht realisiert. Dazu kommen zwei weitere strittige Punkte: der schweizerische Durchleitungsvorrang für Elektrizität aus französischen Kernkraftwerken und die Übernahme der EU-Richtlinie über die Förderung von erneuerbaren Energien (RES).

Neuausrichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollen neue Businessstrategien entwickeln, welche Rendite und verkaufte Menge voneinander entkoppeln. Dazu braucht es Geschäftsfelder und Dienstleistungen, die auf Effizienz ausgerichtet sind.

Wenn Wirtschaftsakteure Erfolg haben wollen, müssen sie sich an veränderte Rahmenbedingungen anpassen. Wird das bisherige Elektrizitätssystem so umgestaltet, dass die eingangs formulierten Ziele bis 2050 erreicht werden, stehen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) weitreichende Anpassungsaufgaben bevor. Obwohl letztlich jede Unternehmung diese Aufgabe für sich selbst wird lösen müssen, sollen dabei folgende Punkte beachtet werden:

- **Strukturen:** Ob die anstehenden Aufgaben mit der bestehenden Struktur der Elektrizitätswirtschaft gelöst werden können, ist fraglich, weil sowohl die Diversifizierung der Produktion als auch die Eingliederung in den europäischen Strommarkt zu veränderten Rahmenbedingungen führen werden.
- **Businessmodelle:** Alle EVU müssen sich auf zwei zentrale Herausforderungen einstellen:

Der Strommarkt wird weiter liberalisiert. Und wenn Effizienz und Suffizienz zu zentralen Zielen werden, werden die EVU ihre Gewinne künftig nicht mehr primär über die Menge an verkauftem Strom erwirtschaften, sondern mit neuen Angebots- und Kundenbeziehungsmodellen.

- **Investitionen:** Dass die EVU einen Grossteil der Investitionen für den Umbau des Stromsystems leisten müssen, steht ausser Frage. Wo, in welche Anlagen und mit welchen Strategien sie investieren, bleibt im Rahmen der staatlichen Vorgaben letztlich eine betriebswirtschaftliche Entscheidung.

Forschung, Entwicklung und Lehre

Die energiebezogene Forschung, Entwicklung und Lehre sollen verstärkt werden. Dabei ist insbesondere auch die sozioökonomische Forschung substanziell auszubauen.

Die vorstehenden Überlegungen machen deutlich, dass der Umbau des Stromsystems mehrere Jahrzehnte erfordern wird. Dabei spielen die Fortschritte in Wissenschaft und Technik eine massgebende Rolle. Je effektiver Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden, desto ökonomischer und ökologischer kann der Umbauprozess gestaltet werden. Dabei geht es zunächst einmal um naturwissenschaftlich-technische Aspekte, etwa um verbesserte Energietechnologien (Photovoltaik, Biomasse) oder um neu zu entwickelnde Technologien (Stromspeicherung, Smart Grid, Geothermie, Kernreaktoren der Generation IV). Der technische Fortschritt ist eine notwendige, aber keine hinreichende Voraussetzung, dass die Infrastruktur zur Bereitstellung und Nutzung der Elektrizität ökonomisch und ökologisch verbessert werden kann. Deshalb erfordert der Umbau des Elektrizitätssystems auf der anderen Seite auch einen massiven Ausbau der wirtschafts- und sozialwissenschaftlichen Forschung. Ökonomische Fragen betreffen etwa die volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die

Internalisierung externer Kosten oder die optimale Gestaltung von Lenkungsmaßnahmen oder des Strommarkts. Ebenso relevant sind sozialwissenschaftliche Fragen etwa zum Konsumentenverhalten, zum Umgang mit Unsicherheiten und Risiken, zur Akzeptanz neuartiger Technologien, zur gesellschaftlichen Organisation (Selbstversorgung von Regionen, Innovationsfähigkeit von Strukturen) oder zu gesellschaftlichen Lernprozessen. Wichtig ist auch der Systemaspekt, der sich zum Beispiel in der Netzproblematik und in der internationalen Vernetzung äussert. Es gilt, die Komplexität des gesamten sozio-technischen Systems «Stromversorgung» mitsamt den Rückkopplungen zu verstehen. Konkreter Forschungsbedarf besteht insbesondere bei folgenden Punkten:

- Entwicklung eines Energiesystemmodells, das alle Produktionsarten, die Übertragung und Speicherung des Stroms, die Importe und Exporte sowie den Verbrauch umfasst und Kosten, Risiken, Akzeptanz, Ressourcenverbrauch, wirtschaftliche Auswirkungen und Umweltbelastung berücksichtigt;
- Entwicklung von Szenarien, wie konkrete Vorgaben (Verfügbarkeit von Strom und Wärme, Preise, Umwelanforderungen) gesellschaftlich, ökonomisch und politisch umgesetzt werden können unter Berücksichtigung der möglichen internationalen Entwicklung;
- Elektrizitätsspeicherung sowie thermische beziehungsweise thermochemische Energiespeicherung: Entwicklung, Lebenszyklusanalyse, Kosten und Risiken;
- Optimierung der Materialflüsse sowohl bei häufigen als auch bei seltenen Materialien.

Die Schweiz verfügt mit den beiden ETHs, den Universitäten und den Fachhochschulen, mit einer innovativen Wirtschaft, aber auch mit bewährten Förderinstitutionen (Schweizerischer Nationalfonds SNF, Kommission für Technologie und Innovation

KTI, Ressortforschung) über eine ausgezeichnete Basis, um die dringend nötigen Fortschritte zu erzielen. Eine kontinuierliche, verstärkte Förderung von Forschung und Entwicklung drängt sich nicht nur auf, weil so der Umbau des Stromsystems möglichst wirtschaftlich erfolgen kann, sondern weil sie auch zu einem Klima der Innovation beiträgt und so die schweizerische (Clean-Tech-)Industrie unterstützt. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz begrüssen daher, dass der Bundesrat gemäss seinem Entscheid vom 18. April 2012 wieder vermehrt Mittel für Pilot- und Demonstrationsanlagen einsetzen will.

Der Um- und Ausbau des gesamten Energiesystems erfordert in der Forschung, der Entwicklung und der Umsetzung ausreichende Fachkräfte – ob Handwerker oder Forscherin. Lehre und Ausbildung sind entscheidende Faktoren für den Erfolg der Energiestrategie 2050 und sollten daher auf allen Ausbildungsstufen verstärkt werden.

6.5 Schlusswort

Der angestrebte Umbau des Elektrizitätssystems ist eine gigantische, in ihren systemischen Zusammenhängen noch weitgehend unerforschte Herausforderung. Der Aufbau einer voll erneuerbaren Stromversorgung benötigt grosse Investitionen. Er ist umso eher möglich und umso kostengünstiger, je tiefer der Verbrauch ist. Damit könnten auch die Auswirkungen auf Umwelt und Landschaft gemindert werden. Dabei muss nicht nur die Stromversorgung auf erneuerbare Quellen umgestellt werden; auch die fossilen Brenn- und Treibstoffe, welche heute den überwiegenden Teil des Energieverbrauchs decken, sind langfristig durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Unabhängig vom politischen Willen ist die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen eine Aufgabe, die mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen wird; sie ist umso schwieriger zu lösen, je länger mit der Umsetzung zugewartet wird.

Die Umgestaltung des Systems im Sinne der «Neuen Energiepolitik» darf als gesellschaftliches Experiment betrachtet werden. Der Umbau des Elektrizitätssystems erfordert nicht nur einen technologischen Wandel, sondern auch einen ge-

sellschaftlichen. Veränderungen auf Seiten der Gesellschaft beeinflussen den technologischen Wandel genauso wie Technologien gesellschaftliche Strukturen. Die Anpassung an eine gänzlich veränderte sozio-ökologische Umwelt wird alle Teile der Gesellschaft betreffen und ist deswegen eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Dabei versteht heute niemand, wie dieser Umbau vollzogen werden soll und was er alles beinhaltet. Es gilt allerdings, ihn so anzupacken und zu gestalten, dass die wesentlichen Nachhaltigkeitsziele erreicht werden können.

Drei Dinge sind dabei zu vermeiden: reines Wunschdenken, blinder Aktionismus und eine Handlungsblockade. Reines Wunschdenken liegt vor, wenn zum Beispiel die Geothermie als fester Beitrag an die Stromversorgung eingeplant wird, obwohl diese Technologie noch viel Forschung und Entwicklung benötigt. Blinder Aktionismus ist gegeben, wenn die Ziele mit Schnellschüssen erreicht werden sollen, zum Beispiel durch Aufhebung des Deckels der im Rahmen der KEV für die Photovoltaik verfügbaren Mittel. Eine Handlungsblockade schliesslich besteht etwa dann, wenn für die Umsetzung der neuen Energiepolitik benötigte Instrumente und Mittel politisch verweigert werden.

Dieser Bericht hat massgebliche Handlungsfelder angesprochen und mögliche Handlungsoptionen skizziert. Deutlich geworden ist, dass es keinen bereits geebneten Weg gibt und dass alle Optionen neben Vorteilen immer auch Nachteile haben. Die grosse Aufgabe besteht darin, eine Balance zwischen den verschiedenen Vor- und Nachteilen zu finden. Das betrifft nicht nur die Technologien, sondern insbesondere auch die Menschen, die zu Recht eine ausgewogene Verteilung von Lasten und Nutzen erwarten. Hält man sich vor diesem Hintergrund die Grösse der Aufgabe vor Augen und berücksichtigt, dass in einem demokratischen Land ein gesellschaftlicher Umbau nur freiheitlich vollzogen werden kann, dann kommen wir nicht umhin, nach so etwas wie einem neuen Gesellschaftsvertrag als wichtigen Rahmen für die Realisierung dieses Umbaus zu verlangen. Die Schweiz kennt einige Beispiele wie etwa die Entwicklung der Altersvorsorge oder die Realisierung der Bahn

2000 und der Neat. Für derartige Projekte braucht es nicht nur einen starken politischen Willen. Es braucht auch entsprechende Rahmenbedingungen und den Willen vieler individueller (Haushalte, Unternehmen) und organisierter Akteure (EVU, NGO, Medien), ihren Beitrag zur Erreichung des gemeinsamen Ziels zu leisten.