

Institut für Versicherungswirtschaft



Universität St.Gallen

Energiestrategie 2050 – Evaluierung der schweizerischen Risiko- landschaft



Dr. Katja Müller
Prof. Dr. Hato Schmeiser
Dr. Caroline Siegel

Dezember 2014

Editor

Institut für Versicherungswirtschaft, I.VW-HSG, St. Gallen, www.ivw.unisg.ch

Copyright

Diese Studie kann ohne Genehmigung mit Quellenangabe zitiert werden.

© I.VW-HSG: Müller K, Schmeiser, H. und Siegel, C. (2014): Energiestrategie 2050 – Evaluierung der schweizerischen Risikolandschaft

Energiestrategie 2050 – Evaluierung der schweizerischen Risikolandschaft

1. Auftrag und Zielsetzung

Diskussionen um eine Veränderung und Neuausrichtung der Energiegewinnung in der Schweiz werden bereits seit vielen Jahren geführt. Nach den verheerenden Ereignissen um den Reaktorunfall in Fukushima, Japan, haben der Schweizer Bundesrat und das Parlament im Jahr 2011 die Abschaltung aller fünf Atommeiler beschlossen. Dem Grunde nach steht damit der Atomausstieg fest und der Weg für die Energiewende ist geebnet. Allerdings gibt es in diesem Zusammenhang noch viele offene Fragen: Wann genau sollen die einzelnen Nuklearreaktoren stillgelegt werden? Welche Alternativen scheinen am geeignetsten für die Stromproduktion am Standort Schweiz? Welcher Energiemix soll mittel- bis langfristig anvisiert werden? Welche neuen Chancen und Risiken sind mit dem jeweiligen Energieszenario der Energiestrategie 2050 verbunden und wie lassen sich die Risiken gegebenenfalls reduzieren bzw. versichern?

Die vorliegende Studie stellt einen Übersichtsartikel zu der bereits vorhandenen Literatur hinsichtlich dieser Thematiken dar. Der Auftrag zur Erstellung der Studie wurde vom Schweizerischen Versicherungsverband (SVV) und dem Bundesamt für Energie (BFE) erteilt. Sie soll als Informations- und Diskussionsgrundlage für die Abstimmungen im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ im Schweizerischen Parlament im ersten Quartal 2014 dienen. Die Arbeiten, welche für die Erstellung der Studie herangezogen wurden sind in Abstimmung mit dem SVV und dem BFE ausgewählt worden. Es handelt sich um einschlägige, grösstenteils publizierte Arbeiten im Zusammenhang mit der Energiewende in der Schweiz und den zugehörigen relevanten Technologien.

Ziel ist es, eine Chancen- und Risikoanalyse der Stromproduktionsalternativen durchzuführen, um so Impulse für mögliche Massnahmen im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu geben.

Vor diesem Hintergrund werden die potentiell zur Verfügung stehenden Technologien zur Stromgewinnung, insbesondere die Atomkraft, Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Geothermie hinsichtlich ihrer technischen Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit sowie ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz und Versorgungssicherheit analysiert und gegenübergestellt, sowie ihre Relevanz hinsichtlich der Szenarien der Energiestrategie 2050 abgewogen. Zusätzlich umfasst die Studie eine Aufarbeitung zur möglichen Versicherbarkeit der bestehenden und neu entstehenden Risiken sowie im Anhang der Studie, eine Übersicht über die analysierten Stromerzeugungstechnologien und ihre Bedeutung innerhalb der Energiestrategie 2050.

2. Analyse der Chancen und Risiken

Die folgende Analyse soll die verschiedenen Chancen und Risiken der betrachteten Energiealternativen für die Schweiz aufzeigen. Die einzelnen Energiequellen werden hierbei auf ihre technische Sicherheit, ihren Einfluss auf die Umwelt, ihre Wirtschaftlichkeit, sowie ihre gesellschaftliche Akzeptanz in Kapitel 2.1 untersucht. Ein Gesamtüberblick verdeutlicht das relative Chancen-/Risikoprofil der betrachteten Technologien. Aufgrund seiner Wichtigkeit wird auf den Aspekt der Versorgungssicherheit anschliessend in Abschnitt 2.2, mit Bezug auf die verschiedenen Energiequellen, gesondert eingegangen.

2.1 Betrachtete Energiequellen/-technologien

2.1.1 Kernenergie

Technische Sicherheit

Die Nutzung von Kernenergie erfordert eine sichere Handhabung von grossen Mengen an radioaktivem Material. Die sogenannte Störfallrichtlinie (siehe HSK, 2004) der Schweiz verlangt ein striktes Sicherheitskonzept hinsichtlich der Kontrollmassnahmen, der Kühlung von Brennelementen und der Abschottung von radioaktivem Material durch ein Barriersystem (für weitere Details siehe BFE, 2009). Das verbleibende Restrisiko von Kernschäden bzw. einer Freisetzung von Radioaktivität und damit verbundenen Umweltschäden muss jährlich für jedes Kernkraftwerk ermittelt werden. Laut der Studie von Hirschberg et al., 2010, liegen die Wahrscheinlichkeiten für ein Auftreten von Kernschäden, d.h. also dem Versagen von Sicherheitsvorkehrungen ohne, dass Radioaktivität in die Umwelt freigesetzt wird, in der Schweiz deutlich unter dem internationalen Durchschnitt (zwischen 10^{-5} und 10^{-6} pro Reaktorjahr). Die quantitativen Analysen von Schmocker et al., 1999, berechnen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Freisetzung von Radioaktivität von einem 1000g Cäsium-137 Äquivalent zwischen 10^{-7} und 10^{-6} . Kritiker der genannten Studien machen hingegen geltend, dass für das Kernkraftwerk Mühlberg technische Mängel in Form von Rissen im Kernmantel des Reaktors 1 bekannt seien, welche in den Studien nicht genügend Berücksichtigung erfahren hätten (siehe BFE, 2009). Eine technische Anmerkung des BFE, 2009 weist allerdings daraufhin, dass der Kernmantel mechanisch wenig belastet ist, da er keinem Druck standhalten muss, somit also kein Sicherheitsmangel vorliegen. Weitere mögliche Sicherheitsrisiken sind die Gefahr von Kernschäden durch Erdbeben. Eine Studie der Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen hat 2007 das Risikopotenzial von Erdbebenschäden an Kernkraftwerken neu bewertet und im Vergleich zu vorherigen Studien höher eingeschätzt (HSK, 2007). Daraufhin veranlasste die HSK, eine Umsetzung von umfassenden Schutzmassnahmen gegen Erdbebenschäden an den schweizerischen Kernkraftwerken. Die Kernschadenwahrscheinlichkeiten, welche durch Erdbeben verursacht werden, entsprechen ca. einem Drittel der sonstigen technischen Kernschadenhäufigkeiten. Ein weiteres Gefahrenpotential stellen terroristische Anschläge dar. Eine hierzu veranlasste Studie (HSK, 2003) zeigt laut BFE aber, dass der Schutz gegen vorsätzlich herbeigeführte Flugzeugabstürze in allen schweizerischen Anlagen als hoch bezeichnet werden kann (siehe BFE, 2009).

Umweltaspekte

Mit Blick auf die Klimarelevanz weist der Normalbetrieb von Kernkraftwerken relativ niedrige CO₂-Emissionen auf (siehe BFE, 2012b). Der durchschnittliche Kohlenstoffdioxidwert für die Atomkraftwerke der Schweiz liegt bei 24 Gramm CO₂e/kWh (siehe VSE, 2012b). Damit könnte die Atomenergie einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen über die nächsten Jahrzehnte beitragen und laut einer Studie der ETH Zürich eine CO₂ Reduktion von 0.3 % pro Jahr bewirken (siehe Märkli, 2007). Im Hinblick auf die genutzten natürlichen Ressourcen, entstehen bei der Uranerzaufbereitung Rückstände, die toxische radioaktive Gase freisetzen. Auch bei den sogenannten Absetzbecken des Uranbergbaus entstehen chemisch-toxische Emissionen (siehe BFE, 2009). Allerdings zeigen Vergleichsstudien der Ökoindikatoren verschiedener Energiequellen, dass die mit dem Abbau von Uranerz verbundenen Emissionen sehr gering sind (siehe BFE, 2009). Ein problematischerer Umweltaspekt der Atomenergie ist die Entsorgung der radioaktiven Abfälle. Der grösste Teil davon entsteht bei der Wiederaufbereitung, durch abgebrannte Brennelemente, aber auch beim Rückbau von Kernkraftanlagen. Die Schweiz hat sich gesetzlich dazu verpflichtet die entstandenen und entstehenden Abfälle im eigenen Land in Tiefenlagern zu entsorgen. Hierfür müssen, laut BFE, bis 2040 ein neues Lager für schwach- und mittelaktive Abfälle sowie ein neues Lager für hochaktive Abfälle gefunden werden. Die Entsorgungsanlagen sollen zu keiner Zeit Risiken für Mensch und Natur darstellen. Laut einer Studie von Rütter & Partner wurde dies an 5 Fallbeispielen, welche u.a. zwei Entsorgungsanlagen in der Schweiz betrachten, untersucht (siehe Rütter & Partner, 2006). Hierbei konnte keine Überschreitung der Grenzwerte, welche sich deutlich unter der terrestrischen Strahlenbelastung bewegen, festgestellt werden. Allerdings unterstreicht die Studie auch die Bedeutung der Bedenken und Ängste seitens der Bevölkerung hinsichtlich dieser Art der Energiegewinnung (siehe auch BFE, 2009).

Wirtschaftlichkeit

Die aktuellen Gestehungskosten der Stromerzeugung durch Kernkraft bewegen sich im Rahmen von 4 bis 5 Rappen pro Kilowattstunde. Dabei trägt die Atomenergie zu einer sehr günstigen Stromproduktion bei. Hinzu kommen allerdings sogenannte „externe Kosten“ durch den Prozess der Kernenergiegewinnung, welche nicht im Strompreis inbegriffen sind und daher von der Allgemeinheit zu tragen sind. Laut einer Überblicksstudie des BFE (siehe BFE, 2007c) weisen die Schätzungen zur Höhe dieser externen Kosten aber eine weite Spannbreite zwischen 0 und 320 Rp/KWh auf. Die Quantifizierung dieser Kosten ist daher nicht zuverlässig durchführbar (siehe BFE, 2009). Der Neubau von Kernkraftwerken ist dagegen mit hohen Kosten verbunden, weshalb die Kernenergie zur Deckung der Stromgrundlast eingesetzt werden sollte (siehe auch AdWS, 2012). Die Gestehungskosten von neuen Kraftwerken liegen bei ca. 6 bis 8 Rappen pro Kilowattstunde.

Der geplante Atomausstieg verursacht erhebliche Rückbau- bzw. Stilllegungskosten (siehe swissnuclear, 2011 und ENSI, 2012). Diese werden den schweizerischen Stromkosten angerechnet und betragen laut der Studie der Akademien der Wissenschaften Schweiz rund 1 Rappen pro Kilowattstunde (siehe AdWS, 2012).

Gesellschaftliche Akzeptanz

Bei der Kernkraft besteht eine grosse Diskrepanz zwischen den messbaren und den öffentlich wahrgenommenen Risiken. Aufgrund der letzten grossen Atomunfälle im Ausland werden die tatsächlichen Eintrittswahrscheinlichkeiten möglicherweise überschätzt (siehe z. B. BFE, 2009). Bedenken bestehen auch hinsichtlich der Entsorgung des radioaktiven Abfalls, aufgrund der Notwendigkeit der Tiefenlagerung und der langen Halbwertszeiten. Zusammengenommen führt dies zu einer grundsätzlichen Ablehnung dieser Energiequelle in weiten Teilen der Bevölkerung (siehe AdWS, 2012). Befürworter der Kernenergie unterstreichen dagegen ihre positiven Umweltaspekte und die technologischen Sicherheitsstandards.

2.1.2 Wasserkraft

Technische Sicherheit

Die Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke gilt gemeinhin als sehr sichere Technologie. Massive Schadenmeldungen gibt es laut dem Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft (GDV) nicht (siehe GDV, 2013). Technisch gesehen, bestehen Hochwasser- und Erdbebenrisiken vor allem bei Stauanlagen und bei Talsperren von Hochdruckanlagen. Durch starkes Hochwasser kann es beispielsweise zur Erosion der Dammböschungen kommen, die im Extremfall zu einem Dambruch führen kann (siehe Wellenstein, 2012). Wie die Studie der Akademien der Wissenschaften Schweiz betont, bergen die Wasserkraftanlagen aber auch Schutzpotential. Die Stauanlagen können mit ihrem Rückhaltevermögen zur Verminderung der Hochwassergefahr für umliegende Gebiete beitragen (siehe AdWS, 2012).

Die Gefahr der Destabilisierung der Betonmauern und Erddämme durch Erdbeben wird seit Jahrzehnten von Experten durch ein besonderes Messnetz kontrolliert. Hierdurch werden die Auswirkungen von Erdbewegungen und Impulswellen auf die Talsperren untersucht. Ein weiteres Risiko besteht im Aufquellen des Betons der Staumauern. Auch dies kann zur Destabilisierung der Dämme durch Spannungen im Mauerwerk führen (siehe Wellenstein, 2012). Gerade bei älteren Bauwerken werden deshalb regelmässige Rissmessungen durchgeführt und gegebenenfalls Gegenmassnahmen ergriffen.

In der Schweiz werden die genannten technischen Risiken insgesamt durch ein umfangreiches Sicherheitskonzept, welches Regelungen zur baulichen Sicherheit, der Überwachung und den zu ergreifenden Massnahmen in einem Notfall enthält, kontrolliert.

Umweltaspekte

Die Wasserkraft weist überaus vorteilhafte Kohlenstoffdioxidäquivalente pro Kilowattstunde auf (4g CO₂e/kWh laut AdWS, 2012). Ökologisch problematische Aspekte sind aber die Einflüsse der Bauten und des Betriebs auf die umliegende Natur. Bei der Wasserrückführung können die Abflussmengen sehr unterschiedlich ausfallen, was zu Schwall- und Sunkproblemen führt (siehe VSE, 2012b). Ausserdem haben die Kraftwerke Einfluss auf die Beschaffenheit der Flussbette und deren Transport von Feinmaterial. Dies kann sich auf die Fragmentierung der Lebensräume von Fischen und auf die Wassertemperaturen auswirken.

Abgesehen von der Einflussnahme auf Flora und Fauna, verändert die Wasserkraft das Landschaftsbild erheblich. Dies kann sowohl positiv als auch negativ ausgelegt werden (siehe AdWS, 2012).

Wirtschaftlichkeit

Die Gestehungskosten können sich aufgrund der unterschiedlichen Naturgegebenheiten von Kraftwerk zu Kraftwerk stark unterscheiden. Durchschnittlich betragen sie für die schweizerischen Speicher- und Laufwasseranlagen 7 Rappen pro Kilowattstunde (siehe VSE, 2012b). Da der Um- und Neubau von Kraftwerken hohe Investitionen erfordert werden die zukünftigen Gestehungskosten aber deutlich höher liegen. Das BFE prognostizierte in einer Studie aus dem Jahr 2007 für Speicherkraftwerke 17 bis 32 Rp/KWh und für Laufwasserkraftwerke zwischen 10 und 19 Rp/KWh (siehe BFE, 2007e). Mit dem Ausbau der Wasserkraft sind für die Schweiz in den nächsten Jahren laut einer Studie der electrosuisse und des VSE unter Umständen erhebliche wirtschaftliche Risiken verbunden (siehe Wiederkehr, 2013). Durch die europäische Subventionierung von Sonnen- und Windenergie kommt es zu ökonomischen Verzerrungen der Strompreise am Markt. Hierdurch wird die Wasserkraft als Stromquelle weniger rentabel. Dagegen steht die Flexibilität der Wasserkraft Strom in Knappheitssituationen zu erzeugen und die positiven volkswirtschaftliche Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf die Einnahmen der Kantone (siehe AdWS, 2012).

Gesellschaftliche Akzeptanz

Laut dem Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen genießt die Wasserkraft, aufgrund ihrer hervorragenden CO₂-Bilanz, eine breite Akzeptanz in der schweizerischen Bevölkerung. Durch den bereits ausgeprägten Zubau der Landschaften ist allerdings Widerstand gegen neue Kraftwerke und den starken Ausbau bestehender Anlagen zu verzeichnen (siehe VSE, 2012b).

2.1.3 Windkraft

Technische Sicherheit

Die Windkraft gilt heutzutage als eine der ausgereiftesten Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien. Das Risiko von Eiswurf, Mast- oder Rotorblattbruch wird als niedrig eingestuft (siehe AdWS, 2012).

Mögliche Schäden an den Anlagen ergeben sich vornehmlich durch die, im Vergleich zu anderen Technologien, häufigen Lastwechsel. Betroffen davon sind insbesondere Teile wie die Rotoren. Aber auch das Fundament bedarf einer regelmässigen Überprüfung (siehe GDV, 2013). Im Falle eines Ausfalls muss mit langen Betriebsunterbrechungen gerechnet werden, da die Mehrzahl der Ersatz- und Austauscherteile nicht vorrätig verfügbar sind (siehe GDV, 2013).

Um das Ausbaupotenzial der Windkraft optimal ausbauen zu können, werden in Zukunft vermutlich höhere Anlagen und Rotoren mit grösseren Durchmessern gebaut werden. Einerseits würde dies die effektive Nutzung auch von schwachen Windstärken ermöglichen, und folglich die Zahl der Volllaststunden erhöhen. Andererseits ist heute noch nicht absehbar, inwiefern sich

diese Ziele mit den Interessen der ansässigen Bevölkerung sowie den Landschafts- und Naturschutzbestimmungen vereinbaren lassen können (siehe AdWS, 2012).

Die Schweiz gilt mit Blick auf die Installation von Windparks als ein Standort mit extremen Bedingungen. Als geeignet für den Bau solcher Anlagen werden die Juraketten und ausgewählte Regionen in den Alpen eingestuft (siehe AdWS, 2012). Es ist vorstellbar, dass sich diese Standortbedingungen (Erreichbarkeit der Anlagen, Hanglagen, etc.) erschwerend auf das Ausfallrisiko und gegebenenfalls die Unterbrechungsdauer auswirken könnten.

Umweltaspekte

Über ihre gesamte Lebensdauer betrachtet produzieren kleine Windkraftanlagen rund 25.2g CO₂eq/kWh. Bei grösseren Anlagen beläuft sich dieser Wert auf 11.6g CO₂eq/kWh oder noch niedriger (siehe AdWS, 2012).

Damit fallen die Emissionswerte der Stromproduktion mit Windkraft im Vergleich zu anderen Technologien sehr niedrig aus (siehe VSE, 2012b).

Mit Blick auf den Bau der Anlagen sind allerdings strenge Vorschriften zum Schutz der Natur zu berücksichtigen (siehe VSE, 2012b).

Wirtschaftlichkeit

In der Schweiz wird aufgrund der eher schwierigen Standortbedingungen für Windkraftanlagen das finanzielle Risiko als grundsätzlich hoch eingestuft. So werden die gesamten Investitionskosten auf eine Summe zwischen 2500 und 3300 Fr./kW geschätzt. Die Gestehungskosten, welche stark abhängig von den tatsächlich vorherrschenden Windverhältnissen sind, belaufen sich auf Summen zwischen 15 und 25 Rp/kWh (siehe AdWS, 2012).

Als problematischen gelten in diesem Zusammenhang insbesondere komplexe Projektplanungen bei gleichzeitig grossen Unsicherheiten bezüglich der Realisierung und den Ertragsquoten (VSE, 2012b).

Obwohl die hiesigen Investitions- und Betriebskosten im Moment über dem internationalen Durchschnitt liegen, prognostiziert die ETH Zürich in ihrer Studie, dass sich die weltweiten Skalierungseffekte und der technische Fortschritt auch hierzulande positiv auswirken werden (siehe ETH Zürich, 2011).

Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz in der Schweiz gegenüber Windkraftanlagen und -parks ist eher eingeschränkt. Direkt Betroffene bemängeln insbesondere einhergehende Lärmstörungen und die Entstellung des Landschaftsbildes (siehe VSE, 2012b). Zusätzlich ergeben sich Widerstände vor dem Hintergrund des Natur- und Landschaftsschutzes.

Von daher wird mitunter die Vermutung geäussert, dass diese potenziellen Konflikte den weiteren Bau von Windkraftanlagen stark einschränken werden (siehe ETH Zürich, 2011).

2.1.4 Photovoltaik

Technische Sicherheit

Im Rahmen der Richtlinie „Electrical and electronic equipment: Restriction of the use of certain hazardous substances“ erfasst die Europäische Gemeinschaft Bestimmungen und Vorschriften zum Umgang mit gefährlichen Substanzen in Elektro- und Elektronikgeräten. Im Zuge einer Novellierung vom Dezember 2010 wurde beschlossen, dass Photovoltaikmodule künftig nicht unter diese Richtlinie fallen (siehe GDV, 2013).

Der Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft hat im Rahmen seiner 2013 veröffentlichten Studie, Auswertungen von Schadenstatistiken an Photovoltaikanlagen vorgenommen. Dort wird aufgezeigt, dass Betriebsausfälle vor allem durch Überspannung, Schneedruck und Brände ausgelöst werden.

Zudem können die Anlagen sturmgefährdet sein. Die Module sollten ab einer vordefinierten Windgeschwindigkeit in eine horizontale Position gebracht werden, um so die Angriffsfläche und letztlich auch das Schadenpotenzial zu minimieren. Des Weiteren muss sichergestellt werden, dass die Aufbauten bei starken Winden nicht umkippen (siehe GDV, 2013).

Umweltaspekte

Photovoltaikanlagen emittieren im Betrieb selbst kein CO₂ oder andere Luftschadstoffe. Allerdings fallen bei der Produktion der benötigten Komponenten, im Speziellen den Solarzellen, Emissionen und hochgiftige Abfälle an, welche letztlich zu einer nachteiligen Bilanz für Photovoltaik führen (siehe AdWS, 2012). Nach Schätzungen des Verbands der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen addieren sich die Emissionen einer Photovoltaikanlage über ihre gesamte Laufzeit somit auf zwischen 50 bis 100 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh (siehe VSE, 2012b).

Damit liegen die Werte deutlich über denen anderer Stromerzeugungstechnologien. Es ist allerdings davon auszugehen, dass durch technische Weiterentwicklungen und der Optimierung der Standortwahl mittel- bis langfristig 10 bis 20 CO₂e/kWh erreicht werden könnten (siehe ETH Zürich, 2011).

Für die Produktion der Solarzellen werden verschiedene Materialien benötigt. Das hierfür besonders geeignete Silizium stellt dabei als zweithäufigstes Element in der Erdkruste keine zu erwartende Hürde mit Blick auf die künftige Verfügbarkeit dar (siehe AdWS, 2012). Anders scheint die Lage bei den Metallen Indium, Tellur und Gallium zu sein.

Wirtschaftlichkeit

Die Stromerzeugung mit Hilfe von Sonnenlicht gilt heutzutage als eine der teuersten Technologien, nicht zuletzt weil entsprechende technische Fachkräfte bisher in nicht genügender Anzahl vorhanden sind. Die Investitionskosten sinken zwar mit dem Bau grösserer Anlagen (siehe VSE, 2012b). Nichtsdestoweniger belaufen sie sich aktuell auf ca. 3000 CHF/kW. Die Gesteungskosten liegen für Dachanlagen (10-100 kW) heute bei ungefähr 29 bis 46 Rp/kWh (siehe AdWS, 2012).

Gleichzeitig wird prognostiziert, dass die Kosten zukünftig stark fallen werden (siehe ETH Zürich, 2011). Gründe dafür sind zum einen der technologische Fortschritt, aber zum anderen insbesondere auch das weltweite Marktwachstum, welches den Druck zur Kostenreduktion weiterhin verstärken wird (siehe AdWS, 2012).

Gesellschaftliche Akzeptanz

Mit Blick auf die gesellschaftliche Akzeptanz muss bezüglich der Standortwahl unterschieden werden. Während die Positionierung von Photovoltaikanlagen auf Gebäudedächern als gemeinhin akzeptiert gilt, steht die Schweizer Bevölkerung der Bebauung von Freiflächen skeptisch gegenüber (siehe VSE, 2012b).

2.1.5 Geothermie

Technische Sicherheit

Die technische Sicherheit von Geothermieprojekten hängt von der Nutzungsart der Erdwärme ab.

Die Wärmegewinnung durch oberflächennahe, Warmwasser führende Schichten gilt heutzutage als technisch ausgereift (siehe AdWS, 2012). Da zur Erschliessung der Reservoirs keine aufwändigen Bohrungen notwendig sind, wird das technische Risiko als gering eingestuft (siehe ETH Zürich, 2011).

Mit Blick auf die Nutzung von „Enhanced Geothermal Systems“ ergibt sich das technische Risiko in erster Linie bei der Erschliessung der Wärmereservoirs. Dafür sind mindestens zwei Bohrungen durch die warmen, bis zu 5000m tiefen Gesteinsschichten nötig. Dabei kann es regelmässig zu spürbaren Erdbeben an der Erdoberfläche kommen. Des Weiteren gilt es als nicht unwahrscheinlich, dass durch die Einspeisung von Wasser zur Aufnahme der Wärme auch giftige oder radioaktive Stoffe an die Erdoberfläche gelangen (siehe AdWS, 2012).

Umweltaspekte

Ähnlich wie bei anderen erneuerbaren Energien wird der Hauptteil der Schadstoffemissionen auch bei der Geothermie nicht bei der Energiegewinnung selbst ausgestossen. Die geschätzten 25 bis 85 CO₂e/kWh fallen insbesondere bei der Erschliessung der Reservoirs an und hängen erwartungsgemäss von den geologischen Gegebenheiten ab (siehe AdWS, 2012).

Positiv zu vermerken ist der geringe Platzbedarf, den Geothermieanlagen beanspruchen würden (siehe VSE, 2012b).

Wirtschaftlichkeit

Die vollständigen Investitionskosten, die beim Bau eines Geothermiekraftwerkes anfallen würden, lassen sich im Moment noch nicht sicher abschätzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bis heute noch keine solche Anlage in der Schweiz gebaut wurde (siehe VSE, 2012b). Die ETH Zürich gibt in ihrer Studie zusätzlich zu bedenken, dass die vermutlich sehr hohen Investitions-

kosten mit dem Risiko einhergehen, die tatsächlichen Eigenschaften des zu erschliessenden Reservoirs im Vorhinein nicht genau zu kennen (siehe ETH Zürich, 2011).

Mit Blick auf die Gesteungskosten werden heutzutage Werte um die 40 Rp/kWh angegeben (siehe VSE, 2012b). Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050, wird ein Absinken auf 7 bis 15 Rp/kWh prognostiziert (siehe AdWS, 2012).

Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Meinungsbildung zur Geothermie orientiert sich stark an den technischen Risiken. Bei Aussagen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Geothermieprojekten muss folglich nach Nutzungsarten unterschieden werden.

Die Erschliessung von oberflächennaher Erdwärme mittels Wärmepumpen zählt zu den ausgereiften Technologien und wird gemeinhin von der Bevölkerung akzeptiert (siehe ETH Zürich, 2011).

Die Nutzung der Erdwärme aus Gesteinsschichten in bis zu 5000m Tiefe wird von den Schweizern eher skeptisch gesehen. Insbesondere Erdbeben in Folge von Bohrungen rufen regelmässig kritische Stimmen auf den Plan (siehe AdWS, 2012). Dies geschah zuletzt im Juli 2013, als es im Rahmen des Geothermieprojekts in der Nähe von St. Gallen zu einem Beben der Stärke 3.5 auf der Richterskala kam.

Seismologen indes schätzen das Risiko von starken Erdbeben als sehr niedrig ein. Eher noch bestünde die Gefahr, dass in Folge der Injektion des Wassers toxische oder radioaktive Substanzen zu Tage gefördert werden (siehe AdWS, 2012).

2.1.6 Vergleich der Energiequellen

Das relative Chancen- und Risikoprofil der betrachteten Energiequellen wird in Tabelle 2 in einer Gesamtübersicht in Bezug auf alle in Abschnitt 2.1 bisher identifizierten Aspekte schematisch veranschaulicht. Unsere Evaluation stützt sich hierbei auf die Ausführungen der Studie der Akademien der Wissenschaften Schweiz, die grafischen Darstellungen von Hirschberg et al. sowie die Tabelle aus der Ecosens Studie (vergleiche für dieses Kapitel AdWS, 2012, Hirschberg et al., 2010 und Ecosens 2013). Im Folgenden soll auf die einzelnen Risiken bezüglich technischer Sicherheit, Umweltaspekte, Wirtschaftlichkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz gesondert eingegangen werden. Um einen umfassenden Vergleich der Chancen und Risiken vornehmen zu können, wird zur Vervollständigung neben den in den Abschnitten 2.1.1 bis 2.1.5 betrachteten Technologien auch die fossilen Brennstoffe in die Betrachtung mit einbezogen.

Technische Sicherheit

Hinsichtlich der technischen Sicherheit unterscheiden die Studien u.a. zwischen den Konsequenzen von Störfällen und Gesundheitsrisiken aufgrund des Normalbetriebs.

Bei der Analyse des ersten Aspekts zeigt sich, dass die fossilen Energiequellen das höchste Unfallpotential aufweisen während die Kernenergie die grössten Konsequenzen im Falle eines Un-

falls verzeichnet. Allerdings weisen auch grosse Wasserkraftwerke ein relativ hohes Unfallrisiko auf. Die langfristigen Konsequenzen sind hier aber sehr gering.

Unter normalen Bedingungen weist die Wasserkraft dagegen die geringsten Gesundheitsschäden auf, gefolgt von Kernenergie, Windenergie und Geothermie. Dagegen zieht die Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen, welche zu einem grossen Anteil die Kernenergie ersetzen soll, die grössten Schädigungen der menschlichen Gesundheit nach sich, insbesondere das Betreiben von Kohlekraftwerken.

Umweltaspekte

Die betrachteten Umweltaspekte beziehen sich auf die CO₂-Emissionen der einzelnen Energiequellen bei Normalbetrieb, die Notwendigkeit der Lagerung von Abfällen in Untertagedeponien und die generellen Schäden an Ökosystemen wie z. B. Einschränkung der biologischen Vielfalt, Emission von toxischen Substanzen, Lärm und Luftverschmutzung.

Die schlechtesten Kohlenstoffdioxid-Bilanzen weisen hierbei die fossilen Brennstoffe auf, während Kernenergie und Wasserkraft die geringsten Treibhausgasemissionen produzieren.

Allerdings verursacht die Atomkraft mit Abstand die grösste Menge an Abfällen, welche grösstenteils radioaktiv sind. Die meisten nicht-radioaktiven Abfälle fallen bei der Photovoltaiktechnologie und den fossilen Brennstoffen an.

Die grössten ökologischen Schäden insgesamt werden aber laut der genannten Studien durch fossile Brennstoffe, vor allem Kohlekraftwerke verursacht. Dagegen weist die Wasserkraft die geringsten adversen Effekte auf.

Wirtschaftlichkeit

Unter dem Begriff der Wirtschaftlichkeit betrachten die Studien im Wesentlichen zwei Aspekte. Die Gesamtgestehungskosten, d.h. die internen und externen Kosten der Stromproduktion, sowie die Kapitalkosten für neue Bauten. Diese werden in Tabelle 1 für die betrachteten Technologien in Rappen pro Kilowattstunde bzw. in 1000 CHF pro Kilowattstundeäquivalent aufgeführt.

Berücksichtigt man lediglich die internen Stromgestehungskosten, ist die Kernkraft mit 4-5 Rappen pro Kilowattstunde zurzeit mit Abstand die billigste Stromgewinnungsquelle, gefolgt von der Wasserkraft und den fossilen Brennstoffen. Am teuersten ist mit 29-46 Rp./kWh momentan die Photovoltaik-Technologie. Die Berücksichtigung externen Kosten ist gerade im Hinblick auf die Kernkraft sehr schwierig, da vorhandene Schätzungen eine grosse Bandbreite aufweisen. Allerdings gilt zu betonen, dass trotz einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit die nicht internalisierten Kosten eines Atomunfalls, welche durch die Gesellschaft getragen werden müssten, hoch sind. Daher führt die Berücksichtigung dieser externen Kosten auch dazu, dass die Wasserkraft mit knapp 10 Rappen pro Kilowattstunde, aktuell, die günstigste Energiequelle darstellt. Beim Vergleich der Kapitalkosten sind die fossilen Brennstoffe mit bis zu 2000 Franken pro Kilowattstundenäquivalent am billigsten. Es muss hierbei aber berücksichtigt werden, dass die Daten zu den Kapitalkosten für Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke sowie Geothermieprojekte fehlen. Schätzungen der internen Gestehungskosten bis zum Jahr 2050 zeigen, dass die Gestehungskosten der Kernkraftwerke weiterhin am günstigsten sind, obwohl ein Preisan-

stieg von 50 % bis 60 % erwartet wird. Aber auch die Geothermie könnte voraussichtlich in Zukunft relativ billigen Strom bereitstellen. Mit bis zu 30 Rappen pro Kilowattstunde bleibt die Photovoltaik auch in Zukunft voraussichtlich die teuerste Energiequelle. Berücksichtigt man zusätzlich die künftigen externen Kosten, so ergibt sich mit Blick auf die Kernkraft das gleiche Bild wie heute. Die voraussichtlichen Gesamtgestehungskosten für Windkraft und fossile Brennstoffe sind bei der Internalisierung externer Effekte am niedrigsten. Die künftigen Kapitalkosten werden laut der Schätzungen bis 2050 bei den fossilen Brennstoffen und der Windkraft, mit 1600-2300 CHF/kWeq bzw. 1500-3000 CHF/kWeq, am niedrigsten sein, während die notwendigen Investitionen für die Wasserkraft als am höchsten eingeschätzt werden (4000-10'000 CHF/kWeq).

Energiequelle	Zeitraum	Gestehungskosten (Rp./kWh)	Externe Kosten (Rp./kWh)	Kapitalkosten (1000 CHF/kWeq)
KK	heute	4 bis 5	0 bis 320	kein Neubau
	2030-2050	6 bis 8	0 bis 320	2.5 bis 7.0
FB	heute	8.4 bis 9	2.6	1.5 bis 2
	2030-2050	11.3 bis 12	1.6 bis 3.2	1.6 bis 2.3
WK	heute	7	2.6	kein Neubau
	2030-2050	10 bis 32	2.7	4 bis 10
PV	heute	29 bis 46	0.5	3
	2030-2050	11.5 bis 29.5	0.2	1.3 bis 3.5
WdK	heute	15 bis 25	0.1 bis 0.2	2.5 bis 3.3
	2030-2050	8 bis 20	0.04 bis 0.1	1.5 bis 3
GT	heute	40	k.A.	k.A.
	2030-2050	7 bis 15	k.A.	k.A.

Tabelle 1 (adaptiert von AdWS, 2012, Hirschberg et al., 2010 und Ecosens, 2013):

Kosten der Stromproduktion nach betrachteten Energiequellen und deren Kapitalkosten.

Betrachtete Technologien: KK = Kernkraft; FB = Fossile Brennstoffe; WK = Wasserkraft; PV = Photovoltaik; WdK = Windkraft; GT = Geothermie; Angaben der Stromkosten in Rappen pro Kilowattstunde; Kapitalkosten in 1000 Franken pro Kilowattäquivalent

Gesellschaftliche Akzeptanz

Nach den jüngsten Ereignissen in Japan ist die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergie als sehr gering einzuschätzen. Aber auch hinsichtlich fossiler Brennstoffe, insbesondere der Kohlekraftwerke (aufgrund ihrer negativen CO₂-Bilanz) und Windkraftanlagen (mit ihrer Beeinflussung des Lärmpegels und Landschaftsbilds) bestehen in der schweizerischen Bevölkerung grosse Bedenken.

Dagegen verfügt die Technologie der Wasserkraft über eine breite gesellschaftliche Akzeptanz.

Technologie \ Risiko	KK	FB	WK	PV	WdK	GT
Technische Sicherheit						
Erwartete schwere Unfälle	hellrot	dunkelrot	dunkelgrün	dunkelgrün	dunkelgrün	dunkelgrün
Gesundheitsschäden	dunkelgrün	dunkelrot	dunkelgrün	hellrot	dunkelgrün	dunkelgrün
Umweltaspekte						
CO ₂ -Emissionen	dunkelgrün	dunkelrot	dunkelgrün	hellrot	dunkelgrün	dunkelgrün
Abfälle in Untertagedeponien	dunkelrot	hellrot	dunkelgrün	hellrot	dunkelgrün	dunkelgrün
Schäden an Ökosystemen	dunkelgrün	dunkelrot	dunkelgrün	hellrot	hellrot	dunkelgrün
Wirtschaftlichkeit						
Gesamtgestehungskosten	dunkelgrün	dunkelgrün	hellrot	dunkelrot	hellrot	hellrot
Künftige Kapitalkosten	dunkelgrün	dunkelgrün	hellrot	dunkelrot	dunkelgrün	hellrot
Gesellschaftliche Akzeptanz						
	dunkelrot	hellrot	dunkelgrün	dunkelgrün	hellrot	dunkelgrün

Tabelle 2 (adaptiert von AdWS, 2012, Hirschberg et al., 2010 und Ecosens, 2013): Risiken der betrachteten Energiequellen im relativen Vergleich.

Betrachtete Technologien: KK = Kernkraft; FB = Fossile Brennstoffe; WK = Wasserkraft; PV = Photovoltaik; WdK = Windkraft; GT = Geothermie.

Farbgebung: Dunkelrot = sehr hohes Risiko bzw. stark negative Auswirkung; dunkelgrün = sehr geringes Risiko bzw. vernachlässigbares Risiko bzw. stark positive Auswirkung; hellrot = hohes Risiko bzw. negative Auswirkung; hellgrüne = geringes Risiko bzw. positive Auswirkung.

Versorgungssicherheit

Ein nachhaltiges Elektrizitätssystem umfasst die Vermeidung von Energieausfällen und die Gewährleistung von Versorgungssicherheit (siehe AdWS, 2012). Das BFE definiert letztere als eine ausreichende Energie- und Stromversorgung zu angemessenen Preisen (siehe BFE, 2007a). Hierzu müssen die Ressourcen der Energiequellen in genügender Menge und Qualität vorhanden sein. Ausserdem muss eine störungsfreie Produktion, Übertragung und Speicherung der Elektrizität sichergestellt werden (siehe AdWS, 2012).

Für die heimische Wirtschaft wäre ein „Blackout“, also der „unerwartete Stromausfall in grossen Teilen einer Region während eines Zeitraums von einigen Stunden bis zu drei Tagen“ (VSE, 2012b), mit massivsten Problemen behaftet. Schätzungen von Swissgrid, der nationalen Netzgesellschaft, zufolge, könnten sich die Kosten in Folge eines Stromausfalls in der Schweiz auf rund 3 Millionen Franken pro Minute belaufen (siehe Swissgrid, 2011). Andere Prognosen gehen von Folgekosten „in der Grössenordnung von 2 bis 4 Milliarden Franken“ pro Tag aus (siehe VSE, 2012a). Zum Vergleich: Das Schweizer Bruttoinlandsprodukt liegt bei 2.4 Milliarden Franken pro Tag.

Die Gründe für einen Blackout können unterschiedlichen Ursprungs sein (siehe hierzu im Folgenden VSE, 2012b). Neben „unvorhersehbaren Wetterereignissen, Materialversagen oder menschlichen Fehlern“ (VSE, 2012b) können insbesondere Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage an Strom oder in den Netzanlagen, also Spannungs- und Frequenzschwan-

kungen, Auslöser für solche Vorfälle sein. Letzteres dürfte sich im Zuge der Forcierung einiger erneuerbaren Energien wie der Windkraft und der Photovoltaik, noch weiter verschärfen.

Aufgrund der Wichtigkeit dieses Risikoaspekts wird auf die Thematik der Versorgungssicherheit mit Blick auf die einzelnen Energiequellen(-/technologien) im folgenden Abschnitt gesondert eingegangen.

2.1.7 Kernenergie

Bei der Ressourcenverfügbarkeit von Uranerz gibt es, laut Aussage von Experten, bis ins Jahr 2050 keine Engpässe (siehe AdWS, 2012). Zudem ist laut den Akademien der Wissenschaften Schweiz der Verbrauch dieser Ressource zur Energiegewinnung relativ gering. Auch die Lagerung der Brennelemente stellt kein Problem dar. Daher weisen die Produktionskosten eine hohe Stabilität auf (vergleiche zu diesem Abschnitt AdWS, 2012 und Baltensperger, 2013). Die Pläne der Schweiz, sich mittelfristig von der Kernkraft zu verabschieden, gehen aufgrund ihres bisher hohen Anteils an der Stromversorgung mit zusätzlichen Importen, d.h. einer höheren Energieabhängigkeit vom Ausland einher (siehe VSE, 2012b). Zudem zeigt sich in den Energieszenarien der Strategie 2050, dass zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch verstärkt auf fossile Brennstoffe zurückgegriffen werden muss (vergleiche hierzu Tabelle 1 und VSE, 2012b). Aufgrund der im Vergleich zu den Kernkraftwerken schlechteren CO₂-Bilanz wird dies von den Akademien der Wissenschaften Schweiz hinsichtlich des Klimaschutzes kritisch beurteilt (siehe AdWS, 2012). Um Energieausfälle zu vermeiden weist der Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen daraufhin, dass die bestehenden fünf Kernkraftwerke, solange sie als sicher angesehen werden, vorerst in Betrieb bleiben sollten (siehe VSE, 2012b), d.h. bis zum Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit.

Laut Befürchtungen des VSE könnte der Anteil notwendiger Stromimporte bei vorzeitiger Abschaltung auf über 50 % ansteigen.

2.1.8 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist bereits heute das wichtigste Standbein der schweizerischen Stromproduktion (siehe Baltensperger, 2013). Allerdings wird das theoretische Produktionspotential, laut den Akademien der Wissenschaften Schweiz, schon zu 85 % genutzt (siehe AdWS, 2012). Der Energie Dialog Schweiz erwartet bis ins Jahr 2050 einen möglichen Zubau von Kraftwerken von insgesamt rund 3.5 bis 4 TWh (siehe ETS, 2009b). Dagegen berechnet die Energiestrategie 2050 ihre Szenarien auf Basis der Annahme einer möglichen Ausweitung der Wasserkraft von bis zu 6.7 TWh (siehe AdWS, 2012). Die zukünftige Produktion, und damit die Erweiterung der Stromversorgung durch Wasserkraft, wird stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst, insbesondere den getroffenen Umweltauflagen für Zubauten, der Akzeptanz in der betroffenen Region, Konzessionsfragen sowie Gesetzesauflagen (siehe im Folgenden AdWS, 2012). Abgesehen von den Ausfällen durch technische Gegebenheiten wird - laut einer aktuellen ETH Zürich Studie zur Versorgungssicherheit - aber vor allem die Leistungsfähigkeit der Stromnetze sowie die Verteiler- und Transportnetze eine zentrale Rolle spielen.

Weitere Risiken liegen gemäss der Einschätzung der Akademien der Wissenschaften Schweiz im prognostizierten Anstieg der Durchschnittstemperaturen und der damit verbundenen veränderten Niederschlagshäufigkeit, die dazu führt, dass die Stromerzeugung durch bestehende Kraftwerke sinkt. Da zudem die Gletscher der Schweiz weiter abschmelzen, könnte dies zu einem zusätzlichen Bedarf an Wasserspeicherkapazität führen (siehe AdWS, 2012).

2.1.9 Windkraft

Die Stromerzeugung aus Windkraft gehört heutzutage noch zu den unterrepräsentierten Technologien im Schweizer Energiemix. So beläuft sich ihr Anteil an der gesamten Stromproduktion mit erwarteten rund 74 GWh auf lediglich 0.11 % (siehe AdWS, 2012). Die Suisse Eole schätzt, dass bis 2035 das Potential auf 1.5 TWh bei 375 Grossanlagen und bis 2050 auf 4 TWh bei 800 Grossanlagen ausgebaut werden kann (siehe Suisse Eole, 2011).

Eine der zentralen Herausforderungen der Windkrafttechnologie stellt die unbeständige und deshalb nur schwer prognostizierbare Stromproduktion dar (siehe ETH Zürich, 2011). Dies hat insbesondere für die Speicher- und Regelfähigkeit des Stromnetzes eine substantielle Bedeutung. In der Schweiz liegt das Potential diesbezüglich vor allem im Ausbau der Speicher- und Pumpspeicherwerke sowie der Hochspannungsnetze (siehe AdWS, 2012) um den Anteil an Windkraft am Strommix erhöhen zu können.

2.1.10 Photovoltaik

Aktuell liegt der Anteil der Photovoltaik an der Schweizerischen Stromerzeugung bei lediglich 0.13 %. Allerdings birgt diese Technologie grosses Ausbaupotential, wodurch mittel- bis langfristig ein Ansteigen dieses Wertes zu beobachten sein wird. Massgeblicher Einflussfaktor ist die nutzbare Fläche zur Installation von Photovoltaikanlagen (siehe AdWS, 2012). Die zur Bebauung geeigneten Gebäudedachflächen werden auf ungefähr 100 bis 150 Quadratkilometer geschätzt. Darauf basierend wird von einer möglichen Stromproduktion mit Hilfe von Sonnenlicht von 12 bis 18 TWh pro Jahr ausgegangen (siehe IEA-PVPS T7-4, 2002). Dies würde 20 % bis 30 % des Schweizer Energiebedarfs von 2010 gleichkommen. Vorsichtiger Schätzungen gehen von Werten zwischen 8 und 12 TWh aus (siehe ETS, 2009b).

Die Stromproduktion mit Hilfe von Photovoltaik ist, ähnlich wie andere Technologien, abhängig von den gegebenen Standortbedingungen. In diesem speziellen Fall wird die Energiegewinnung durch die Neigung und Ausrichtung der Photovoltaikanlage bestimmt, aber insbesondere auch durch die tatsächliche Sonneneinstrahlung. Anders als bei Windkraftanlagen ist die Stromerzeugung hier weniger volatil, zumal sich Wetterprognosen in diesem Fall verhältnismässig sicher bis zu einem Tag im Voraus erstellen lassen (siehe VSE, 2012b). Aus diesem Grund bescheinigen die Akademien der Wissenschaften Schweiz der Photovoltaik „enormes Potential“ im Zusammenhang mit der Bereitstellung grosser Energiemengen aus „erneuerbaren Quellen“ (ADWS, 2012).

2.1.11 Geothermie

Bis dato wurde in der Schweiz noch kein Projekt zur Stromgewinnung mittels tiefer Geothermie realisiert. Trotzdem liegen, zur Sicherung des Schweizer Grundbedarfs an Energie und Strom, grosse Erwartungen auf dieser Technologie. Dies ist auf die grenzenlos erscheinende Verfügbarkeit von Erdwärme zurückzuführen (siehe VSE, 2012b).

Schätzungen zufolge beläuft sich das Energiegewinnungspotential aus Erdwärme in bis zu 5000m Tiefe in der Schweiz auf rund 7200 TWh. Damit liessen sich ungefähr 240 TWh Strom im Jahr erzeugen. Im Vergleich dazu liegt der aktuelle heimische Bedarf bei rund 64 TWh (siehe AdWS, 2012).

Die Hürden auf dem Weg zu diesem ehrgeizigen Ziel liegen vor allem in der Erforschung der Technologie, um sie zur Marktreife zu führen. Zusätzlich erschweren uneinheitliche Konzessions- und Bewilligungsverfahren, unklare rechtliche Grundlagen und nicht zuletzt auch die eingeschränkte gesellschaftliche Akzeptanz diesen Prozess (siehe VSE, 2012b).

Vor dem Hintergrund der aktuell nur schwer absehbaren Lage geht die ETH Zürich von einer Stromproduktion zwischen 0 und 8 TWh für das Jahr 2050 aus (siehe ETH Zürich, 2011).

3. Relevanz der Chancen und Risiken der betrachteten Technologien für die Szenarien der Energiestrategie 2050

Die in den Jahren 2005 und 2006 definierte Strategie für die schweizerischen Energieversorgung und den Klimaschutz bis ins Jahr 2035 wurden in einem mehrbändigen vom Bundesrat herausgegebenen Bericht der Eidgenossenschaft, dem Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und des Bundesamtes für Energie (BFE) detailliert beleuchtet und die verschiedenen Perspektiven betrachtet. Hierzu zog das BFE Szenarioanalysen und quantitative Modelle heran (siehe BFE, 2007a, b, c, d und e). Dabei standen Fragen der Energieversorgung, insbesondere der Entwicklung der Energiepreise unter bestimmten Annahmen über das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum sowie verschiedener angewandter Politikinstrumente, im Vordergrund der Untersuchung.

Durch den Entscheid von Bundesrat und Parlament zum Atomausstieg wurde im Jahr 2011 eine Anpassung der oben beschriebenen Energieszenarien notwendig. Unter der Mitwirkung der Prognos AG (siehe BFE, 2012a) haben BFE, UVEK und die Eidgenossenschaft daher drei neue Szenarien bis ins Jahr 2050 berechnet und ein entsprechendes Massnahmenpaket aufgestellt (siehe im Folgenden SB, 2013 und BFE, 2012a). Erstere sollen im Folgenden definiert und die Relevanz der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Chancen und Risiken für diese erläutert werden.

Hierbei werden die Aspekte der Gefahr von Sach- und Personenschäden, der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Umwelt innerhalb der drei Szenarien genauer beleuchtet. Die hierfür massgeblichen Faktoren sind vor allem erwartetes Schadenausmass und Eintrittswahrscheinlichkeit, Netzsicherheit und eventuelle Deckungslücken, die Endkundenstrompreise, sowie CO₂-Emissionen. Tabelle 5 veranschaulicht anschliessend unsere Ergebnisse und fasst diese zusammen. Unsere Ausführungen orientieren sich weitgehend an der Studie des Verbands schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE, 2012b) und der Prognos Studie über die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (BFE, 2012a).

Energieszenario 1: „Weiter wie bisher“

Dieses Szenario soll als Referenz dienen und den grundsätzlichen Energiebedarf bis ins Jahr 2050 dem potenziellen Energieangebot gegenüberstellen, falls alle bisherigen und bis heute in Kraft befindlichen Gesetze, politischen Instrumente und Massnahmen beibehalten und lediglich dem technischen Fortschritt angepasst werden. Unterstellt wird, dass die Energienachfrage und die technischen Neuerungsraten im Wesentlichen konstant bleiben. Eine genaue Beschreibung der verschiedenen Varianten dieses Szenarios und deren Energietechnologiemix findet sich in Kapitel 2 des Appendix.

In Bezug auf den ersten Risikoaspekt, das erwartete Schadenausmass und die Eintrittswahrscheinlichkeit von Sach- und Personenschäden, müssen die Anteile der verschiedenen Technologien am Energiemix des Szenarios 1 betrachtet werden. Durch das Abschalten der Atomkraftwerke verringert sich im Vergleich zu heute zunächst das Schadenausmass ganz erheblich, durch den Wegfall des Risikos der immensen Folgeschäden eines Atomunfalls. Dies ist allen drei Szenarien gemein. Allerdings erhöht sich in Szenario 1 die Schadenwahrscheinlichkeit sowie das Ausmass von im Normalbetrieb entstehenden Personenschäden deutlich gegenüber dem

heutigen Energiemix, da verstärkt auf fossile Brennstoffe gesetzt wird (siehe auch Tabelle 1 des Appendix).

Bei der Netzsicherheit besteht, laut VSE-Studie, die Notwendigkeit eines Leitungsausbaus von über 20'000 Netzkilometern bis 2050 sowie massiver Verstärkungen der Umspannebenen. Dieser geplante Netzausbau in den nächsten 30-40 Jahren ist damit ein sehr ambitioniertes Ziel, zumal eine Umsetzung durch die EU-Nachbarländer hierzu ebenfalls dringend erforderlich ist. Ein weiterer Risikoaspekt hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist die Möglichkeit einer entstehenden Stromlücke, d.h. also eine gegenüber der produzierten Strommenge höheren Stromnachfrage. Wie die adaptierte Tabelle der Prognos AG zeigt (siehe Tabelle 3), wird voraussichtlich ab 2020 die schweizerische Stromproduktion geringer als die Nachfrage sein, falls kein Zubau neuer Kraftwerke erfolgt. Bis 2050 würde sich diese Stromlücke, im Szenario „weiter wie bisher“, auf 41.8 TWh ausdehnen. Laut dem Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen kann diese Stromlücke aber durch den Zubau von Wasserkraft- und Gaskombikraftwerken sowie durch Importe geschlossen werden, sodass die Gefahr einer Deckungslücke bzw. instabilen Stromversorgung sehr gering ist.

Stromlücke	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Szenario 1	-12.9	-11.4	0.8	9.8	18.7	35.2	37.0	39.9	41.8
Szenario 2	-12.9	-12.2	-2.4	4.1	10.6	25.2	24.7	25.1	24.5
Szenario 3	-12.9	-11.7	-2.2	5.0	12.5	28.2	29.4	31.6	32.9

Tabelle 3 (adaptiert von BFE, 2012a): Prognostizierte Stromlücken (Angaben in TWh) der hydrologischen Jahre 2010 bis 2050 innerhalb der drei Szenarien der Energiestrategie 2050 1=„weiter wie bisher“, 2=„neue Energiepolitik“ und 3=„politische Massnahmen des Bundesrates“.

Die Studie gibt allerdings zu bedenken, dass der Anteil der Importe im Jahr 2035 bei 23 % liegen wird, sodass in Zeiten von EU-weiter Stromknappheit die Preise zumindest temporär steigen könnten (siehe VSE, 2012b). Zusätzlich zu den Stromimporten würden die Strompreise im Zukunftsszenario 1 auch verstärkt von der Belieferung mit Erdgas abhängen, was eine relativ starke Abhängigkeit vom Ausland zur Folge hat. Während das BFE von einer moderaten Teuerungsrate der Endverbraucherstrompreise von ca. 22 % zwischen 2010 und 2050 ausgeht (siehe BFE, 2012a), geht der Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen von einer preisbereinigten Erhöhung von ca. 33 % aus (siehe VSE, 2012b). Bezüglich der in Zukunft voraussichtlich verursachten CO₂-Emissionen zeigt Tabelle 4, dass im Szenario „weiter wie bisher“ in allen Varianten ein Absinken zu verzeichnen ist. Die CO₂-Ziele des Post-Kyoto-Protokolls werden jedoch deutlich verfehlt, da es in diesem Szenario nicht gelingt die Emissionen im Jahr 2020 gegenüber 2000 um 20 % zu reduzieren (siehe BFE, 2012a).

	2010	2020			2035			2050		
Varianten	Sz.1	Sz.1	Sz. 2	Sz. 3	Sz.1	Sz. 2	Sz. 3	Sz.1	Sz. 2	Sz. 3
C	40.0	35.0	29.2	32.6	34.7	20.2	28.1	30.0	11.4	21.8
C&E		34.7	29.0	32.3	32.3	18.0	25.7	25.2	9.0	18.2
E			29.0	32.3		15.0	22.0		8.2	15.9

Tabelle 4 (adaptiert von BFE, 2012a): Gesamte CO₂-Emissionen (in Mio. t) nach den Szenarien der Energiestrategie 2050 1=„weiter wie bisher“, 2=„neue Energiepolitik“ und 3=„politische Massnahmen des Bundesrates“ und deren Varianten C = fossil-zentral, C&E = fossil-zentral und erneuerbare Energien und E = erneuerbare Energien und Importe.

Energieszenario 2: „Neue Energiepolitik“

Zielsetzung dieses Szenarios ist es, die Kohlenstoffdioxidemissionen bis 2050 auf 1-1.5 Tonnen pro Kopf, d.h. gegenüber dem Jahr 2000 um 20 % zu reduzieren.

Der Strommix der „neuen Energiepolitik“ sieht dabei gegenüber Szenario 1 einen deutlich reduzierten Anteil an fossilen Brennstoffen vor (siehe Tabelle 1 des Appendix). Da der Mix an erneuerbaren Energiequellen dagegen als identisch mit dem des vorher analysierten Szenarios angenommen wird, führt dies zu einer deutlich veränderten Schadenverteilung. Durch den hohen Anteil an Wasserkraft ist das Schadenausmass bei einem Unfall gegenüber dem eines Gaskraftwerks zwar ähnlich hoch, allerdings weist erstere Technologie sehr viel geringere Eintrittswahrscheinlichkeiten von Schäden bei Normalbetrieb und bei Unfällen auf. Es ergibt sich hierdurch das in den ersten beiden Zeilen der Tabelle 5 dargestellte Risikoprofil bezüglich Schadenverteilungen. Des Weiteren werden bei der neuen Energiepolitik sehr ambitionierte Ziele hinsichtlich der Reduktion von Treibhausgasen und der Energieeffizienz verfolgt. Da die Stromerzeugung zu einem grossen Teil durch erneuerbare Energien erfolgen soll, wird das bisherige Stromnetz vor zusätzliche Herausforderungen gestellt. So sind für das Verteilernetz, laut dem Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen ab 2035 erhebliche Neuerungen und Ausbauten notwendig, um die Stromproduktion alternativer Quellen aufnehmen zu können. Weiterhin werden bis 2050 zusätzlich 55'000 Netzkilometer zusätzlicher Leitungen benötigt. Durch die Zielsetzung einer konsequenten Reduktion des Stromverbrauchs wird die Stromlücke bis 2050 gegenüber dem Szenario 1 um ca. 40 % niedriger prognostiziert (siehe Tabelle 3). Jedoch sind laut VSE auch hier zusätzliche Importe in Höhe von bis zu 25 % der Nachfrage notwendig (siehe VSE, 2012b). Durch die Fokussierung auf erneuerbare Energiequellen bei der Stromgewinnung, nimmt deren Stochastizität zu. Damit könnten aber auch die Strompreise für Endverbraucher stärker fluktuieren und die Preise für Systemdienstleistungen deutlich ansteigen. Der mittlere Anstieg der Endverbraucherpreise wird als deutlich höher eingeschätzt, als der des Referenzszenarios und beläuft sich laut Prognos AG zwischen 2010 und 2050 auf über 40 %. Laut VSE, 2012b könnte der Preisanstieg sogar bis zu 75 % betragen. Ein weiterer Risikoaspekt in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des Szenarios 2 ist die Subventionspolitik für erneuerbare Energien. So sind die preisverzerrenden Effekte des neuen Energiegesetzes in Deutschland bereits heute sichtbar: Die Deckung der Zubaukosten durch staatliche Fördergelder werden in Zukunft in Deutschland etwa gleich hoch sein wie der Handelspreis des Stroms. Hierdurch wird aber die Indikatorfunktion des Marktpreises als Knappheitsindiz ausser Kraft gesetzt. Für die neue schweizerische Energiepolitik geht der VSE von einer benötigten Kostendeckung durch Fördergelder bis 2050 von 45 % aus (siehe VSE, 2012b). Entsprechend schlecht wird daher die Wettbewerbsfähigkeit des Endkundenpreises in diesem Szenario eingeschätzt.

Dagegen stehen die weitaus geringeren CO₂-Emissionen (siehe Tabelle 4) welche innerhalb des angesprochenen Zeitraums um bis zu 80 % reduziert werden könnten. Mit der neuen Energiepolitik könnte so nicht nur das Post-Kyoto-Protokoll eingehalten werden, sondern auch das angestrebte Ziel eines absoluten CO₂-Ausstosses bis maximal 13.5 Mio. Tonnen in allen Varianten (siehe hierzu Kapitel 2 des Appendix) erreicht werden (siehe BFE, 2012a).

Energieszenario 3: „Politische Massnahmen des Bundesrates“

Das Massnahmenpaket des Bundesrates setzt angebotsseitig auf eine Stromproduktion durch alternative Energiequellen in gleicher Höhe wie im Rahmen der neuen Energiepolitik. Zusätzlich soll aber Strom aus fossilen Energieträgern (vor allem Erdgas) produziert werden. Daher ist das

Szenario 3 hinsichtlich der Schadenausmasse und -wahrscheinlichkeiten zwischen Szenario 1 und 2 zu sehen. Bezüglich der Notwendigkeit der Netzverstärkung ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der neuen Energiepolitik. Die prognostizierte Stromlücke liegt allerdings deutlich höher, da die Reduktion des Stromverbrauchs weniger stark im Fokus steht als in Szenario 2 (siehe Tabelle 3). Auch hier sollen zusätzliche Importe diese Lücke schliessen. Durch den Einsatz günstiger Energiequellen liegen die künftigen Endverbraucherpreise, laut BFE, 2012a, tiefer als bei der neuen Energiepolitik und steigen innerhalb der betrachteten 40 Jahre um 22 % an. Der VSE kommt hier auf einen deutlich höheren Prozentsatz von bis zu 45 % (siehe VSE, 2012b) und geht von einer deutlich erhöhten Wettbewerbsverzerrung durch staatliche Subventionen gegenüber dem Szenario 1 aus. Die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen um 20 % bis 2020 gegenüber dem Referenzwert von 2000 würden durch die politischen Massnahmen des Bundesrates nur knapp verfehlt werden, allerdings wird der absolute Wert produzierter Treibhausgase für das Jahr 2050 im Vergleich zu Szenario 2 in allen Varianten auf fast das Doppelte geschätzt.



















Risiko	Szenario „Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„politische Massnahmen des Bundesrates“
Erwartetes Schadenausmass			
Schadeneintrittswahrscheinlichkeit			
Netzausbau			
Stromlücke			
Preisanstieg			
CO ₂ -Emissionen			

Tabelle 5: Relatives Risikoprofil der drei Szenarien der Energiestrategie 2050 „weiter wie bisher“, „neue Energiepolitik“ und „politische Massnahmen des Bundesrates“ hinsichtlich der Aspekte der Versorgungssicherheit (Netzausbau und Stromlücke), der Wirtschaftlichkeit (Preisanstieg) und der Umwelt (CO₂-Emissionen). Die Grösse der Ellipsen veranschaulicht die Höhe des Risikos, d.h. je grösser die Ellipsen, desto höher das Risiko.

4. Versicherbarkeit und Transfer der Risiken

Im Folgenden sollen die in den Abschnitt 2 und 3 identifizierten Risiken auf ihre jeweilige Versicherbarkeit untersucht werden. Hierzu wird zunächst in Abschnitt 4.1 auf die Kriterien der Versicherbarkeit gesondert eingegangen um in Abschnitt 4.2 die Risiken innerhalb der vier Hauptrisikoblöcke Sach- und Personenschäden, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, und Umwelt hierauf zu untersuchen. Abschliessend stellt Tabelle 6 stilisiert die mögliche Risikoreduktion gegenüber Tabelle 5 innerhalb der einzelnen Blöcke dar, welche durch Risikotransferinstrumente wie Versicherungs- und Kapitalmarktlösungen erreicht werden kann.

4.1 Kriterien der Versicherbarkeit

Unter dem Transfer von Risiken versteht man die Übertragung von identifizierten Risiken und deren Folgen im Falle des Eintritts. Dies kann beispielsweise durch den Abschluss einer Versicherung erreicht werden. In diesem Zusammenhang stellt sich als erstes die Frage nach der Versicherbarkeit von bestimmten (Schaden-)Ereignissen. Hierzu führt Farny in seinem Lehrbuch zu den Kriterien der Versicherbarkeit von Risiken aus (siehe Farny, 2011):

Das Zustandekommen eines Geschäfts zwischen Versicherungsnehmer und Versicherungsunternehmen setzt voraus, dass beide Parteien einen (subjektiven oder objektivierbaren) Nutzen aus einem Vertragsabschluss ziehen können. Die Grenze der Versicherbarkeit ist aus rein marktwirtschaftlicher Perspektive durch die Bereitschaft beider Parteien gekennzeichnet, einem Versicherungsvertrag zuzustimmen. Insofern lassen sich nicht allgemein gültige Kriterien für den Abschluss eines Versicherungsvertrags angeben, es können jedoch Aspekte angeführt werden, die auf Seite des Versicherungsunternehmens als Entscheidungsgrundlage von Bedeutung sind (Ziele und Marktpositionierung des Versicherers, vorhandener Versicherungsbestand) sowie Eigenschaften des zu versichernden Risikos:

- a. Stochastizität
- b. Schätzbarkeit der dem Risiko zugrundeliegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung
- c. Grössemerkmale der Schadenverteilung
- d. Definierbarkeit des Schadenereignisses, sowie
- e. Korrelationsbeziehung der versicherten Risiken zu anderen Risiken in der Gesellschaft

Im Einzelnen führt Farny, 2011, zu den Kriterien der Versicherbarkeit von Risiken aus:

- Die Bedingung der Stochastizität (a)) bedeutet u.a., dass es eine positive Wahrscheinlichkeit für den Eintritt eines Schaden geben muss; die Wahrscheinlichkeit liegt allerdings unter 1, da der Schaden nicht mit Sicherheit eintritt (sonst wäre der Zusammenhang deterministischer Natur). Die Schadenhöhe selbst ist in aller Regel zufallsabhängig.
- Zu den Grössemerkmalen des Risikos (c)) ist anzumerken, dass insb. sehr grosse Einzel-schäden, die mit nur sehr kleiner Wahrscheinlichkeit eintreten, schwer in traditioneller Form zu versichern sind, und daher in der Regel über Mit-, Poolversicherung oder Formen des Alternativen Risikotransfers getragen werden müssen. Der Aspekt des Grössemerkmals bekommt dann besondere Bedeutung zu, wenn der Eintritt eines Grossschadens auch mit dem Auftreten weiterer Schadenereignisse positiv korreliert ist (e)) – ein Umstand, der im betrachteten Kontext in der Regel zu vermuten ist. Zudem ist die Schätzbarkeit (b)) des Schadens in adaptiver Weise (durch Zeitreihenanalyse) erschwert, falls nur sehr wenige Schaden-

ereignisse in der Vergangenheit zu beobachten waren. Im Extremfall sind lediglich subjektive Einschätzungen möglich.

- Kriterium d) erfordert, dass die Merkmale des Risikos und des versicherten Schadens materiell und formalrechtlich im Versicherungsvertrag exakt und überschneidungsfrei definiert werden können.

Aus den theoretischen Kriterien zur Versicherbarkeit lässt sich kein genereller Ausschluss der Versicherbarkeit der zuvor aufgeführten Risiken aus dem Energiewandel ableiten, da diese generell erfüllt sein sollten. Es ist allerdings trotzdem offen, in welchem Umfang und in welchen Bereichen sich eine Erweiterung des Versicherungsmarkts ergeben könnte. Um uns der Beantwortung dieser Frage zu nähern, haben wir Interviews mit Branchenexperten der Swiss Re und des Bundesamtes für Energie geführt und deren zentrale Ansichten im Folgenden aufgeführt.

4.2 Transfer der Betriebs-, Versorgungssicherheits-, Wirtschaftlichkeits-, und Umweltrisiken

Technische Sicherheit

Bezüglich des ersten Risikoblocks, d.h. der Wahrscheinlichkeit und dem Ausmass von Sach- und Personenschäden, werden bereits heute Betriebsschäden durch Haftpflichtversicherungen weitgehend abgedeckt. Ein Beispiel hierfür wären Staudammversicherungen gegen die durch niedrige Füllhöhen verursachten Schäden. Dagegen sind die Folgeschäden, welche sich aus Unfällen eines Kernkraftwerks oder auch durch einen Dambruch bei Wasserkraftwerken ergeben derzeit nicht vollständig abgedeckt und würden letztlich von der Bevölkerung getragen werden müssen. So liegt die maximale Versicherungssumme eines Kernkraftwerks bei 1.8 Milliarden Schweizer Franken, und deckt damit lediglich ca. 0.05 % des vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz geschätzten Schadenpotentials eines Super-GAUs von bis zu 4 Billionen Schweizer Franken ab (siehe Handelszeitung, 2011). Nach Aussagen des Experten der Swiss Re werden derartige Schäden auch in Zukunft schwer zu versichern sein, aufgrund der massiven Höhe des potentiellen Schadens.

Eine etwaige Teildeckung dieser Schäden wird aber durch sogenannte Versicherungspools erreicht, d.h. durch die Risikoübernahme eines Zusammenschlusses mehrerer Erst- und/oder Rückversicherungsunternehmen. Ein in Zukunft denkbare Konstrukt wäre auch der Risikotransfer von Explorationsrisiken der Geothermie durch Sozialisierung der Kosten, d.h. durch Umlage der Kosten auf die gesamte Volkswirtschaft. Allerdings bringt die nicht nach dem Verursacherprinzip gewählte Zuteilung der Kosten grundlegende Anreizprobleme mit sich. So besteht einerseits die Gefahr einer weniger wirtschaftlichen und damit teureren Exploration von geeigneten Standorten für die Geothermieprojekte. Andererseits wird durch die Umlage der Kosten auf die Gesellschaft diese Form der Energiegewinnung direkt subventioniert. Dadurch kommt es aber zu relativen Preisverzerrungen im Hinblick auf anderer Quellen der Stromerzeugung wie beispielsweise der Wasser- und Windkraft.

Versorgungssicherheit

Hinsichtlich der Versicherbarkeit der Versorgungsrisiken wollen wir uns, wie schon in Kapitel 3, auf die Aspekte der Funktionsfähigkeit der Stromnetze und der Problematik von Stromausfällen konzentrieren.

Ersterer Aspekt ist von essentieller Bedeutung für die Sicherung der Stromversorgung (siehe AdWS, 2012). So muss das Stromnetz beispielsweise in der Lage sein, die Produktionsschwankungen im Rahmen der Energieeinspeisung aus Windkraft und Sonneneinstrahlung auszuhalten (siehe im Folgenden VSE, 2012a). Anderenfalls kann es zu unvorhersehbaren oszillierenden Lastströmen kommen, welche ihrerseits bei Überbelastungen der Stromleitungen schlimmstenfalls zu Blackouts führen können.

Bereits heute stehen viele der Hochspannungsleitungen kurz davor, ihre maximalen Kapazitätsgrenzen zu erreichen. Erschwerend kommt hinzu, dass Baugenehmigungen für den Ausbau des Stromnetzes nur selten bewilligt werden. Auch durch die Öffnung der Strommärkte kommen zusätzliche Anforderungen auf das heimische Stromnetz hinzu. Die Reduktion der Risiken eines unzureichenden Netzausbaus bzw. etwaiger Stromausfälle durch Überbelastung ist, wie bereits in Abschnitt 3 beschrieben, von essentieller Wichtigkeit. Die damit verbundenen Folgeschäden werden bereits heute zum Teil versichert. So sichern sich Firmen, welche im Rahmen ihrer Wertschöpfungskette bzw. des Verkaufs ihrer Produkte auf Kühlhäuser angewiesen sind gegen durch Stromausfälle verursachte Schäden ab. In Zukunft kann laut Expertenaussage mit weiteren flexiblen Versicherungslösungen gerade in diesem Bereich gerechnet werden. Zusätzlich können Risiken von Versorgungsengpässen bei Lieferanten aufgrund von Blackouts abgesichert werden (siehe CRO Forum, 2011). Allerdings werden hierzu die Haftungsverhältnisse zwischen Netzbetreibern und Energielieferanten durch Verträge detailliert geregelt werden müssen.

Als grundsätzlich nicht versicherbar hingegen gelten die unbegrenzte Deckung sämtlicher Folgeschäden eines Stromausfalls und häufig und regelmässig eintretende Ereignisse beispielsweise aufgrund von kurzzeitigen Stromausfällen sowie operationellen Risiken.

Zurzeit ist das am häufigsten gewählte Mittel zur Übertragung von energieverorgungsbezogenen Risiken an Dritte die Versicherungsnahme. In einer Umfrage von Economic Intelligence Unit in Zusammenarbeit mit Swiss Re aus dem Jahre 2011 gaben 60 % der 280 Befragten aus der internationalen Erneuerbare-Energien-Branche an, eine Versicherungspolice zur Deckung ihrer Risiken abgeschlossen zu haben (siehe EIU, 2011). Auf dem Vormarsch befinden sich Instrumente aus dem Bereich des sogenannten alternativen Risikotransfers, mit deren Hilfe Risiken direkt an den Kapitalmarkt transferiert werden können, wie beispielsweise Wetterderivate. Diese Transferinstrumente sind zurzeit allerdings noch mit relativ hohen Transaktionskosten verbunden.

Wirtschaftlichkeitsrisiken

Ähnlich werden auch Strompreisschwankungen heute vorwiegend über Kapitalmarktinstrumente abgesichert. So dienen beispielsweise sogenannte Forwardkontrakte dazu den Preis für zu einem bestimmten künftigen Zeitpunkt abzunehmende kW-Stunden Strom zu fixieren (siehe auch CRO Forum, 2011). In diesem Bereich könnten, laut Expertenmeinung, in Zukunft noch eine Vielzahl weiterer derivativer Finanzinstrumente angeboten werden. Durch eine stärkere Nach-

frage würden die Transaktionskosten für solche Risikotransferprodukte künftig erheblich sinken.

Umweltaspekte

Ökologische Risiken wie z. B. CO₂-Emissionen, Einschränkung der Artenvielfalt, Luftverschmutzung und Emissionen toxischer Substanzen sind dagegen sehr viel schwieriger zu transferieren bzw. zu versichern, da die potentiellen Folgeschäden häufig irreparabel sind. Entsprechende Risiken werden auch als negative externe Effekte bezeichnet, da deren Kosten nicht oder nur zum Teil vom Verursacher getragen werden müssen. Ein typisches Beispiel ist der Treibhauseffekt, welcher unter anderem durch das Betreiben von Kohlekraftwerken verursacht wird. Solche „externen Kosten“ lassen sich nicht versichern und daher nur durch „Internalisierung“ reduzieren, so zum Beispiel durch vom Staat verhängte Steuern und Abgaben auf CO₂-Emissionen.

4.2.1 Gesamtschau

Insgesamt zeigt sich, wie in Tabelle 6 dargestellt, dass die unterschiedlichen Risikotransfermöglichkeiten und Versicherungslösungen zu einer Risikoreduzierung innerhalb einzelner Kategorien führen können, wie z. B. innerhalb der Sach- und Personenschäden, der Versorgungsrisiken und der Preisanstiegsrisiken. Andere Risiken wie die von Treibhauseffekten durch CO₂-Emissionen können durch Versicherungslösungen, aus oben beschriebenen Gründen, nicht reduziert werden. Ebenso schwierig ist es die Schadeneintrittswahrscheinlichkeiten durch Risikotransferinstrumente zu reduzieren. Hier besteht durch mögliche Verhaltensänderungen nach Abschluss einer Versicherung sogar die Gefahr einer höheren Eintrittswahrscheinlichkeit von Schäden, da der Risikotransfer häufig eine Verhaltensänderung gegenüber der Ausgangssituation induziert (Moral Hazard Problematik).

Risiko \ Szenario	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„politische Massnahmen des Bundesrates“
Erwartetes Schaden- ausmass			
Schadeneintritts- wahrscheinlichkeit			
Netzausbau			
Stromlücke			
Preisanstieg			
CO2-Emissionen			

Tabelle 6: Relatives Risikoprofil mit Risikotransferinstrumenten, wie z. B. Versicherungslösungen der drei Szenarien der Energiestrategie 2050 „weiter wie bisher“, „neue Energiepolitik“ und „politische Massnahmen des Bundesrates“ hinsichtlich der Aspekte der Versorgungssicherheit (Netzausbau und Stromlücke), der Wirtschaftlichkeit (Preisanstieg) und der Umwelt (CO2-Emissionen). Die Grösse der Ellipsen veranschaulicht die Höhe des Risikos. Die grauschraffierten Ellipsen sind gegenüber Tabelle 5 unverändert. Die schwarzen Ellipsen zeigen die mögliche Reduktion der Risiken durch Risikotransfer.

5. Fazit

Ziel der vorliegenden Studie ist es, eine Analyse der Chancen und Risiken der für die schweizerische Stromversorgung zentralen Energiequellen auf Basis eines Literaturüberblicks vorzunehmen. Insbesondere werden hierbei technologische, wirtschaftliche, ökologische und gesellschaftliche Aspekte näher erläutert. Darüber hinaus geht der Bericht auf die Bedeutung der Versorgungssicherheit und den jeweiligen Beitrag der betrachteten Energiequellen zu derselben, sowie die Möglichkeit eines Transfers der identifizierten Risiken durch Versicherungs- und Kapitalmarktlösungen ein.

Bei der Evaluation der Risiken zeigt sich allerdings, dass innerhalb des angedachten Energiemixes der verschiedenen Zukunftsszenarien ein gewisser Zielkonflikt besteht. Eine simultane Risikoreduktion im Hinblick auf wirtschaftliche und ökologische Aspekte ist bei einzelnen Energietechnologien und Stromlieferanten häufig schwer zu erreichen. Ebenso schliessen sich die Reduktion von CO₂-Emissionen und der Schutz von Landschaften und Lebensräumen teilweise gegenseitig aus. Daher müssen, wie auch die Studie des VSE betont (siehe VSE, 2012b), bei der Fokussierung auf bestimmte Energiequellen zur Stromerzeugung, die damit einhergehenden Auswirkungen auf Sicherheit, Umwelt und Wirtschaft gegeneinander abgewogen werden. Bei dem politischen Entscheidungsprozess sind weiterhin die gesellschaftliche Akzeptanz und der Neuerungswille von besonderer Bedeutung. Insbesondere bedarf es hierzu einer frühzeitigen Informationspolitik und einer transparenten Vorgehensweise bei der Errichtung neuer Stromproduktionsanlagen (siehe auch VSE, 2012b).

Der Thematik der Versorgungssicherheit kommt eine besondere Bedeutung zu. Es ist das ausdrückliche Ziel des Bundesrates diese auf Basis der Energiestrategie 2050 gewährleisten zu können (siehe beispielsweise BFE, 2012c). Hierzu ist nicht nur ein entsprechend geeigneter Energiemix zur Stromerzeugung notwendig, sondern, laut den Akademien der Wissenschaften Schweiz (AdWS, 2012), auch die Einbettung des schweizerischen Elektrizitätssystems in den europäischen Strommarkt. Ein weiterer Aspekt in diesem Kontext ist die Versicherbarkeit von Unterbrechungsrisiken und einhergehenden Sachschäden. Hier könnte die schweizerische Versicherungswirtschaft in Zukunft einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie noch mehr Risikotransferoptionen, sowohl für die Energieunternehmen als auch für die privaten Haushalte, schafft. Jedoch werden die Risiken möglicher Unfallfolgeschäden voraussichtlich auch in Zukunft nicht oder nur unvollständig versicherbar sein. Es bedarf daher weiterer Investitionen in Forschung und Entwicklung, um einerseits die Schadenhäufigkeit zu reduzieren, und andererseits die denkbaren Folgeschäden so gering wie möglich zu halten.

Obwohl die verschiedenen betrachteten Energiestudien zu teilweise sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen, was den künftigen einzuschlagenden Weg der Schweiz anbelangt, sind sie sich in einem Punkt einig: Die Zukunft stellt die schweizerische Energiewirtschaft und die Bevölkerung vor grosse Herausforderungen. Wie der VSE betont, wird der Stromverbrauch in den nächsten Jahren erheblich zunehmen, wenn nicht massive Gegenmassnahmen getroffen werden. Zudem ist die Umstellung des Energiemixes hin zu mehr regenerativen Quellen mit erheblichen Investitionen und steigenden Kosten der Stromproduktion verbunden (siehe VSE, 2012b). Weiterhin müssen die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechend angepasst werden, um die angedachten Energiestrategien tatsächlich verfolgen zu können. Diese werden nämlich nicht nur eine Energiewende notwendig machen, sondern auch einen radikalen strukturellen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Wandel mit einschliessen. Wie der Energie Tri-

log Schweiz betont, sind mit der Energiestrategie 2050 aber auch Innovationschancen für die schweizerische Wirtschaft verbunden (siehe ETS, 2009a).

Gerade in den Branchen der neuen Energietechnologien, und der Finanzintermediäre könnte die Schweiz eine Vorreiterrolle einnehmen und zum Exporteur von Energieinnovationen, wie zum Beispiel der Geothermietechnologie, und neuen Versicherungslösungen werden.

Letztlich wird es Aufgabe der Politik sein, die Chancen und Risiken einzelner Energiequellen abzuwägen, um darauf basierend über die Zukunft der schweizerischen Stromerzeugung, und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Gesellschaft, zu entscheiden. Hierbei sollte sie die in Zukunft zur Verfügung stehenden Mittel zur Risikoreduktion einerseits (wie beispielsweise technische Sicherheitsstandards) sowie Risikotransferinstrumente und Versicherungslösungen andererseits einschliesslich ihrer Kosten mit in die Betrachtung einbeziehen. Es gilt festzuhalten, dass der angesprochene Energiewandel zu Risiken führt, die ihre Art nach (Frequenz und Höhe) sehr viel besser durch Risikomanagementmassnahmen und Versicherungslösungen tragfähig gemacht werden können, als dies für potentielle Unfallschäden insbesondere aus der Kernenergie der Fall ist.

Appendix

1. Betrachtete Energiequellen, -technologien

1.1 Kernenergie

Begriffsdefinition

Als „Kernenergie“ oder auch „Atomenergie“ wird die Energiegewinnung durch Kernspaltung oder Kernfusion bezeichnet (siehe AdWS, 2012 und im Folgenden Wiki, 2013a). Häufig subsumiert man darunter die Erzeugung von elektrischem Strom durch Kernreaktionen.

Stand der Technologie

Etwa 90 % der 433 sich weltweit zurzeit in Betrieb befindenden Kernkraftwerke sind sogenannte Leichtwasserreaktoren. Diese weisen einen durchschnittlichen Wirkungsgrad – Verhältnis von Nutzleistung zu zugeführter Leistung – von 33 % und einen durchschnittlichen Verfügbarkeitsfaktor – Quotient aus Laufzeit und der Summe aus Stillstandzeit und Laufzeit – von über 80 % (siehe AdWS, 2012) auf. In Abgrenzung zu den Prototypanlagen gehört die Mehrzahl der derzeit betriebenen Reaktoren zur so genannten 2. Generation. Eine neue Technik innerhalb der Reaktoren der 3. Generation ermöglicht die Abschottung des radioaktiven Materials in der jeweiligen Anlage. Dadurch kann, laut einer Studie der Eidgenossenschaft, des UVEK und BFEs von 2009 (siehe BFE, 2009) die Unfallwahrscheinlichkeit deutlich gesenkt werden sowie die Nutzung der Brennstoffe verbessert werden.

Bedeutung für die Schweiz

Derzeit verfügt die Schweiz über 5 Atomkraftwerke, welche pro Jahr in etwa 26 TWh Strom produzieren. Damit liegt der Anteil der Kernkraft an der Stromerzeugung bei ca. 40 % und ist daher massgeblich an der schweizerischen Grundversorgung mit Elektrizität beteiligt (siehe AdWS, 2012). Die Verfügbarkeit der Kernenergie wäre bis 2050 grundsätzlich gesichert.

Allerdings erfolgte im Frühling 2011, als Reaktion auf die verheerenden Auswirkungen der Atomkatastrophe in Fukushima vom schweizerischen Bundesrat und Parlament, ein Grundsatzentscheid zum Ausstieg aus der Atomkraft. Die bestehenden fünf Atomkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit nicht durch neue ersetzt werden (siehe VSE, 2012b).

1.2 Wasserkraft

Begriffsdefinition

Die Wasserkraft oder auch „Hydroenergie“ gehört zu den sogenannten regenerativen Energiequellen (siehe hierzu und im Folgenden Wiki, 2013b). Der Wasserkreislauf ermöglicht es, die kinetische Energie von fliessenden Wassermassen über Turbinen in Rotationsenergie umzuwandeln, wodurch in speziellen Kraftwerken Strom erzeugt werden kann.

Stand der Technologie

Bei den Wasserkraftwerken lassen sich grundsätzlich zwei Typen unterscheiden: Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke (siehe AdWS, 2012).

Laufwasserkraft nutzt die Höhenunterschiede von fliessenden Gewässern um aus der kinetischen Energie elektrische Energie zu gewinnen. Die gewonnene Energiemenge richtet sich hierbei nach dem Wasserzufluss und kann daher nur bedingt reguliert werden (siehe VSE, 2012b). Dagegen wird beim Prinzip der Speicherkraft das Wasser in hoch gelegenen Gegenden gesammelt und gespeichert, um bei erhöhtem Bedarf – dem sogenannten „Spitzenbedarf“ dessen Lageenergie über kinetische Energie in elektrischen Strom umzuwandeln (siehe AdWS, 2012). Die heutige Technologie erreicht sehr hohe Wirkungsgrade von 80 % bis 90 %.

Bedeutung für die Schweiz

Die Wasserkraft ist in der Schweiz mit einem Anteil von 56 % die bedeutendste Energiequelle in Hinblick auf die heimische Stromerzeugung (siehe im Folgenden AdWS, 2012). Laut der Akademie der Wissenschaften Schweiz lag die Zahl der Wasserkraftwerke 2010 bei 480, welche zusammen eine Gesamtleistung von 37.4 TWh erbrachten. Hierbei produzierten die regulierbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mehr als 70 % der Leistung.

1.3 Windkraft

Begriffsdefinition

Die Stromerzeugung mit Hilfe von Windkraft zählt ebenfalls zu denjenigen Verfahren, welche auf der Umwandlung von kinetischer in elektrische Energie basieren. Die Gewinnung der elektrischen Energie erfolgt dabei durch Generatoren, welche mittels der Drehbewegung der Rotorblätter betrieben werden (siehe GDV, 2013).

Stand der Technologie

Windenergie kann als sehr ausgereifte Technologieart bezeichnet werden. Allerdings ist anzumerken, dass zurzeit nur wenige Erfahrungen mit Grossanlagen an Standorten mit besonderen Bedingungen wie den Schweizer Alpen zur Verfügung stehen (siehe AdWS, 2012). Die Produktion der Energie ist sehr stark abhängig von den vorherrschenden Windverhältnissen. Insbesondere die Speicherung von Überschussenergie gilt in diesem Zusammenhang als eine der grössten technischen Herausforderungen (siehe AdWS, 2012, VSE, 2012b).

Bedeutung für die Schweiz

Im Jahr 2011 belief sich der Anteil von Windenergie an der gesamten Stromerzeugung in der Schweiz lediglich auf 0.11 % (siehe VSE, 2012b). Nach Angaben von Suisse Eole wurde diese Energiemenge durch 28 Windkraftanlagen und 19 weitere, kleinere Anlagen bereitgestellt. Die Errichtung neuer Anlagen erweist sich häufig als problematisch, da nur wenige schweizerische Regionen hierfür in Frage kommen und überdies häufig schwer zugänglich sind (siehe ETH Zürich, 2011). Da die Anlagen ausserdem nicht nur unter die Definitionen von Maschinen, sondern

auch unter die der baulichen Anlagen fallen, sind zahlreiche Richtlinien zu berücksichtigen (siehe GDV, 2013).

1.4 Photovoltaik

Begriffsdefinition

Eine weitere aussichtsreiche Form der erneuerbaren Energien ist die Photovoltaik. Sie zählt zu den solaren Energiesystemen und ermöglicht mit Hilfe von entsprechenden Anlagen die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in nutzbare Energie (siehe GDV, 2013).

Stand der Technologie

Das Herzstück der Photovoltaikanlagen bilden die sogenannten Solarzellen. Dabei ist eines der am meisten verwendeten Materialien Silizium (siehe AdWS, 2012). Da die gewonnene Energiemenge mittels Photovoltaik von der tatsächlichen Sonneneinstrahlung sowie der Neigung und Ausrichtung der Anlage abhängig ist, ergeben sich starke Schwankungen in der Produktion. Dabei häufen sich Leistungsspitzen erwartungsgemäss in den Sommermonaten bzw. zur Mittagszeit (siehe VSE, 2012b). Photovoltaikanlagen weisen heutzutage einen Wirkungsgrad von ungefähr 15 % bis 20 % (Siliziumsolarzellen) bzw. 8 % bis 12 % (Dünnschichtsolarzellen) auf (siehe AdWS, 2012).

Bedeutung für die Schweiz

Heutzutage beträgt der Anteil von Solarstrom an der Schweizerischen Stromerzeugung 0.13 % (Stand 2010, siehe AdWS, 2012). Dies entspricht einer Vervierfachung seit 2006 (siehe VSE, 2012b). Der Bau von Photovoltaikanlagen geht insbesondere auch mit der Suche nach geeigneten Standorten einher. Aktuell werden sie vor allem auf Dächern positioniert – bei Kleinanlagen werden Wohnhäuser in Betracht gezogen, bei Grossanlagen fällt die Wahl auf Industrie- und Gewerbedächer (siehe VSE, 2012b).

1.5 Geothermie

Begriffsdefinition

Unter dem Begriff „geothermische Energiegewinnung“ wird die Nutzung von Wärme aus tief-liegenden Erdschichten zur Produktion von Strom verstanden. Es wird angenommen, dass Erdwärme in weitgehend unerschöpflichen Mengen zur Verfügung steht. Somit zählt Geothermie zu den erneuerbaren Energiequellen (siehe GDV, 2013).

Stand der Technologie

Prinzipiell wird bei der Stromproduktion aus Geothermie zwischen zwei Nutzungsarten unterschieden. Die erste und heute bereits gut erforschte Methode nutzt die Wärme aus wasserführenden Erdschichten („hydrothermale Systeme“). Bei der zweiten Nutzungsart, den „petrophysikalischen Systemen“ oder auch „Enhanced Geothermal Systems“, wird die Wärme von Ge-

steinsschichten erschlossen (siehe GDV, 2013). Ähnlich wie bei einem Wärmetauscher wird im Rahmen von Bohrungen in 5 km Tiefe oder mehr die dort vorhandene Energie z. B. mit Hilfe von kaltem salzhaltigem Wasser entzogen und so zu Tage befördert (siehe AdWS, 2012). Diese Technik befindet sich heute allerdings noch im Anfangsstadium.

Bedeutung für die Schweiz

Heutzutage wird in der Schweiz Geothermie aus Erdoberflächennähe bereits vielfach zu Heizzwecken von Gebäuden genutzt (siehe AdWS, 2012).

Die Produktion von Strom auf dieser Basis allerdings befindet sich noch im Entwicklungsstadium. So gibt es aktuell zwar Projekte, um diese Technik weiter zu erforschen und mögliche Risiken zu minimieren. In der Praxis sind solche Anlagen aber noch nicht im Einsatz (siehe VSE, 2012b).

Neben den erwähnten technischen Herausforderungen mangelt es der Geothermie in der Schweiz auch an einer gewissen gesellschaftlichen Akzeptanz (siehe VSE, 2012b).

2. Relevanz der betrachteten Technologien innerhalb der Energiestrategie 2050

Energieszenario 1: „Weiter wie bisher“

Für das Referenzszenario sieht die Strategie zwei Varianten vor, welche sich vorwiegend durch das Ausmass des Ausbaus der erneuerbaren Stromversorgung (inklusive der Wasserkraft) zur Deckung einer potenziellen Stromlücke unterscheiden. In der sogenannten Variante „C“ wird angenommen, dass der Ersatz der Kernkraftwerke vorwiegend durch neue Gaskombikraftwerke erfolgt, während in der Variante „C&E“ verstärkt erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und Wasserkraftwerke die Versorgungslücke schliessen sollen. Wie in der zusammenfassenden Tabelle 1 ersichtlich, deckte die Kernenergie 2010 in etwa 40 % der Stromversorgung während der Anteil fossiler Brennstoffe nur 3 % betrug. Der restliche Anteil von 57 % wurde bereits durch regenerative Energiequellen abgedeckt. Hiervon trug die Wasserkraft allein zu etwa 56 % bei, sodass die restlichen alternativen Energiequellen nur zu 1 % vertreten waren. Mit dem Abschalten der Atomkraftwerke wird grundsätzlich der Anteil fossiler Brennstoffe an der Stromerzeugung massiv zunehmen. Unter der Variante C würde der Anteil im Jahr 2035 38 % und im Jahr 2050 37 % betragen. Auch in der Variante C&E würde diese Energiequelle zu ca. 29 % im Jahr 2035 und im Jahr 2050 zu ca. 19 % zur Stromversorgung herangezogen.

Energieszenario 2: „Neue Energiepolitik“

Der angestrebte Energiemix des Szenarios 2 zeichnet sich gegenüber dem ersten Szenario durch eine geringere Stromerzeugung durch fossile Brennstoffe aus; dies führt im Ergebnis zu einer grösseren Versorgungslücke. Die Laufzeit der Kernkraftwerke bleibt davon unbeeinflusst. Wie im ersten Szenario, werden auch hier unterschiedliche Varianten betrachtet: Die beiden Varianten C und C&E sind analog zu oben definiert. Zusätzlich wird eine weitere Variante „E“ betrachtet. Hier wird kein Zubau von fossilen Kraftwerken zugelassen. Zu der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen werden in dieser Variante auch Importe aus einem „durchschnittlichen europäischen Kraftwerksmix“ (BFE, 2012a) einbezogen. Unter den genannten Va-

rianten betragen die prozentualen Anteile der alternativen Energiequellen im Jahr 2050 ca. 80 % (Variante C), 92 % (Variante C&E) und 95 % (Variante E). Die restlichen Anteile entfallen jeweils auf fossile Energien.

Energieszenario 3: „Politische Massnahmen des Bundesrates“

Das dritte Szenario bezieht sich auf das Massnahmenpaket des Bundesrates und zeigt wie sich dieses auf Energieangebot und -nachfrage bis 2050 auswirkt. Die rund 50 vorgeschlagenen Massnahmen sehen vor allem Änderungen im Gebäudebereich, im Industrie- und Dienstleistungssektor, sowie beim Verkehr vor. Diese sollen zu einer auf bestehenden Technologien basierenden Effizienzsteigerung führen, welche durch die Schweiz, weitgehend unabhängig von den Massnahmen anderer Länder, umgesetzt werden kann.

Das Massnahmenpaket des Bundesrates unterscheidet sich von der neuen Energiepolitik durch einen höheren Anteil an fossilen Brennstoffen. Die Stromerzeugung aus alternativen Energien wird hierbei als gleich hoch angenommen. Ein Vergleich der Szenarioanalysen 2 und 3 zeigt ausserdem, dass die Variante E in beiden Szenarien zu den gleichen Resultaten führt (siehe Tabelle 1).

Jahr	2010	2035									2050								
Szenario	1,2,3	1			2			3			1			2			3		
Variante	C,C&E,E	C	C&E	C	C&E	E	C	C&E	E	C	C&E	C	C&E	E	C	C&E	E		
Technologie																			
Kernkraft	25.13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fossile Brennstoffe	2.18	29.32	22.24	19.22	12.70	3.58	22.28	15.20	3.58	30.50	15.56	13.27	6.00	3.45	21.66	10.65	3.45		
Erneuerbare Energien, davon	36.80	47.88	54.96	47.88	54.96	54.96	47.88	54.96	54.96	51.83	68.37	51.83	68.37	68.37	51.83	68.37	68.37		
Wasser	35.42	41.75	43.02	41.75	43.02	43.02	41.75	43.02	43.02	41.58	44.15	41.58	44.15	44.15	41.58	44.15	44.15		
Photovoltaik	0.08	2.52	4.44	2.52	4.44	4.44	2.52	4.44	4.44	5.92	11.12	5.92	11.12	11.12	5.92	11.12	11.12		
Wind	0.04	0.77	1.76	0.77	1.76	1.76	0.77	1.76	1.76	1.41	4.26	1.41	4.26	4.26	1.41	4.26	4.26		
Geothermie	-	0.39	1.43	0.39	1.43	1.43	0.39	1.43	1.43	0.42	4.39	0.42	4.39	4.39	0.42	4.39	4.39		
Sonstige	1.26	2.44	4.31	2.44	4.31	4.31	2.44	4.31	4.31	2.50	4.46	2.50	4.46	4.46	2.50	4.46	4.46		
Summe	64.11	77.2	77.2	67.1	67.66	58.54	70.16	70.16	58.54	82.33	83.93	65.1	74.37	71.82	73.49	79.02	71.82		

Tabelle 7 (adaptiert von BFE, 2012a): Stromproduktion nach Technologien und Energieszenarien (Szenario 1 = „weiter wie bisher“; Szenario 2 = „neue Energiepolitik“; Szenario 3 = „politische Massnahmen des Bundesrates“ mit ihren jeweiligen Varianten (C = fossil-zentral, C&E = fossil-zentral und erneuerbare Energien, E = erneuerbare Energien und Importe). Die Darstellung bezieht sich auf die hydrologischen Jahre 2010, 2035 und 2050.

Literaturverzeichnis

Akademien der Wissenschaften Schweiz (AdWS), 2012: Zukunft Stromversorgung Schweiz.

Baltensperger, Tobias, Yann, Blumer, Désirée, Ruppen, Andy, Spörri, 2013: Analyse der Schweizer Energieversorgungssicherheit: Eine Abschätzung der Verwundbarkeit des Energiesystems, ETH Zürich – UNS Projekt-Schlussbericht.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007a: Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Prognos AG, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007b: Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 – Szenarien I bis IV.

Bundesamt für Energie (BFE), ECOPLAN, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007c: Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 – Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007d: Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 – Exkurse.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Prognos AG, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007e: Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 – Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2009: Literaturübersicht Kernenergie.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Prognos AG, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2012a: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2012b: Bewertung aktueller und zukünftiger Kernergietechnologien. Erweiterte Zusammenfassung des Berichts „Current and Future Nuclear Technologies“.

Bundesamt für Energie (BFE), Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2012c: Grundlagen der Energieversorgungssicherheit – Bericht zur Energiestrategie 2050.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2011: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011.

CRO Forum, 2011: Power Blackout Risks – Risk Management Options.

Economist Intelligence Unit (EIU), 2011: Managing the risk in renewable energy.

Ecosens und Infrac, 2013: Energiestrategie 2050 – Umweltanalyse und Bewertung von Technologien zur Stromerzeugung.

Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), 2012: Stellungnahme zur Kostenstudie 2011 über die Stilllegungs- und Entsorgungskosten der Kernanlagen in der Schweiz.

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH Zürich), 2011: Energiezukunft Schweiz.

Energie Dialog SCHWEIZ (ETS), 2009a: Energiestrategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht.

Energie Dialog SCHWEIZ (ETS), 2009b: Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Dialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen.

Farny, Dieter 2011: Versicherungsbetriebslehre, 4. Auflage, Verlag Versicherungswirtschaft GmbH, Karlsruhe

Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), 2013: Erneuerbare Energien.

Handelszeitung, 2011: Schweizer Wirtschaft würde Super-GAU kaum verkraften, elektronischer Zeitungsartikel vom 29.03.2011. Zugriff am 16.02.2014 über <http://www.handelszeitung.ch/konjunktur/schweizer-wirtschaft-wuerde-super-gau-kaum-verkraften>.

Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (HSK), 2003: Stellungnahme der HSK zur Sicherheit der schweizerischen Kernkraftwerke bei einem vorsätzlichen Flugzeugabsturz.

Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (HSK), 2004: Nachweis ausreichender Vorsorge gegen Störfälle in Kernkraftwerken. Störfall-Richtlinie.

Hauptabteilung für die Sicherheit von Kernanlagen (HSK), 2007: Neubestimmung der Erdbebengefährdung an Kernkraftwerkstandorten in der Schweiz. Projekt PEGASOS.

Hirschberg, S., C. Bauer, W. Schenler und P. Burgherr, 2010: Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität?. Energiespiegel Nr. 20.

International Energy Agency (IEA-PVPS T7-4), 2002: Potential for Building Integrated Photovoltaics (summary).

Märkli, M., C. Schmid, R. Fischer, S. Schläfli, F. Würsten, 2007: Zukunft Energie. ETH Globe 2(1), Hrsg. ETH Zürich.

Rütter + Partner, 2006: Nukleare Entsorgung in der Schweiz. Untersuchung der sozio-ökonomischen Auswirkungen von Entsorgungsanlagen.

Schmocker, U. und P. Meyer, 1999. Nationalfonds-Projekt Risk Based Regulation. Teil I: Risikoorientierte Aufsicht über die Schweizer Kernanlagen.

Schweizerischer Bundesrat (SB), 2013: Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)».

Suisse Eole, 2011: Jahresbericht 2010.

Swissgrid (2011): Mit Energie in die Zukunft.

Swissnuclear, 2011: Kostenstudie 2011 – Mantelbericht.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2012a: Elektrischer Blackout.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2012b: Wege in die neue Stromzukunft. Gesamtbericht.

Wellenstein, J., 2012: Auch Wasserkraft birgt Risiken. Energie Rundschau.

Wiederkehr, K., electrosuisse und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2013: Wirtschaftliche Risiken beim Ausbau der Wasserkraft. Branche Wasserkraft Bulletin Nr. 2.

Wikipedia (Wiki), 2013a: Kernenergie. Zugriff am 11.11.2013 über www.wikipedia.de.

Wikipedia (Wiki), 2013b: Wasserkraft. Zugriff am 11.11.2013 über www.wikipedia.de.

Institut für Versicherungswirtschaft



Universität St.Gallen

Tannenstrasse 19
9000 St. Gallen / Schweiz

hato.schmeiser@unisg.ch
www.ivw.unisg.ch