



Energiestrategie 2050:  
Eine institutionelle und ökonomische Analyse

## Impressum

### *Autoren:*

Prof. em. Dr. Silvio Borner

Dominik Hauri

Bernhard Wyss

Prof. em. Dr. Bernd Schips

Markus Saurer

### *Interdisziplinäre Begleitgruppe:*

Dipl. Ing. Hans Achermann

Dr. phil. nat. Simon Aegerter

Dipl. Masch. Ing. ETH Emanuel Hoehener

Prof. em. Dr. Franz-Karl Reinhart

Dr. phil. nat. Irene Aegerter

Dr. Markus O. Häring

Dr. Johannes Lüthi

### *Support für französische Texte:*

Daisy Aubry-Golaz

Dr. Jean-François Dupont

Pierre Bessard

Dr. Christophe de Reyff

### *Projektkoordination:*

Dominik Hauri (dominik.hauri@iwsb.ch)



### **IWSB - Institut für Wirtschaftsstudien Basel AG**

Steinenvorstadt 79

CH-4051 Basel

+41 (0)61 281 21 21

[www.iwsb.ch](http://www.iwsb.ch)

## **Kurzfassung**

Die Energiestrategie 2050 will die Schweiz sowohl aus der Kernkraft herausführen als auch strenge CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erfüllen. Die fünf Kernkraftwerke (KKW) liefern heute jährlich 25 TWh oder 40% des schweizerischen Stroms. Durch ihre Abschaltung entsteht potenziell eine Versorgungslücke, die grösstenteils durch Strom aus Photovoltaik, Windkraft und Geothermie geschlossen werden soll. Diese neuen erneuerbaren Energiequellen generierten im Jahr 2013 erst 0.6 TWh und sollen im Jahr 2050 rund 20 TWh liefern. Der verbleibenden Lücke soll auf der Angebotsseite durch Gaskraftwerke oder durch Importe und auf der Nachfrageseite durch rigorose Sparmassnahmen begegnet werden.

Unsere Studie analysiert die technische, ökonomische und institutionelle Machbarkeit dieser Energiewende und kommt zu folgenden Schlüssen:

- **Die Energiestrategie 2050 basiert auf lückenhaften oder wissenschaftlich nicht fundierten Entscheidungsgrundlagen. Sie verdient das Etikett „Strategie“ nicht.**

Ihre negativen Folgen - stark steigende Energiepreise und externe Kosten, sinkende Stabilität des Stromsystems, zunehmende Auslandabhängigkeit, erodierende internationale Wettbewerbsfähigkeit - werden sich erst nach und nach zeigen, wenn der Systemumbau bereits weit fortgeschritten und nur noch zu horrenden Kosten zu korrigieren ist (Pfadabhängigkeit, irreversible Investitionen).

- **Die Energiestrategie 2050 muss unverzüglich gestoppt und grundsätzlich überarbeitet werden. Derzeit besteht keine Dringlichkeit, diese „Strategie“ zu verabschieden.**

Unbedingt zu vermeiden sind punktuelle Umsetzungs-Korrekturen an den Vorschlägen des Bundesrats. Dies würde darauf hinauslaufen, mit grossem Aufwand Probleme anzugehen, die ohne den grundsätzlichen Fehlentscheid gar nicht entstehen würden.

### **Planwirtschaft mit unabsehbaren Folgen**

Bezogen auf die Stromproduktion verursachen die neuen Erneuerbaren einen höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoss als die KKW. Je mehr Nuklearstrom durch neue Erneuerbare ersetzt wird, desto mehr CO<sub>2</sub> fällt an und muss zur Erfüllung der Emissionsziele beim Stromverbrauch oder bei fossilen Treib- und Brennstoffen (Verkehr, Industrie, Gebäudetechnik) eingespart werden. Darum greift die Energiestrategie 2050 auf ein Bündel von finanziellen Anreizen, Geboten und Verboten zur Förderung der Energieeffizienz und zur Drosselung des Energieverbrauchs zurück. Ab dem Jahr 2020 sollen diese Fördermassnahmen durch Lenkungsmassnahmen abgelöst werden. Die erwarteten volkswirtschaftlichen Kosten und Verteilungswirkungen des ersten Massnahmenbündels sind weitgehend unerforscht. Qualitative Analysen zeigen, dass gewisse Massnahmen eine ineffiziente Energierationierung mit vermutlich gravierenden volkswirtschaftlichen Konsequenzen darstellen würden. Über Auswirkungen der späteren Lenkungsmassnahmen kann nicht einmal spekuliert werden, da selbst deren Ausgestaltung noch in einer „Blackbox“ liegt. Es scheint aber um geradezu absurde Grössenordnungen zu gehen: Im Jahr 2050 soll beispielsweise eine Abgabe von weit über tausend Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> nötig sein (der Wert entsprechender Zertifikate liegt in der EU heute unter 10 Franken).

### **Enorme Zusatzkosten der neuen Erneuerbaren.**

Die Studie zeigt auf, dass der Einsatz von Photovoltaik, Windkraft und Geothermie im Ausmass der Energiestrategie 2050 Investitionen in Anlagen sowie systembedingte Zusatzinvestitionen in Netzausbauten, Netzerweiterungen und Speicher von deutlich über 100 Milliarden Franken erfordern würde. Diese durchaus vorsichtige Schätzung berücksichtigt, dass Solar- und Windstrom eine etwa zehn- bzw. sechsmal höhere installierte Kapazität als KKW erfordern, um dieselbe jährliche Stromproduktion zu erbringen. Die dadurch in den Volllastphasen entstehenden Überschüsse müssen gespeichert werden können. Die Mehrbelastung der Verbraucher mit höheren Preisen und Abgaben lässt sich daran ermessen, dass der Ersatz der alten KKW durch Werke der jüngsten Generation zu einem Drittel dieser Investitionskosten möglich wäre. Aus welchen technischen und ökonomischen Gründen der in der Energiestrategie 2050

vorgesehene Pfad extrem teuer wäre, wird in der Studie ausführlich erörtert. Sonne und Wind werden unter den klimatischen Bedingungen in der Schweiz auch langfristig nie marktfähig werden. Je mehr sie ausgebaut werden, desto geringer wird ihre Eigenwirtschaftlichkeit im ganzen Energiesystem. Statt einer nach und nach auslaufenden Anschubfinanzierung würde eine permanente Erhöhung des Subventionsbedarfs resultieren – mit gravierenden Folgen für die Wasserkraft.

### **Vernachlässigte externe Kosten**

In der Energiestrategie 2050 werden auch die externen Kosten vernachlässigt. Es geht um Beeinträchtigungen der Allgemeinheit im Bereich des Natur- und Heimatschutzes oder um Lärm- und Schadstoffbelastungen durch Bau, Betrieb, Rückbau und Entsorgung von Anlagen der neuen Erneuerbaren. Solche Beeinträchtigungen könnten allerdings die Akzeptanz des geplanten Zubaus bei Betroffenen unterminieren und die Umsetzung der gesamten Strategie in Frage stellen. Die folgenden Daten und Fakten deuten an, dass die externen Kosten der Energiestrategie 2050 im Tourismusland Schweiz hoch wären und weite Teile der Bevölkerung treffen würden.

- Die Photovoltaikanlagen würden Dach- und Bodenflächen von 70 bis 150 km<sup>2</sup> oder 10'000 bis 20'000 Fussballfeldern belegen
- Für Windenergie wären über 1'400 Windkraftwerke erforderlich, die in einer Reihe 600 km beanspruchen würden.
- Die Kapazität der Pumpspeicherwerke in der Schweiz müsste ungefähr verdoppelt werden.

Die Kostenüberlegungen sind mit der Feststellung abzuschliessen, dass schon allein die abschätzbaren Kosten der Energiestrategie 2050 extrem hoch wären – zumindest im Vergleich zu den Kosten neuer KKW. Hinzu kämen vermutlich ebenfalls hohe, aber unerforschte externe Kosten und volkswirtschaftliche Konsequenzen.

### **Gefährdete Versorgungssicherheit**

Die mit der Energiestrategie 2050 einhergehende Dezentralisierung der Produktion würde die Versorgungssicherheit technisch herabsetzen. Dies hängt mit der höheren

Systemkomplexität zusammen (bidirektionale Stromflüsse und -steuerungen auf allen Netzebenen, Speicherproblematik, steigende Anzahl Akteure u.a.). Fragezeichen betreffend Versorgungssicherheit sind auch in der steigenden Importabhängigkeit auszumachen. Aktuell würde diese kein Problem darstellen, doch kann sich das im Planungshorizont bis 2050 ändern.

Versorgungssicherheit gemäss Verfassung sieht vor, dass jederzeit genügend Strom zu günstigen Preisen verfügbar zu halten sei. Die Energiestrategie 2050 würde diesen Verfassungsauftrag mit ungenügender politischer Legitimation (Parlaments- statt Volksabstimmung) sozusagen von der ersten in die dritte Priorität versetzen. Der Ausstieg aus der Kernkraft (vermutlich ein verfassungswidriges Technologieverbot) und die Klimapolitik (mit verfassungsmässig zumindest fragwürdigen planwirtschaftlichen Zügen) würden an erste und zweite Stelle rücken. Ein solcher Paradigmenwechsel -

**weg von der bedarfsgerechten Befriedigung der Nachfrage,  
hin zur zwangsweisen Anpassung des Verbrauchs an ein beschränktes  
Angebot -**

darf nicht ohne Volksabstimmung vollzogen werden.

#### **Weitere institutionelle Unvereinbarkeiten**

In der Studie wird eine Reihe von weiteren möglichen institutionellen Kollisionen der Energiestrategie 2050 mit anderen politischen Vorhaben oder Zielen erörtert. Beispielsweise bleibt ungeklärt, wie sich die geplante Strommarktliberalisierung im Inland mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 vereinbaren liesse. Welche Rolle bleibt dem Wettbewerb, wenn der Staat angebots- wie nachfrageseitig fast alle Parameter plant und fixiert? Diese Frage wird noch wichtiger im Hinblick auf das Stromabkommen Schweiz-EU. Der Bundesrat lässt keine Gelegenheit aus, die Bedeutung der Integration der Schweiz in den EU-Energiebinnenmarkt für die Versorgungssicherheit zu unterstreichen. Würde die Schweiz aber voll in den EU-Energiebinnenmarkt aufgenommen, dann könnte sie wohl die Autarkieziele der Energiestrategie 2050 kaum mehr in der geplanten Form realisieren. Energie wird im Markt dort produziert, wo dies zu den geringstmöglichen Kosten möglich ist. Bei der Bandenergie dürfte dies nur für wenige Werke in der Schweiz zutreffen – bei Bandenergie, die aus fluktuierender

Sonnen- und Windenergie nur durch Veredelung mit hohen Zusatzkosten zu gewinnen ist, erst recht nicht. Mit staatlichen Beihilfen dürften die Autarkiebestrebungen nicht zu retten sein. Die Energiestrategie 2050 liesse sich somit in einem liberalisierten, international geöffneten Markt nur mit massiven Abstrichen umsetzen.

## **Vorwort**

Wer sind wir, und was wollen wir? Wir sind eine Gruppe unabhängiger Wissenschaftler aus verschiedenen Disziplinen (Physiker, Chemiker, Geologen, Elektro-Ingenieure und Ökonomen), die mit wachsender Besorgnis beobachten, wie sich die schweizerische Energiewende zu einem Jahrhundertfehler zu entwickeln droht.

Was ist an der Energiestrategie des Bundesrats falsch? Erstens sind die Entscheidungsgrundlagen wissenschaftlich nicht fundiert. Zweitens sind die Ziele politisch nicht legitimiert. Und drittens – und das ist unser Hauptansatz – fehlt bei allen zentralen Aspekten die ökonomische Dimension. Der Fokus der Energiestrategie 2050 liegt vielmehr auf dem allenfalls technisch Machbaren, ohne Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Kosten und Konsequenzen.

Unser Bericht enthält drei Teile. Der erste Teil betrachtet die Energiewende aus einer polit-ökonomischen bzw. institutionellen Perspektive und rekapituliert, wie die Vorlage überhaupt zustande kam und weshalb die gewählte Vorgehensweise gar keine echte Strategie darstellt. Der zweite Teil ist der schweizerischen Klimapolitik gewidmet und soll aufzeigen, dass ein nationaler Alleingang, wie er vom Bundesrat geplant ist, Wohlstand und Wachstum erheblich gefährden würde. Da aber unsere Stromproduktion schon heute praktisch klimaneutral ist, bewirkt jede Änderung der Produktionsstruktur eine klimapolitische Verschlechterung. Der Ausstieg aus der Kernenergie erschwert das Erreichen klimapolitischer Ziele enorm.

Der dritte Teil ist eine schonungslose und nachvollziehbare technisch-ökonomische Analyse der offiziellen Energieszenarien und Annahmen, wobei der Fokus auf den Strombereich gerichtet wird.

Wir entwickeln keine alternativen Szenarien von Stromproduktion und -verbrauch, sondern zeigen die volkswirtschaftlichen Konsequenzen einer Umsetzung der bis 2050 gesetzten Ziele auf. Dabei vergleichen wir nicht nur die Produktionskosten verschiedener Technologien, sondern auch die Systemkosten auf der Netzebene. Zusätzlich machen wir qualitative Aussagen über die externen Kosten einerseits und die volkswirt-

schaftlichen Auswirkungen der geplanten Zwangsrationierung beim Stromverbrauch andererseits.

Mit unserem Bericht wollen wir im Hinblick auf eine künftige Volksabstimmung einen hilfreichen Beitrag für die Meinungsbildung leisten. Wir wenden uns mit der Studie nicht nur an ein Fachpublikum, sondern an die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger, die als Steuerzahler und Stromkonsumenten dereinst die Kosten der schweizerischen Energiewende zu tragen hätten.

Vorwort .....	8
I. Politische und institutionelle Widersprüche der Energiestrategie 2050 .....	13
1. Einleitung .....	14
2. Die Ziele der Energiestrategie 2050.....	15
3. Energieszenarien und Energiepolitik: wichtigste Etappen.....	16
3.1. Vor Fukushima: Versorgungssicherheit im Vordergrund .....	16
3.2. Nach Fukushima: Atomausstieg wird Dreh- und Angelpunkt .....	23
4. Der politische Prozess .....	24
4.1. Unmittelbare Reaktion auf Fukushima .....	24
4.2. Eigendynamik und Gruppendynamik nehmen überhand.....	25
4.3. Falschinformationen und staatliche Propaganda .....	29
4.4. Einbindung der Wissenschaft.....	30
4.5. Politökonomische Beurteilung .....	32
4.6. Wie geht es weiter? Welche Optionen sind noch offen? .....	33
5. Institutionelle Hindernisse und Widersprüche .....	35
5.1. Nationaler Strommarkt: die Schweiz als Insel.....	35
5.2. Internationaler Strommarkt: die Schweiz als Drehscheibe.....	36
5.3. Widersprüche in unterschiedlichen Politikbereichen.....	38
6. Aktionen und Reaktionen auf die Vorgaben des Bundes.....	39
6.1. Kantone und Gemeinden als hörige Vollstrecker .....	39
6.2. Stromwirtschaft oder Stromverwaltung?.....	41
6.3. Energiepolitischer Komplex aus Politik, Verwaltung und Sonderinteressen.....	42
6.4. Politökonomische Beurteilung .....	43
II. Einzel- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der vorgeschlagenen Massnahmen zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen .....	46
1. Globale Erwärmung und die Emissionen von Treibhausgasen.....	48
2. Schritte auf dem Weg zu einem globalen Klimaschutzabkommen.....	51
3. Beitrag der Schweiz zu den globalen Treibhausgasemissionen.....	54
4. Klimaschutz ist ein globales öffentliches Gut.....	56
5. Massnahmen zur Erreichung der gesetzten Reduktionsziele .....	58
5.1. Cap and Trade .....	58
5.2. Emissionssteuern und Lenkungsabgaben .....	63
5.3. Border Tax Adjustment Measures (BAM).....	68
5.4. Subventionen .....	69
5.5. Technische Vorschriften.....	70

6.	Zusammenfassung der Überlegungen zu den von der Politik beabsichtigten Reduktionen der Treibhausgasemissionen .....	71
III.	Energiestrategie 2050 – Volkswirtschaftliche Kosten des geplanten Umbaus der Stromversorgung.....	74
1.	Einleitung .....	78
2.	Produktionskosten .....	80
2.1.	Gestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien.....	80
2.2.	Grenzen des Gestehungskosten-Ansatzes .....	87
2.3.	Investitionsbedarf Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energiequellen .....	89
2.4.	Folgerungen.....	91
3.	Systemkosten .....	92
3.1.	Auswirkungen von PV- und Windstrom auf der Systemebene.....	92
3.2.	Backup-Bedarf.....	99
3.3.	Speicherung .....	101
3.4.	Netzausbau und -erweiterung .....	108
3.5.	Folgerungen.....	114
4.	Externe Effekte .....	115
4.1.	Versorgungssicherheit .....	115
4.2.	Treibhausgas-Emissionen und andere Umweltexternalitäten .....	118
4.3.	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch grossen Flächenbedarf.....	121
4.4.	Risiko schwerer Unfälle .....	124
4.5.	Folgerungen.....	125
5.	Volkswirtschaftliche Struktur- und Wachstumseffekte .....	126
5.1.	Planvorstellungen der Energiestrategie 2050.....	128
5.2.	Studien zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen .....	133
5.3.	Energie: Luxusgut oder limitierender Faktor? .....	137
5.4.	Effizienzpotenziale .....	139
5.5.	Folgerungen.....	142
A.	Zukunft der Geothermie .....	144
B.	Carbon Capture and Sequestration (CCS) .....	150
C.	Abschätzung der Pumpspeicher-Kosten, welche durch die Zielsetzung für die Stromproduktion durch PV- und Windkraft-Anlagen entstehen.....	153
1.	Ausgangslage und Basisannahmen für PV .....	153
2.	Grundannahmen für die Berechnung .....	156
3.	Variation der Parameter.....	158
4.	Einfluss der Zielsetzung Windkraft .....	158

5. Zusammenfassung.....	160
D. Folgen der Energiestrategie 2050 für die Netze .....	163
Literaturverzeichnis.....	173

---

## I. Politische und institutionelle Widersprüche der Energiestrategie 2050

---

### Das Wichtigste in Kürze:

1. Nach Fukushima erfolgte mit dem Entscheid, aus der Kernenergie auszusteigen, eine unreflektierte, im Hinblick auf die Wahlen 2011 hauptsächlich politischen Opportunitäten folgende Reaktion.
2. Die von der Verwaltung in Rekordzeit entwickelte Energiestrategie 2050 basiert auf einem Prozess, der nichts mit einem fundierten Strategiefindungsprozess zu tun hat.
3. In der Folge wurde die Strategie nicht geprüft und verbessert, sondern mit allen Mitteln gerechtfertigt, um das Gesicht nicht zu verlieren.
4. Das Geschehen wird von Funktionären, Interessensorganisationen und Subventionsempfängern dominiert, die später keine Verantwortung für die hohen irreversiblen Kosten tragen werden.
5. Die Vermögenswerte der Wasserkraftkantone und der Energiestädte werden entwertet. Es drohen höhere Strompreise und höhere Steuern.
6. Deshalb muss unverzüglich ein Marschhalt eingelegt und die zukünftige Energiepolitik auf Herz und Nieren geprüft werden. Andernfalls droht ein Scherbenhaufen mit exorbitanten volkswirtschaftlichen Kosten.
7. Es zeigt sich, dass die aktuelle Politik nicht nur vor technischen und technisch-ökonomischen, sondern auch vor institutionellen Unmöglichkeiten und Konflikten nur so strotzt.
8. Stimmbürger, Stromkunden und Privatkapitalgeber haben bis heute noch keine Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten – sie werden die Strategie zu Fall bringen müssen.

## 1. Einleitung

Der Bundesrat verfolgt mit der „Energiestrategie 2050“ sowohl ein energie- als auch ein klimapolitisch motiviertes Ziel. Angestrebt werden einerseits eine Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen und andererseits ein Verzicht auf Strom aus inländischen Kernkraftwerken. Die Energiepolitik vor Fukushima war demgegenüber in erster Linie auf Versorgungssicherheit ausgerichtet. Zwei bis drei neue Kernkraftwerke sollten die auslaufenden alten Werke ersetzen, um die weitgehende Autarkie in der Stromversorgung zu wahren und Versorgungslücken zu vermeiden. Umwelt- und Klimaschutz spielten in der Energiepolitik bereits eine gewisse Rolle. Die neue Energiepolitik nach Fukushima unterscheidet sich im Wesentlichen dadurch, dass mit dem Ausstiegsentscheid ein Paradigmenwechsel betreffend Versorgungssicherheit vollzogen wird.

Die neu entstehende Strom- und Energielücke will der Bundesrat in erster Linie mit der massiven Förderung und Subventionierung sogenannt neuer erneuerbarer Energien wie Photovoltaik, Wind, Biomasse, Geothermie und Biogas auffüllen. Zudem soll auch die Stromproduktion mit fossilen Brennstoffen – notabene in direktem Widerspruch zu den Klimazielen des Bundesrats – nicht ausgeschlossen werden. Die schweizerische Energiewende soll weiter ohne nennenswerte Wohlstandseinbussen machbar sein, obwohl sämtliche historischen Daten eine enge Wechselwirkung zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch aufzeigen. Die Energiestrategie 2050 kollidiert zudem aufgrund des hohen Platz- und Flächenbedarfs der Sonnen- und Windenergieanlagen mit Anliegen des Natur- und Heimatschutzes, der Raumplanung und mit der Landwirtschaftspolitik. Der Bundesrat will immer stärker, tiefer und breiter auf der Angebots- und Nachfrageseite zentral-planerisch und lenkend eingreifen.

Die Stromkonsumenten, welche gleichzeitig auch Bürger und Steuerzahler sind, werden in mehrfacher Hinsicht geschädigt: die Strompreise steigen, die Versorgungssicherheit nimmt ab und in gewissen Kantonen und Gemeinden verschwinden die Wasserzinsen. Als Folge ist mit Steuererhöhungen zu rechnen. Hinzu kommt, dass in der Zwischenzeit gut organisierbare Interessengruppen von den ineffizienten Fördermassnahmen profitieren und einen weiteren Ausbau ihrer Privilegien fordern. Es muss deshalb unverzüglich ein Marschhalt und eine echte Reflexionsphase eingeleitet werden, sonst droht ein Scherbenhaufen mit exorbitanten volkswirtschaftlichen Kosten.

Nachfolgend gehen wir auf die Einzelheiten dieses Politikwechsels ein. Zugleich lassen wir den politischen Prozess bis heute Revue passieren. Wie sich zeigt, gilt heute der Ausstieg aus der Kernenergie als beschlossene – d.h. demokratisch legitimierte – Politik, was sie aber gar nicht ist.

## 2. Die Ziele der Energiestrategie 2050

Der Bundesrat verfolgt mit der „Energiestrategie 2050“ sowohl ein energie- als auch ein klimapolitisch motiviertes Ziel. Angestrebt werden einerseits eine Reduktion der – auf den energetischen Einsatz der fossilen Energieträger „Kohle, Öl und Gas“ zurückgehenden – Kohlendioxid-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) und andererseits ein Verzicht auf Strom aus inländischen Kernkraftwerken (KKW).

Diese beiden Zielsetzungen sind in einem unterschiedlichen Masse in internationale Entwicklungen bzw. Abkommen eingebunden. Das Szenario „*Neue Energiepolitik*“ ist das Zielszenario der Energiestrategie 2050. Angestrebt wird eine Reduktion des energiebedingten CO<sub>2</sub>-Ausstosses in der Schweiz bis 2050 auf 1-1.5 Tonnen pro Kopf. Im Jahr 2000 betragen diese 5,8 Tonnen pro Kopf. Das Szenario ist an Voraussetzungen geknüpft, die heute nicht erfüllt sind. Insbesondere erfordert es eine international abgeglichene CO<sub>2</sub>-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik. Deshalb wurde das Szenario „*Politische Massnahmen*“ entwickelt, es steht im Mittelpunkt der Botschaft des Bundesrats. Es musste nachgereicht werden, weil die zur Umsetzung des Szenarios „*Neue Energiepolitik*“ erforderlichen Voraussetzungen nicht erfüllt sind. Mit diesem massnahmenorientierten Szenario, dessen Umsetzung gemäss Bundesrat weitgehend unabhängig von der internationalen Energiepolitik möglich sei, soll bis 2050 knapp die Hälfte der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele des Szenarios „*Neue Energiepolitik*“ erreicht werden können. Es stellt gewissermassen ein Eingeständnis dar, dass ein klimapolitischer Alleingang der Schweiz nur bedingt möglich ist.

Der beabsichtigte und schrittweise zu erfolgende Verzicht auf CO<sub>2</sub>-frei produzierten Strom aus inländischen KKW ist somit ein rein nationaler Entscheid. Die Kosten für die – aufgrund dieses Verzichts – erforderlichen Veränderungen in der Angebotsstruktur für die Versorgung mit Strom sind daher auch von der Schweiz allein zu tragen. Die im Rahmen der Energiestrategie 2050 ebenfalls angestrebte Reduktion der CO<sub>2</sub>-

Emissionen beeinträchtigt dabei jedoch die technischen Möglichkeiten zur Substitution der künftig fehlenden und für eine Versorgungssicherheit unbedingt benötigten Mengen an jederzeit verfügbarem Strom aus den gegenwärtig in der Schweiz noch in Betrieb befindlichen KKW.<sup>1</sup>

Die Versorgung der Schweiz mit Energie soll zudem sicher<sup>2</sup>, wirtschaftlich, umwelt- und sozialverträglich sein. Zur Erreichung dieser Zielsetzungen werden aber bislang noch keine detaillierten Vorgaben gemacht.

### **3. Energieszenarien und Energiepolitik: wichtigste Etappen**

Im Folgenden werden die Grundzüge der Energie- und Strompolitik vor und nach der Havarie von Fukushima skizziert.<sup>3</sup> Von einem veritablen energiepolitischen Paradigmenwechsel kann im Prinzip nur im Zusammenhang mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie gesprochen werden. Flankierend werden Massnahmen ergriffen oder vorgeschlagen, die massive Verschärfungen von bereits früher eingeleiteten energiepolitischen Regulierungen darstellen. Sie konzentrieren sich zum einen auf die finanzielle und technische Förderung von sogenannten neuen erneuerbaren Energien und der preislichen und produktionstechnischen Angebotsverknappung. Die volkswirtschaftlichen Kosten von Lenkungsabgaben werden dabei ausgeblendet und der Verzicht auf Strom als Beseitigung von Luxuskonsum verniedlicht.

#### **3.1. Vor Fukushima: Versorgungssicherheit im Vordergrund**

Im Zweiten Weltkrieg war die Schweiz fast vollständig abhängig von der Belieferung mit Brenn- und Treibstoffen (Kohle und Erdöl) durch die Achsenmächte und dadurch wirtschaftlich erpressbar. Die Elektrizität spielte damals noch eine geringe Rolle, liess aber für die Zukunft ein grosses Potenzial zur Reduktion dieser energetischen Auslandsabhängigkeit erwarten. In diesem Sinne rückte in der Nachkriegszeit rasch das Ziel einer

<sup>1</sup> 2013 produzierten die inländischen KKW 24.9 TWh und damit 36.4% der in der Schweiz erzeugten elektrischen Energie. In dem Zeitraum von 1990 bis 2013 schwankte der Anteil der KKW an der Stromproduktion zwischen 35.3% (1999) und 43.0% (1996). Der Anteil der KKW an der Grundlast („baseload power“) liegt sogar bei rund 70%.

<sup>2</sup> Eine zuverlässig produzierte Grundlast und ein zuverlässiges Netz sind notwendige Voraussetzungen für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie.

<sup>3</sup> Diese Skizze basiert auf der Darstellung von Lundsgaard-Hansen, J. (2013).

möglichst eigenständigen und flächendeckenden Stromversorgung in den Vordergrund. Die Elektrifizierung war eine grosse Herausforderung. Schon bald war aber auch die Rede davon, fossile Energieträger nicht nur soweit möglich durch Strom zu substituieren, sondern ihren Einsatz auch generell zu drosseln. Ab den 1970-er Jahren liessen besonders das immer stärker aufkommende Umweltbewusstsein (Luftverschmutzung, saurer Regen, „Waldsterben“), die Diskussionen um die „Grenzen des Wachstums“ (Club of Rome, 1972) sowie die OPEC-Rohölpreiskrise (1973) die Skepsis gegenüber den fossilen Energieträgern in Politik und Öffentlichkeit massiv anwachsen. Dabei wurde auch analog zur Peak-Coal-Krise des vorletzten Jahrhunderts die Peak-Oil-These<sup>4</sup> kaum infrage gestellt. Meadows et al. prognostizierten, dass in den USA das Gas vor dem Jahr 2000 ausgehen würde. Entgegen diesen Fehlprognosen hat der Energieverbrauch gesamthaft und pro Kopf – in Wechselwirkung mit dem Wirtschafts- und Wohlstandswachstum – ständig zugenommen, beim Strom ebenso wie bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen. Die Schweiz ist energiewirtschaftlich nach wie vor stark vom Ausland abhängig und wird dies auch bleiben. Auch eine sichere und effiziente Stromversorgung ist selbst bei gesamthaft sehr hohem Selbstversorgungsgrad im Winter auf Stromimporte angewiesen.<sup>5</sup>

### 3.1.1. Kernenergiepolitik

Nach dem Zweiten Weltkrieg setzte die Schweiz auf Kernenergie, obwohl diese politisch stets umstritten war. Beim weiteren Ausbau der Wasserkraft war aber immer mehr mit abnehmenden Grenzerträgen und entsprechend steigenden Produktionskosten sowie mit ebenfalls kostentreibenden Umweltauflagen und politischen Widerständen zu rechnen. Und eine drohende Versorgungslücke, welche durch Stromimporte oder Kohle-, Öl- oder Gaskraftwerke zu schliessen gewesen wäre, sollte vermieden werden. Das Kernkraftwerk (KKW) Beznau I wurde 1969 in Betrieb genommen; es folgten Beznau II 1971, Mühleberg 1971; Gösgen 1979 und Leibstadt 1984. Mit diesen Werken und

<sup>4</sup> Die These eines zeitlichen Ölfördermaximums (Peak-Oil) wurde vom amerikanischen Geologen M.K. Hubbert entwickelt. Er entwickelte seine These auf der Grundlage der Arbeiten von W.S. Jevons („The Coal Question, 1865), indem er die exponentiell wachsende US-Kohleförderung im Zeitraum 1850 bis 1910 analysierte (US Peak Coal).

<sup>5</sup> Vgl. Meister, U. (2010). Aus technischen und ökonomischen Gründen wäre eine autarke Elektrizitätsversorgung der Schweiz teurer und weniger sicher als die Teilnahme am europäischen Netzverbund und Stromhandel. In politischer Hinsicht gibt es natürlich Argumente für einen möglichst hohen Energieselbstversorgungsgrad.

Wasserkraft konnte die Schweiz fast ihren gesamten Strombedarf praktisch CO<sub>2</sub>-frei im Inland produzieren. Fossile Energieträger spielen in der einheimischen Stromproduktion auch heute noch fast keine Rolle.

<b>Jahr</b>	<b>Volksinitiative</b>	<b>Mehrheit</b>	
1979	zur Wahrung der Volksrechte und der Sicherheit beim Bau und Betrieb von Atomanlagen	Nein	51.2%
1984	für eine Zukunft ohne weitere Atomkraftwerke	Nein	55.0%
1990	für den Ausstieg aus der Atomenergie	Nein	52.9%
2003	Strom ohne Atom – Für eine Energiewende und die schrittweise Stilllegung der Atomkraftwerke	Nein	66.3%
<b>Moratoriumsinitiativen</b>			
1990	Stopp dem Atomkraftwerkbau (10-jähriges Moratorium)	Ja	54.5%
2003	MoratoriumPlus – Für die Verlängerung des Atomkraftwerk-Baustopps und die Begrenzung des Atomrisikos	Nein	58.4%

Trotz ständigen Protesten gegen die Kernkraft und der scheinbar grundlegenden Ablehnung von neuen Standorten (Kaiseraugst, Graben, Verbois, Rüti, Inwil, Entsorgung Wellenberg) gingen seit dem Bau der ersten Kernkraftwerke in der Schweiz alle Volksabstimmungen, die direkt oder indirekt den Ausstieg aus Kernenergie zum Ziel hatten, zu Gunsten der Kernenergie aus. Selbst die gravierenden Reaktorunfälle Three Mile Island (USA, 1979) und Tschernobyl (UdSSR, 1986) liessen die Stimmenverhältnisse nicht kippen.

Die Eindrücke von Tschernobyl dürften aber entscheidend zur Annahme eines zehnjährigen Kernkraftwerk-Baustopps im Jahr 1990 beigetragen haben (Moratorium, vgl. vorstehende Tabelle). Zudem wurde Kaiseraugst sozusagen in Frankreich gebaut, da Cattenom (F) wesentlich durch die Schweiz mitfinanziert wurde. Davon profitieren wir vorläufig noch heute durch Lieferverträge für Strom aus französischen Kernkraftwerken.

Gemäss Artikel 90 der Bundesverfassung ist die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie Sache des Bundes (s. Kasten). Bundesrat und Parlament beabsichtigten mit dem Kernenergiegesetz (KEG) aus dem Jahr 2003 dank klarer Verfahren und geregelter Mitbestimmung der Bevölkerung eine „kernkraftpolitische Entspannung“ herbeizuführen. Das KEG legt u.a. die rechtlichen Verfahren und die Mitbestimmung der Bevölkerung beim Bau neuer Anlagen und bei der

Entsorgung radioaktiver Abfälle fest. Ein neues Kernkraftwerk braucht in einem ersten Schritt eine Rahmenbewilligung, später auch noch eine Bau- und Betriebsbewilligung. Dabei unterliegt die Rahmenbewilligung dem fakultativen Referendum. Die schweizerische Bevölkerung hat somit die Möglichkeit, über jedes neue Kernkraftwerk an der Urne abzustimmen. Im Jahr 2008 wurden drei Gesuche für eine Rahmenbewilligung für neue Kernkraftwerke eingereicht, dies an den drei bereits bestehenden Standorten: Gösgen, Mühleberg und Beznau. Die Stromkonzerne Atel (heute Alpiq), BKW und Axpo hatten sich darauf geeinigt, später gemeinsam zwei neue Kernkraftwerke zu bauen. Die besten zwei Standorte sollte das Verfahren des Bundes bestimmen. Die neuen Werke hätten etwa im Zeitraum 2025 bis 2027 den Betrieb aufnehmen sollen.

#### **Bundesverfassung (BV)**

##### **Art. 90 Kernenergie**

Die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie ist Sache des Bundes.

#### **Kernenergiegesetz (KEG)**

##### **Art. 1 Gegenstand und Zweck**

Dieses Gesetz regelt die friedliche Nutzung der Kernenergie. Es bezweckt insbesondere den Schutz von Mensch und Umwelt vor ihren Gefahren.

##### **Art. 46 Einwendungen und Einsprachen**

<sup>1</sup> Innert dreier Monate seit der Publikation kann jedermann beim Bundesamt schriftlich Einwendungen gegen eine Erteilung der Rahmenbewilligung erheben. Das Bundesamt kann die Einwendungsfrist auf begründetes Gesuch hin um höchstens drei Monate verlängern. Einwendungen sind kostenlos; es besteht kein Anspruch auf Parteientschädigung.

##### **Art. 48 Entscheid**

<sup>4</sup> Der Beschluss der Bundesversammlung über die Genehmigung einer Rahmenbewilligung untersteht dem fakultativen Referendum.

### 3.1.2. Energiepolitik

Nachdem die Energiepolitik des Bundes lange Zeit in erster Linie Kernenergiepolitik gewesen war, wurde 1974 eine Kommission zur Ausarbeitung einer Gesamtenergiekonzeption eingesetzt. Sie legte 1978 einen Schlussbericht vor und löste eine breite energiepolitische Diskussion aus. Ein Ergebnis dieser Diskussion war der Energie-Verfassungsartikel, der 1983 in einem ersten Anlauf noch knapp am Ständemehr scheiterte. 1990 wurde dann aber nebenstehender

#### **Bundesverfassung (BV)**

##### **Art. 89 Energiepolitik**

<sup>1</sup> Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ein für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch.

<sup>2</sup> Der Bund legt Grundsätze fest über die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien und über den sparsamen und rationellen Energieverbrauch.

<sup>3</sup> Der Bund erlässt Vorschriften über den Energieverbrauch von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Er fördert die Entwicklung von Energietechniken, insbesondere in den Bereichen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien.

<sup>4</sup> Für Massnahmen, die den Verbrauch von Energie in Gebäuden betreffen, sind vor allem die Kantone zuständig.

<sup>5</sup> Der Bund trägt in seiner Energiepolitik den Anstrengungen der Kantone und Gemeinden sowie der Wirtschaft Rechnung; er berücksichtigt die Verhältnisse in den einzelnen Landesgegenden und die wirtschaftliche Tragbarkeit.

Energieartikel, der heute noch in Kraft ist, mit 71.1 Prozent Ja-Stimmen angenommen.

Ein Kernanliegen des neuen Verfassungsartikels war der sparsame und rationelle Einsatz von Energie. Sowohl das in der Folge eingeleitete Programm „Energie 2000“ als auch das Nachfolgeprogramm „Energie Schweiz“ funktionierten bzw. funktionieren in erster Linie nach dem Prinzip der Freiwilligkeit. Bürgerinnen und Bürger aber auch die Wirtschaft sollen mit Information, Ausbildung, freiwilligen Vereinbarungen sowie Pilotprojekten zu einer Verhaltensänderung gebracht werden. Der Erfolg von „Energie 2000“ hielt sich mit Ausnahme der legendären Methode des energiesparenden Eierkoches des damals zuständigen Bundesrats Adolf Ogi in Grenzen. Und auch beim Nachfolgeprogramm „Energie Schweiz“ erzielten die freiwilligen Massnahmen nicht immer die gewünschte Wirkung, bei mittlerweile hohem Kosten- und Betreuungsaufwand. Im Jahr 2013 wurden im Rahmen von „Energie Schweiz“ bereits rund 31 Mio. Franken ausgegeben.

Mit dem Energienutzungsbeschluss (1992-1998) und der Energienutzungsverordnung versuchten Bund und Kantone auch mittels bürokratisch-technokratischer Massnahmen

wie Verbrauchsvorschriften (z.B. Energieverbrauch von Elektrogeräten) oder Normen und Standards (z.B. bei der Gebäudesanierung) den Energieverbrauch zu drosseln. Der Erfolg dieser Detailregulierungen war bescheiden. Mit dem Energiegesetz von 1999 setzte der Bundesrat auf schlankere Strukturen, wobei weiterhin Vorschriften und Normen, finanzielle Förderung und freiwillige Vereinbarungen mit der Wirtschaft den Massnahmenkatalog dominierten. Lenkungsabgaben hatten politisch demgegenüber einen schweren Stand. Im Jahr 2000 wurde die Volksinitiative „für einen Solarrappen“ mit 68.7% Nein-Stimmen deutlich abgelehnt. Der direkte Gegenentwurf über eine Förderabgabe für erneuerbare Energien wurde mit 54.7% Nein-Stimmen ebenfalls abgelehnt. Bei demselben Urnengang wurde auch ein Verfassungsartikel über eine Energie-lenkungsabgabe für die Umwelt mit 55.5% Nein-Stimmen abgelehnt, welcher eine Abgabe auf nicht erneuerbare Energie erheben wollte. Im Folgejahr 2001 wurde des Weiteren die Volksinitiative „für eine gesicherte AHV – Energie statt Arbeit besteuern!“ mit 77.1% Nein-Stimmen wuchtig verworfen.

Trotz der offensichtlich grossen Skepsis gegenüber Lenkungsabgaben trat im Jahr 2000 aufgrund der Klimaschutzdiskussion das CO<sub>2</sub>-Gesetz in Kraft, welches in der Folge nicht nur die Umwelt-, sondern auch die Energiepolitik stark beeinflusste. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sollten mit einem Bündel von Massnahmen und freiwilligen Vereinbarungen bis 2010 im Vergleich zu 1990 um 10 Prozent sinken.<sup>6</sup> Da dieses Ziel bald als nicht erreichbar erschien, beschloss das Parlament, ab 2008 eine CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe einzuführen. Damit war der Widerstand gegen Len-

#### **Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)**

Mit der KEV gefördert werden Kleinwasserkraftwerke (bis 10 Megawatt), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse. Die Vergütungsdauer beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre. Der Bau kleinerer Anlagen soll künftig vermehrt über einmalige Investitionsbeiträge subventioniert werden: Anlagen mit weniger als 10 kW werden nur noch mit einer Einmalvergütung gefördert, Investoren in Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 und 30 kW können zwischen einer Einmalvergütung und der KEV wählen. Gespeist wird der KEV-Fonds von den Stromkonsumenten, die pro verbrauchte Kilowattstunde eine Abgabe von momentan 0,6 Rappen bezahlen. Im Jahr 2014 dürften so rund 345 Millionen Franken in den KEV-Fonds fliessen. Per 1. Januar 2015 steigt die Abgabe auf 1.1 Rappen pro verbrauchte Kilowattstunde und es werden voraussichtlich bereits rund 600 Millionen Franken in den KEV-Fonds fliessen. Die maximale Obergrenze der Abgabe beträgt 2.3 Rappen pro verbrauchte Kilowattstunde.

<sup>6</sup> Mit dem revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetz aus dem Jahr 2013 sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis ins Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 sogar um mindestens 20 Prozent gesenkt werden.

kungsabgaben vorderhand gebrochen.

Offensichtliche Zielkonflikte zwischen Energie- und Umweltpolitik veranlassten den Bundesrat, im Jahr 2007 mit den Energieperspektiven 2035 eine neue Energiepolitik zu verkünden. Im Zentrum standen vier Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Massnahmen und Instrumenten, welche ihrerseits zu unterschiedlichen Entwicklungen beim Energie- und Stromverbrauch und den CO<sub>2</sub>-Emissionen führten: Szenario I „Weiter wie bisher“ (Referenzszenario), Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“ (höhere Energieeffizienz), Szenario III „Neue Prioritäten“ (mit CO<sub>2</sub>-Zielvorgabe) und Szenario IV „Weg zur 2'000-Watt-Gesellschaft“ (mit verschärfter CO<sub>2</sub>-Zielvorgabe). Der Bundesrat legte sich jedoch auf kein bestimmtes Szenario fest. Er bezeichnete vielmehr nur vier Stossrichtungen für die Energiepolitik: *Energieeffizienz*, *Erneuerbare Energien*, *Energieausssenpolitik* und *Konventionelle Grosskraftwerke*.

In der Folge wurden konkret ein Aktionsplan für Energieeffizienz sowie energiepolitische Förderabgaben mit Verbrauchs- und Lenkungscharakter und zur Finanzierung von Subventionen eingeführt. Mit der Änderung des Energiegesetzes per Anfang 2009 wurde im Zielartikel neu die explizite Vorgabe gemacht, dass die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 gegenüber dem Stand des Jahres 2000 um mindestens 5'400 Gigawattstunden zu erhöhen sei.

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), welche gleichzeitig eingeführt wurde, war dabei das Hauptinstrument zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Sie deckt die Gestehungskosten über die Lebensdauer des geförderten Produktionsmittels grosszügig ab und garantiert dem Eigentümer über Jahre hinaus eine gute Rendite. Für die Netzbetreiber besteht zudem die Pflicht, den erzeugten Strom auch tatsächlich abzunehmen, ins Netz einzuspeisen und zu vergüten. Somit ist die KEV nichts anderes als eine Preis- und Abnahmegarantie für nicht marktfähigen Strom und damit eine Förderung ineffizienter Produktionsmethoden. Mit der Änderung des Energiegesetzes im Jahr 2009 wurde auch ein Verbrauchsziel für die Haushalte formuliert: deren Endenergieverbrauch sei bis ins Jahr 2030 mindestens auf dem Niveau des Jahres 2009 zu stabilisieren.

*Fazit der Energiepolitik vor Fukushima:*

Die Energiepolitik vor Fukushima war in erster Linie auf Versorgungssicherheit ausgerichtet. Zwei bis drei neue Kernkraftwerke sollten die auslaufenden alten Werke ersetzen, um die weitgehende Autarkie in der Stromversorgung zu wahren und Versorgungslücken zu vermeiden. Umwelt- und Klimaschutz spielten in der Energiepolitik bereits eine gewisse Rolle: Ersatz fossiler Brennstoffe zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, Förderung erneuerbarer Energien sowie Vorgabe von Effizienzzielen mittels Verbrauchsvorschriften und Normen. Die nach dem deutschen „Vorbild“ eingeführte KEV war dabei eher als symbolische Nischenstrategie gedacht und sollte nicht zuletzt zur verstärkten Akzeptanz neuer KKW sowie der Liberalisierung des Strommarkts beitragen.

**3.2. Nach Fukushima: Atomausstieg wird Dreh- und Angelpunkt**

Noch am 13. Februar 2011 – kurz vor dem Tsunami, der Fukushima-Daiichi am 11. März 2011 überrollte – hatte die Berner Bevölkerung den Bau eines neuen Kernkraftwerks am Standort Mühleberg mit 51.7 Prozent Ja-Stimmen gutgeheissen. Wenige Tage nach Fukushima setzte der Bundesrat dagegen einen politischen Prozess in Gang, um

- schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen (kein Ersatz der Kernkraftwerke nach dem Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer und damit Wegfall von rund 40% der Stromproduktion),
- viel mehr Strom aus erneuerbaren Quellen zu produzieren und viel mehr Strom zu sparen als bis dahin geplant und
- parallel dazu eine ehrgeizige Klimapolitik zu verfolgen.

Die neue Energiepolitik nach Fukushima unterscheidet sich im Wesentlichen dadurch, dass mit dem Ausstiegsentscheid ein Paradigmenwechsel betreffend Versorgungssicherheit vollzogen wird. Die übrigen Politikinstrumente bleiben in etwa gleich, werden jedoch massiv verschärft: umfassende Förderung der neuen erneuerbaren Energien, angebotsseitige Rationierungsziele zur generellen Senkung des Energieverbrauchs verbunden mit einer ehrgeizigen Klimapolitik. Im nachfolgenden Abschnitt wird soweit

nötig auf die Einzelheiten dieses Politikwechsels eingegangen. Zugleich lassen wir den politischen Prozess bis heute Revue passieren. Wie sich zeigt, gilt heute der Ausstieg aus der Kernenergie als beschlossene – d.h. demokratisch legitimierte – Politik, was sie aber gar nicht ist.

## 4. Der politische Prozess

### 4.1. Unmittelbare Reaktion auf Fukushima

Nachfolgend werden die überhasteten und unreflektierten Reaktionen und Aktionen der verschiedenen Akteure dargestellt. Eine höchst fragwürdige Rolle spielten dabei BDP, CVP und teilweise auch die FDP. Wahltaktische Motive kurz vor den National- und Ständeratswahlen im Herbst 2011 spielten eine zentrale Rolle.

#### Chronologie der Ereignisse

11. März 2011	Fukushima Katastrophe (Erdbeben, Tsunami) Notstromversorgung und Kühlsystem des KKW zerstört, teilweise Kernschmelze, Wasserstoffexplosionen.
14. März 2011	Bundesrätin Leuthard sisiert die Rahmenbewilligungsverfahren für drei neue KKW, um allfällige sicherheitstechnische Erkenntnisse aus Fukushima in die Verfahren einfließen zu lassen.
18. März 2011	Das ENSI ordnet Sofortmassnahmen bei den in Betrieb stehenden KKW an (Prüfung Erdbebensicherheit, Überflutungsgefahr, Notstrom- und Kühlsysteme u.a.).
20. März 2011	Eine Umfrage der Sonntagszeitung ergibt: 74% der Befragten lehnen den Bau neuer KKW ab.
23. März 2011	Der Bundesrat erteilt der Verwaltung den Auftrag, die Energiepolitik zu überprüfen. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (aus dem Jahr 2007) durch BFE und Prognos und „Ausdehnung“ bis 2050. Drei Stromangebotsvarianten: Variante 1: Ersatz der drei ältesten KKW, Variante 2: Ausstieg aus Kernenergie und Stilllegung der KKW am Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer, Variante 3: vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie und Stilllegung der KKW vor Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer.
25. Mai 2011	Der Bundesrat stellt die Ergebnisse dieser Arbeiten bereits vor: Eine Skizze des Aktionsplans Energiestrategie 2050 (mit 50 Einzelmassnahmen), ein Faktenblatt und eine Medienmitteilung. Der Bundesrat beschliesst „im Rahmen der neuen Energiestrategie den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie“ gemäss Stromangebotsvariante 2. Für die folgenden Monate kündigt der Bundesrat eine Vertiefung des Energiedossiers für 2012 und eine Vernehmlassung an.

### Politischer Tsunami in Deutschland

Im Herbst 2010 hatte die Regierungskoalition (CDU/FDP) ein neues Energiekonzept vorgestellt. Sie verlängerte die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke und ging auf Distanz zu einem baldigen Ausstieg aus der Kernenergie, den noch die rot-grüne Regierung beschlossen hatte. Fukushima führte zur Kehrtwende der CDU/FDP: Drei Tage nach dem Unfall in Japan, am 14. März 2011, nahm Bundeskanzlerin Angela Merkel die beschlossene Laufzeitverlängerung zurück und stellte 8 von 17 Kernkraftwerken mit sofortiger Wirkung ab. Auch die politische Eile der deutschen Regierung ist ohne bevorstehende Wahlen kaum erklärbar. Im internationalen Vergleich ist die politische Hektik in Deutschland und der Schweiz beispiellos. Die massive Förderung der Stromproduktion aus sogenannt erneuerbaren Energien kostet in Deutschland gegenwärtig pro Jahr rund 20 Milliarden €. Die Förderung wird von den deutschen Stromkonsumenten finanziert: über Umlagen auf die Stromkosten von zurzeit 6.2 €Cents pro Kilowattstunde. Diese Entwicklung war weder so geplant noch prognostiziert, sondern wurde aus bescheidenen Anfängen zum Selbstläufer.

## 4.2. Eigendynamik und Gruppendynamik nehmen überhand

In der Folge vollzogen vor allem bürgerliche Parteien mit Ausnahme der SVP eine Kehrtwende. Linke und grüne Parteien waren schon früher gegen neue Kernkraftwerke, obwohl es 1964 SP-Bundesrat Willy Spühler war, der den Einstieg in die Kernenergie propagierte. Die Kehrtwende war ohne die für den Herbst 2011 angesetzten National- und Ständeratswahlen nicht erklärbar. Sie folgte opportunistisch den Umfrageergebnissen. In den Wochen und Monaten nach Fukushima deckten die Parlamentarier den Bundesrat mit über 100 Vorstößen zum Thema ein. In der Sommersession 2011 behandelte der Nationalrat die eingereichten Vorstösse als Erstrat.

### Chronologie der Ereignisse (Fortsetzung)

Sommer, Herbst 2011	<p>Das Parlament „doppelt“ nach und beauftragt den Bundesrat über parlamentarische Vorstösse, den Ausstieg aus der Kernenergie vorzubereiten und eine Vorlage in die Vernehmlassung zu geben. Die drei wichtigsten Motionen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 11.3257 Aus der Atomenergie aussteigen (Motion Grüne Fraktion vom 18. März 2011)</li> <li>- 11.3426 Keine neuen Rahmenbewilligungen für den Bau von Atomkraftwerken (Motion Fraktion BD vom 14. April 2011)</li> <li>- 11.3436 Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie (Motion Schmidt vom 14. April 2011).</li> </ul> <p>Die Motionen werden zuerst im Nationalrat behandelt. Im Ständerat beantragt die Mehrheit jeweils eine gleichlautende Änderung für alle drei Motionen, welche in der Folge vom Ständerat und vom Nationalrat angenommen werden (vgl. Kasten mit dem Wortlaut).</p>
Sommer, Herbst 2012	<p>Die Motion 12.3629 Neue Energiepolitik. Kostenschätzung bei Weiterführung des bisherigen Strommix im Vergleich zu den Stromangebotsvarianten 2 und 3 (Motion Leutenegger vom 15. Juni 2012) hat zum Ziel, den Fächer zu öffnen und will den Bundesrat in der Energiestrategie 2050</p>

	<p>beauftragen, eine Gesamtschau der Stromangebotsvarianten mit und ohne Kernenergie zu erstellen, sowie die entsprechenden finanziellen und wirtschaftlichen Konsequenzen des Ausstiegs aus der Kernenergie darzulegen.</p> <p>Der Bundesrat stellt sich in seiner Antwort auf den Standpunkt, der Ausstieg aus der Kernenergie sei durch den Bundesrat beschlossen worden und das Parlament sei dem Ausstiegsentscheid des Bundesrats mit der Annahme der drei Motionen gefolgt. Die Motion 12.3629 wird im Nationalrat abgelehnt.</p>
16. November 2012	<p>Einreichung der Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“ mit rund 107'500 gültigen Unterschriften</p>
4. September 2013	<p>Der Bundesrat verabschiedet die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“</p>

#### Wortlaut der drei Motionen

Der Bundesrat wird beauftragt, einen Gesetzentwurf zu unterbreiten, um die Gesetzgebung wie folgt anzupassen:

1. Es dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden.
- 1<sup>bis</sup>. Das Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 ist entsprechend zu ändern. Damit wird kein Technologieverbot erlassen.
2. Kernkraftwerke, die den Sicherheitsvorschriften nicht mehr entsprechen, sind unverzüglich stillzulegen.
3. Es wird eine umfassende Energiestrategie unterbreitet, um unter anderem den künftigen Strombedarf ohne Atomenergie und durch eine vom Ausland möglichst unabhängige Stromversorgung sicherzustellen, ohne den Wirtschafts- und Forschungsstandort Schweiz insgesamt zu gefährden. Die Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz wird zielführend verstärkt.
4. Bildung, Lehre und Forschung in sämtlichen Energietechnologien in der Schweiz und in der internationalen Zusammenarbeit werden weiterhin unterstützt.
5. Der Bundesrat berichtet periodisch über die Entwicklung der Technologien und die Umsetzung der Energiestrategie und stellt Anträge zu Gesetzesänderungen sowie Programmen. Insbesondere berichtet er regelmässig über die Fortschritte in der Kerntechnologie. Dabei nimmt der Bundesrat namentlich Stellung zu Fragen der Sicherheit, der Entsorgung radioaktiver Abfälle, sowie der volkswirtschaftlichen, umwelt- und klimapolitischen Auswirkungen.

er Bundesrat liess gestützt auf die Vorgaben der Stromangebotsvariante 2, also den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, die Energiestrategie 2050 durch UVEK und BFE konkretisieren. Dies geschah unter grossem Zeit- und Ergebnisdruck und mit zum Teil wissenschaftlich fragwürdigen Methoden. Der Raum möglicher strategischer Alternativen für die künftige Stromversorgung war somit bereits zum Vornherein enorm eingengt. Indem mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie – Ausstieg je Werk auf Ablauf seiner Lebensdauer – der zentrale Planungsparameter bereits unver-

rückbar fixiert war, musste sich die Verwaltung in der Folge auf Politikvarianten im Rahmen der Stromangebotsvariante 2 beschränken. Mit einem entscheidungstheoretisch fundierten Vorgehen hat ein solcher Prozess der Erarbeitung einer „Strategie“ wenig bis nichts zu tun. In einer echten strategischen Planung ergibt sich die optimale Strategie aus dem Planungsprozess und sicher nicht als Vorgabe für diesen Prozess.

Die drei Politikvarianten wurden ausgehend vom Ausstieg aus der Kernenergie als energiewirtschaftliche Szenarien wie folgt umschrieben: *Weiter wie bisher*, *Neue Energiepolitik* und *Politische Massnahmen des Bundesrats*:

- Das Szenario *Weiter wie bisher (WWB)* wird als Referenzszenario bezeichnet und soll aufzeigen, welche Energienachfrage und welches Energieangebot sich ergeben, wenn alle heute in Kraft befindlichen energiepolitischen Instrumente, Massnahmen und Gesetze bis 2050 nicht verändert werden (gewisse Anpassungen an den technischen Fortschritt sind allerdings auch in diesem Szenario möglich).
- Das Szenario *Neue Energiepolitik (NEP)* soll aufzeigen, wie sich der Energieverbrauch und die Stromproduktion der Schweiz bis 2050 entwickeln, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 1-1.5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden.
- Das Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats (POM)* soll aufzeigen, wie sich die Massnahmen des ersten Massnahmenpakets zur Konkretisierung der Energiestrategie 2050 auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot auswirken.

Somit wurden in Tat und Wahrheit nur zwei Szenarien ausgearbeitet: *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*. Das Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats* ist nicht wirklich ein Szenario, sondern eine Tautologie. Indem die Energiestrategie 2050 bereits vor ihrer Festlegung in einem ersten Massnahmenpaket konkretisiert wird, erübrigen sich gleichzeitig auch die beiden anderen Szenarien im Hinblick auf eine noch zu definierende zukünftige Energiestrategie. Die gewichtige Frage, auf welchen Annahmen und Voraussetzungen die politischen Massnahmen des Bundesrats effektiv basieren, wird in Teil 3 des Berichts analysiert.

Gemäss Botschaft weist der Bundesrat konkret in den Zielsetzungen daraufhin, dass sich die Energiestrategie 2050 gemäss Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011 an den mittel- und langfristigen Zielen des Szenarios *Neue Energiepolitik* orientiere. Die Endenergienachfrage soll bis im Jahr 2050 erheblich reduziert und die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 1-1.5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden. Bis 2050 strebt der Bundesrat folgende Ziele an:

- Der durchschnittliche Endenergieverbrauch (EEV, vgl. Abbildung 1) pro Person und Jahr soll bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 2000 um 54 Prozent sinken.
- Der durchschnittliche Stromverbrauch (EL, vgl. Abbildung 1) pro Person und Jahr soll bis 2050 im Vergleich zum Basisjahr 2000 um 18 Prozent sinken.

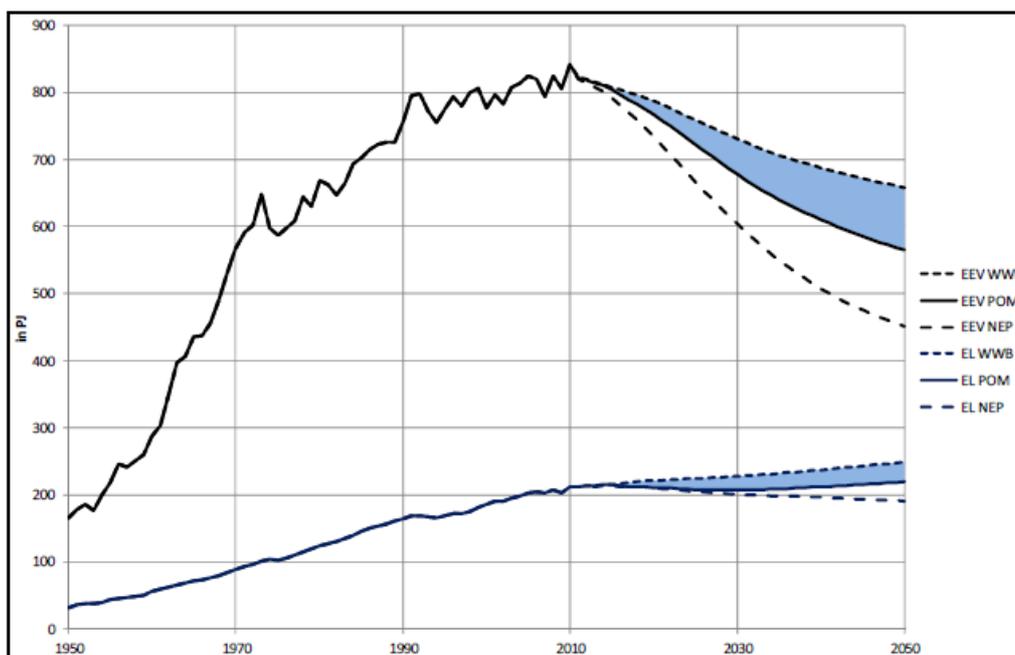


Abbildung 1: Durchschnittlicher Endenergieverbrauch in der Schweiz pro Person und Jahr. Quelle: Prognos (2012)

Die verbleibende bzw. neu entstehende Strom- und Energielücke will der Bundesrat in erster Linie mit der massiven Förderung und Subventionierung neuer erneuerbarer Energien wie Photovoltaik, Wind, Biomasse, Geothermie und Biogas auffüllen. Zudem soll – notabene in direktem Widerspruch zu den Klimazielen des Bundesrats – auch die Stromproduktion mit fossilen Brennstoffen nicht ausgeschlossen werden. Die schwei-

zerischen Energiewende soll weiter ohne nennenswerte Wohlstandseinbussen machbar sein, obwohl bis dato sämtliche historischen Daten eine enge Wechselwirkung zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch aufzeigen.

*Fazit der Energiepolitik nach Fukushima:*

Die neue Energiepolitik nach Fukushima unterscheidet sich im Wesentlichen dadurch, dass mit dem Ausstiegsentscheid ein Paradigmenwechsel betreffend Versorgungssicherheit vollzogen wird. Die übrigen Politikinstrumente bleiben in etwa gleich, werden jedoch massiv verschärft: umfassende Förderung der neuen erneuerbaren Energien, angebotsseitige Rationierungsziele zur generellen Senkung des Energieverbrauchs verbunden mit einer ehrgeizigen Klimapolitik.

### **4.3. Falschinformationen und staatliche Propaganda**

Das weitere Vorgehen des Bundesrats und der Verwaltung im Rahmen der Energiestrategie 2050 gestaltet sich wie folgt: Desinformation, Gefälligkeitsgutachten und eine massive Erhöhung der Subventionen ohne Volksabstimmung über die Grundsatzfrage. Damit wurde und wird ein zentrales Ziel verfolgt: eine Umkehr soll verunmöglicht werden und der Ausstiegs-Entscheid aufgrund bereits getätigter Investitionen (hohe sunk costs) und einer Vielzahl von Profiteuren (rent seeking im Rahmen der KEV) zementiert und irreversibel gemacht werden.

Es stellt sich zudem die grundsätzliche Frage, ob dieses „Pferd vom Schwanz aufzäumen“ und letztlich diese Posteriorisierung der verfassungsmässigen Versorgungsziele überhaupt zulässig ist – ohne Verfassungsänderung. Die vom Bundesrat vorgesehene Neuausrichtung der Energiepolitik ist für die kommenden Generationen mit derart hohen direkten und indirekten Kosten verbunden, dass eine Volksabstimmung bzw. eine direktdemokratische Legitimation unabdingbar ist. Diese Ansicht wird auch in der juristischen Literatur<sup>7</sup> vertreten, demgegenüber werden juristische Gutachten wie etwa das Gutachten Jagmetti<sup>8</sup> oder das Gutachten des Bundesamts für Justiz<sup>9</sup> von Bundesrä-

<sup>7</sup> Vgl. Müller, R.P. (2013)

<sup>8</sup> Vgl. Jagmetti, R. (2011)

<sup>9</sup> Vgl. Bundesamt für Justiz (2011)

tin Leuthard und dem BFE nur sehr selektiv verwendet. Offensichtlich soll eine Volksabstimmung und damit allenfalls ein Scheitern des geplanten Totalumbaus der schweizerischen Energiepolitik verunmöglicht werden, oder eine Volksabstimmung so lange hinaus geschoben werden, bis eine Umkehr nur noch zu exorbitanten Kosten möglich ist.

Neben diesen verfassungsrechtlichen und demokratiepolitischen Manipulationsversuchen haben UVEK und BFE eine staatliche Propagandamaschine gestartet, um gezielt geschönte, nicht fundierte und wissentlich falsche Informationen zu verbreiten. So hat etwa das UVEK eine Serie von drei Videos produziert, um Jugendliche zu motivieren, sich mit der Energiestrategie des Bundesrats auseinanderzusetzen. Nicht nur die selektive Wahl des Zielpublikums und die Tatsache der staatlichen Beeinflussung der Meinungsbildung sind unhaltbar, sondern in erster Linie auch der Inhalt dieser Videos. Hier einige wissentlich falsche Aussagen in den Videos: *„Erstens verursachen diese Energiequellen keine Abfälle und keine Treibhausgasemissionen, zweitens ist erneuerbare Energie das Gold von morgen! Dank der Forschung gibt es heute intelligente Heizungen und Häuser, die mehr Energie produzieren, als sie verbrauchen! Mehr erneuerbare Energie heisst weniger Importe. Zudem werden erneuerbare Energien langfristig immer billiger und damit günstiger als die zunehmend knappen fossilen Energien“*. Wie in Teil 3 dargelegt, ist jede dieser Aussagen bei genauerer Betrachtung falsch. Dies sind nur einige Beispiele, in den Publikationen des BFE wie etwa „energeia“ finden sich weitere unzutreffende und manipulierende Aussagen. Aber auch staatlich kontrollierte Energieversorger wie z.B. die Industriellen Werke Basel oder Zürich sowie die Solar-, Windenergie- und Cleantech-Branche leisten ihren Beitrag zur Verbreitung von offensichtlichen Falschinformationen.

#### **4.4. Einbindung der Wissenschaft**

Im Rahmen der Ausarbeitung der Energiestrategie 2050 wird auch die Wissenschaft mit massiven finanziellen Mitteln geködert. Es handelt sich dabei um eine staatliche Forschungsanbindung, mit inhaltlichen Kanalisierungs-, Kontroll- und Zentralisierungstendenzen sowie Denkverböten. Ziel dieser staatlichen Forschungsförderung ist eine pseudo-wissenschaftliche Legitimation der politisch, technisch und vor allem ökonomisch unsinnigen Umsetzung der neuen Energieplanwirtschaft. Nicht die Beantwortung

grundsätzlicher strategischer Fragen wie „Ist diese Politik überhaupt technisch machbar und/oder ökonomisch vertretbar?“ standen und stehen im Vordergrund, sondern vielmehr Umsetzungsfragen unter der Bedingung des Ausstiegsentscheids. Die finanziellen Mittel werden dabei breit verteilt, um die Einbindung der Wissenschaft möglichst umfassend zu erreichen.

Der Bundesrat hat im Hinblick auf die noch nicht beschlossene Energiestrategie 2050 bereits den Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ aufbauen lassen. Er rief sieben „Swiss Competence Centers for Energy Research“ (SCCER) ins Leben. Diese Kompetenzzentren sollen gemäss Bundesrat mit Steuergeldern im Umfang von insgesamt 202 Millionen Franken ausgestattet werden und sich mit fünf Aktionsfeldern (Effizienz, Bereitstellung von Elektrizität, Systeme/Netze/Übertragung, Speicherung, sozioökonomische und rechtliche Aspekte) und elf Technologiebereichen befassen. Die Kommission für Technologie und Innovation (KTI) finanziert und steuert den Aufbau der SCCER und wird durch den Schweizerischen Nationalfonds (SNF) u.a. mit den Nationalen Forschungsprogrammen (NFP) 70 („Energiewende“) und 71 („Steuerung des Energieverbrauchs“) unterstützt. Der ETH-Rat hielt in einer Broschüre<sup>10</sup> martialisches fest: „Die Grösse der Herausforderung entspricht derjenigen des Marshall-Plans für Europa“.

Sowohl in den beiden NFPs 70 bzw. 71 als auch in den fünf Aktionsfeldern der SCCER wird der Ausstieg aus der Kernenergie als beschlossene Sache vorgegeben und die Energiewende nur noch als Umsetzungsproblem betrachtet: von technischen (Effizienz) bis hin zu psychologischen Umsetzungsproblemen (Suffizienz). Das Verhalten und die Vorgaben der Politik führen zu gelenkten pseudo-wissenschaftlichen Studien und Gutachten<sup>11</sup>. Es wird das nachgewiesen, was nachgewiesen werden soll bzw. muss. Die Forscher liefern Resultate, die mit den Zielen der Energiewende in Einklang stehen, unabhängig davon, ob die notwendigen Voraussetzungen vorhanden sind und industriell umsetzbares Potenzial besteht. Ein weiterer Leitsatz aus der genannten Broschüre

<sup>10</sup> ETH-Rat: „Energieforschung im Fokus. Beitrag des ETH-Bereichs zur Neustrukturierung des Energiesystems“, Zürich, 8/2012.

<sup>11</sup> Dabei sind insbesondere auch zwei ökonomische Studien zu erwähnen: Ecoplan (2012) und Bretschger, L. et al. (2011). Beide Studien arbeiten mit allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, welche für Strukturbrüche wie die Energiewende ungeeignet sind.

des ETH-Rats verdeutlicht dies: „Die Politik muss wirkungsvolle Anreizstrukturen schaffen und damit auf das Verhalten der Verbraucher, der Unternehmen und der Haushalte einwirken“. Dies ist ein Angriff auf die Handlungs- und Entscheidungsfreiheit von Haushalten und Unternehmen, wird aber einmal mehr ideologisch begründet oder moralisch gerechtfertigt.

Das Ziel ist klar ersichtlich: zentral gelenkte Forschung mit eingeschränkter Themenwahl und dem Versuch, alle relevanten akademischen und industriellen Lobbyisten der Energiewende einzubinden. Dies ist leider bereits weitgehend gelungen, die Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 werden gar nicht mehr hinterfragt. Dabei sind gerade die Ziele entweder unrealistisch oder volkswirtschaftlich viel zu kostspielig. Die Folgen einer Strategie erst erforschen zu wollen, wenn diese schon eingeschlagen wurde, können nur als unhaltbar bezeichnet werden und sind einer aufgeklärten Wissensgesellschaft unwürdig. Wir forschen für teures Geld über Probleme, die ohne willkürlichen und demokratisch nicht legitimierten Ausstiegsgescheid gar nie entstanden wären.

#### **4.5. Politökonomische Beurteilung**

Im Normalfall des schweizerischen Gesetzgebungsprozesses würden die Grundzüge einer neuen Energiestrategie 2050 in geeigneter Form durch das Parlament (Gesetz) oder sogar durch das Volk (Verfassungsartikel oder Gesetzesreferendum) und nicht durch den Bundesrat festgelegt. Der Bundesrat hätte in einer Folgebotschaft darzulegen, mit welchen Massnahmen er die vom Parlament festgelegte Strategie umzusetzen gedenkt. Indem der Bundesrat dem Parlament in seiner Botschaft vom 4. September 2013 ein erstes Massnahmenpaket zu der vom Parlament noch gar nicht beschlossenen Energiestrategie 2050 unterbreitet, vertauscht er gewissermassen die Rollen von Legislative und Exekutive. Oder anders formuliert: der Bundesrat legte nicht nur die Agenda fest, sondern zusätzlich auch die übergeordneten Ziele.

Die Energiestrategie 2050 verfolgt gemäss Botschaft des Bundesrats nicht nur das Ziel des Ausstiegs aus der Kernenergie<sup>12</sup>, sondern verknüpft den Ausstiegsgescheid gleich-

<sup>12</sup> Ziel sollte an sich eine sichere, umweltschonende, kostengünstige Energie- bzw. Stromversorgung unter der Nebenbedingung des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie sein. Der Bundesrat scheint dagegen das Ziel des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie unter den Nebenbedingungen einer sicheren, umweltschonenden und

zeitig auch mit einer substanziellen Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses und damit einem Klimaziel. Daraus ergeben sich unweigerlich Zielkonflikte, welchen der Bundesrat mit einer massiven Senkung des durchschnittlichen Endenergieverbrauchs pro Person begegnen will. Die Energiestrategie 2050 führt somit indirekt zu Rationierungsnotwendigkeiten, indem die durch den Ausstieg aus der Kernenergie entstehende Strom- und Energielücke teilweise einfach weggespart werden soll. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird also politisch dazu genutzt, die Energie- und Stromversorgung der Schweiz fundamental umzubauen: nicht mehr das Ziel der Versorgungssicherheit ist prioritär, sondern in erster Linie das Klimaziel mit einer Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses und damit einhergehend eine massive Senkung des Energieverbrauchs mittels dirigistischer Eingriffe bei Produktion und Verbrauch.

Mit dem Richtungsentscheid des Bundesrats, in der Energiestrategie 2050 nur die Konsequenzen, notwendigen Massnahmen und Auswirkungen der Stromangebotsvariante 2, also den Ausstieg aus der Kernenergie und die Stilllegung der KKW am Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer, darzulegen, soll der parlamentarische Entscheidungsprozess gelenkt und der Ausstiegsentscheid soweit wie nur möglich irreversibel gemacht werden.

#### **4.6. Wie geht es weiter? Welche Optionen sind noch offen?**

Mit der unreflektierten, wahltaktisch motivierten Sofortreaktion auf Fukushima wäre an sich noch gar nicht viel Geschirr zerschlagen worden, abgesehen davon, dass sich die Akteure in den Märkten sowie Kantone und Gemeinden ebenfalls unreflektierte Reaktionen und Aktionen einfallen liessen (vgl. Ziffer 6). Ein Jahr der Reflexion (2012) – wie es Bundesrätin Leuthard sogar in Aussicht stellte - wurde aber vor allem zur Rechtfertigung und zur Gesichtswahrung<sup>13</sup> vertan. Eine Sistierung der Baugesuche für neue Kernkraftwerke bis zum Vorliegen gesicherter Erkenntnisse über Fukushima hätte völ-

kostengünstigen Energie- bzw. Stromversorgung anzustreben. Dieser Widersinn zeigt, wie unreflektiert der „Strategieprozess“ bislang war.

<sup>13</sup> Im Vorfeld der im Jahr 2003 wuchtig abgelehnten Atomausstiegs-Initiative vertrat Bundesrätin Leuthard in einem Referat am 3. Mai 2001 noch eine diametral andere Position betreffend Nutzen der Kernenergie. „Leuthards Atomplädoyer“ in Weltwoche 34/2014, p.38.

lig ausgereicht, umso mehr als ja der Bewilligungsprozess ganz klar und mit Mitwirkungsoptionen des Stimmvolks geregelt ist.

Ausser der KEV ist eigentlich in Sachen verfügbarer Instrumente immer noch alles offen. Trotz der Ankündigung ab dem Jahr 2020 auf Lenkungsabgaben umzuschwenken, wird die KEV weiter erhöht und die wissenschaftlich unhaltbare Propaganda für neue erneuerbare Energien sowie die Kampagnen fürs Strom- und Energiesparen im Rahmen von EnergieSchweiz massiv intensiviert. Auch bezüglich KEV und EnergieSchweiz wird mit jeweils stark erhöhten finanziellen Volumen die Energiestrategie 2050 vorweggenommen, obwohl diese noch gar nicht beschlossen ist.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 soll der Ausstieg aus der Kernenergie im KEG nur durch das Verbot der Erteilung von Rahmenbewilligungen in Art. 12 Abs. 4 KEG geregelt werden. Analog zu Art. 48 KEG sollte somit auch eine Abstimmung zur Grundsatzfrage des Ausstiegs aus der Kernenergie bzw. des Verbots der Erteilung neuer Rahmenbewilligungen stattfinden können. Diese Diskussion muss Gegenstand der Energiestrategie 2050 sein.

Auf jeden Fall darf die Energiestrategie 2050 nicht einfach als indirekter Gegenvorschlag zur Initiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie“ zur Abstimmung gelangen. Beiden gemeinsam ist der Ausstieg aus der Kernenergie, im Falle der Initiative sofort, bei der Strategie 2050 nach Ablauf der sicheren Betriebsdauer. Gemäss allgemeinem Verständnis beruhen Erlasse der Bundesversammlung, die als indirekter Gegenvorschlag gedacht sind, auf breit abgestützten Kompromissen und bringen somit in aller Regel tragfähige, anerkannte und umsetzbare Lösungen. Dies ist aber im vorliegenden Fall keineswegs gegeben. Insbesondere wissen viele Bürgerinnen und Bürger nicht, dass der Kernenergieausstieg ein versteckter aber integraler Bestandteil der Energiestrategie 2050 ist. Folglich muss über den Kernenergieausstieg separat oder alternativ über eine Energiewende ohne Kernenergieausstieg abgestimmt werden. Es müsste deshalb unverzüglich ein Marschhalt und eine echte Reflexionsphase eingeleitet werden, sonst droht ein gigantischer und kaum mehr bezahlbarer Scherbenhaufen. Die Chancen für einen Volksentscheid gegen diese Energiewende stehen gut, weil kleine aber gut organisierte Interessengruppen in parlamentarischen Kreuzkompromissen relativ erfolgreich operieren können, während bei Volksabstimmungen Haushalte und Steuer-

zahler mehrheitlich das Veto einlegen, wenn ihnen klar geworden ist, wie hoch die Rechnung für sie ausfallen wird. Wie die Agrarlobby kann auch die Cleantech-Lobby viel erfolgreicher im politisch-administrativen Untergrund hinter verschlossenen Türen arbeiten, und mit grossem Medienecho ihre Sonderinteressen durchbringen.

## 5. Institutionelle Hindernisse und Widersprüche

Der Bundesrat will mit der Energiestrategie 2050 immer stärker, tiefer und breiter auf der Angebots- und Nachfrageseite zentral-planerisch und lenkend eingreifen. Gleichzeitig soll die Strommarktliberalisierung weiter umgesetzt werden – Bundesrätin Leuthard betont sogar, dies sei unbedingt nötig zur effektiven Umsetzung der Energiestrategie 2050. Wie geht das auf? Wie können z.B. die Anbieter bei ihren Kunden Effizienzaufgaben (in Tat und Wahrheit geht es nur um Verbrauchsreduktion – effizient oder auch nicht) durchsetzen, wenn sämtliche Kunden ihren Anbieter frei wählen können? Im folgenden Abschnitt werden Politikfelder und Institutionen aufgeführt, mit denen die aktuelle Energiepolitik (v.a. Strompolitik) nicht kompatibel ist – bzw. durch diese konterkariert wird.

### 5.1. Nationaler Strommarkt: die Schweiz als Insel

Im Unterschied zur Liberalisierung etwa der Telekom, wo staatliche Regale aufzuheben waren, zielt die Liberalisierung in der Stromversorgung auf die Abkoppelung von Produktion, Handel, Vertrieb oder Versorgung von den Übertragungs- und Verteilnetzen, welche nach Auffassung der Regulatoren stabile monopolistische Engpässe darstellen. Historisch haben sich in der Regel vertikal integrierte und meist öffentlich-rechtliche Energieversorgungs-Unternehmen (EVU) entwickelt, welche in ihrem Einzugsgebiet sämtliche Tätigkeiten monopolisiert hatten. Liberalisierung im Sinne von Marktöffnung bedingt somit vor allem einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen und damit eine Regulierung des Netzzugangs. In den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsbereichen wie Produktion, Handel (Wahl des Energielieferanten durch den Kunden), Vertrieb und Versorgung ist hingegen wirksamer Wettbewerb möglich und diese Bereiche können dereguliert werden. Zentral dabei ist, dass bei voller Liberalisierung alle Verbraucher ihren Lieferanten frei wählen können.

Mit der Energiestrategie 2050 soll aber gerade der Wettbewerb in diesen vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsbereichen durch staatliche Eingriffe und Vorschriften eingeschränkt oder gar ganz verhindert werden. Eine wichtige Rolle spielen dabei spezifische Abgaben wie die KEV und dirigistische Eingriffe wie Produktions- und Verbrauchsziele auf der Angebots- und Nachfrageseite. Dadurch wird die Signalwirkung der Preise als wesentlicher Wettbewerbsfaktor reduziert oder ausgeschaltet. Werden auch noch die in Teil 3 beschriebenen Backup-Kosten auf die Netzkosten geschlagen, schrumpft der Energieanteil am Endpreis noch weiter. Aber wie soll auf der Produktionsstufe ein Preiswettbewerb geführt werden, wenn selbst eine Halbierung des Energiepreises die Endkundenrechnung nur um wenige Prozente reduziert und die Kunden somit kaum reagieren? Und wie soll wirksamer Wettbewerb entstehen, wenn die staatliche Planung immer stärker auf die Art und den Aufbau von Produktionskapazitäten Einfluss nimmt? Können Wettbewerbsverzerrungen bei Energieformen, die regulatorische Priorität geniessen, wirklich verhindert werden?

## **5.2. Internationaler Strommarkt: die Schweiz als Drehscheibe**

Noch komplexere technische und institutionelle Fragen stellen sich, wenn die Energiestrategie 2050 im Kontext des EU-Strombinnenmarkts umgesetzt werden soll. Das Schweizer Übertragungsnetz ist ein wichtiges Bindeglied zwischen Nord- und Südeuropa und kann mit Speicherkapazitäten zur Stabilität und Effizienz des europäischen Netzverbands beitragen. Ein Stromabkommen mit der EU verlangt ebenfalls ein weitgehendes „unbundling“.

Seit dem Jahr 2007 verhandelt die Schweiz mit der EU über ein Stromabkommen. Im Herbst 2010 wurde das Verhandlungsmandat erweitert – nicht nur Strom, sondern ein umfassendes Energieabkommen soll nun als langfristiges Ziel angestrebt werden. Im Vordergrund steht die Versorgungssicherheit im Energiebereich. Ein Vertrag zwischen der Schweiz und der EU soll gemäss BFE den grenzüberschreitenden Stromhandel regeln, die Sicherheitsstandards harmonisieren, den freien Marktzugang absichern und die Mitgliedschaft der Schweiz in verschiedenen Gremien garantieren. Das erweiterte Mandat ermögliche es zudem, auch die EU-Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen in die Verhandlungen einzubeziehen. Dies könnte dazu führen,

dass sich die Schweiz für ein grösseres Wachstum bei neuen erneuerbaren Energien verpflichten müsste, da die grossen Schweizer Wasserkraftwerke von der EU nicht als erneuerbare Energieproduktion betrachtet werden.

Schon heute werden grosse Mengen Strom zwischen der Schweiz und den EU-Mitgliedstaaten gehandelt. Dieser Handel würde auch ohne Abkommen kaum zum Erliegen kommen. Bundesrätin Leuthard behauptet, die Energiestrategie 2050 sei zwingend und dringend auf das Stromabkommen mit der EU angewiesen. Ein Stromabkommen baut aber v.a. auf gegenseitiger Marktliberalisierung auf und nicht auf gegenseitiger zentraler Stromplanwirtschaft. Bezüglich Marktöffnung ist die Schweiz gegenüber der EU deutlich im Rückstand.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 sollen Anbieter mit Effizienzzielen bedacht werden, die sie mit dem BFE vertraglich zu vereinbaren hätten und bei Nicht-Erreichung mit Sanktionen belegt würden. Es fragt sich, wie eine solche Politik mit der Konkurrenz von EVU aus dem Ausland kombiniert werden kann, ohne dass die inländischen Anbieter dadurch im Wettbewerb benachteiligt würden. Müssten im Gegenzug auch ausländische Anbieter mit dem BFE Effizienzziele vereinbaren, ist nicht ersichtlich, wie dies praktisch umgesetzt werden könnte.

Wird die Schweiz vollumfänglich in den EU-Energiebinnenmarkt integriert, dann müssen Autarkieziele, wie sie in der Energiestrategie 2050 für verschiedene Energiearten formuliert werden, fallen gelassen werden. Die Energie wird im Binnenmarkt dort produziert, wo dies zu den geringstmöglichen Kosten der Fall ist. Bei der Bandenergie dürfte dies nur für wenige Werke in der Schweiz zutreffen. Ein möglicher Ausweg zur Aufrechterhaltung der Autarkieziele wäre die Förderung der Konkurrenzfähigkeit der schweizerischen Stromproduktion, wie dies im August 2014 von der UREK-N für die Grosswasserkraft beschlossen wurde. Wie dies auch im Energiebinnenmarkt mit Erfolg zu bewerkstelligen wäre, wo staatliche Beihilfen nicht erlaubt sind, ist nicht ersichtlich. Vermutlich liesse sich die Energiestrategie 2050 in einem liberalisierten, international geöffneten Markt ohnehin nur mit massiven Abstrichen umsetzen.

### 5.3. Widersprüche in unterschiedlichen Politikbereichen

Die Energiestrategie 2050 steht in klarem Widerspruch zur schweizerischen Klimapolitik (vgl. Teil 2). Aber sie kollidiert aufgrund des hohen Platz- und Flächenbedarfs der Sonnen- und Windenergieanlagen auch mit Anliegen des Natur- und Heimatschutzes, der Raumplanung und mit der Landwirtschaftspolitik. Die Energiestrategie 2050 kollidiert zudem auch mit dem Thema Versorgungssicherheit, bisher das oberste Ziel der schweizerischen Stromversorgung. Sie würde de facto auf eine Importstrategie hinauslaufen. Insbesondere im Winterhalbjahr wären die Netto-Importe bedeutend grösser als heute. Damit begäbe sich die Schweiz neben der starken Auslandabhängigkeit bei den fossilen Energieträgern auch beim Strom in eine problematische Importabhängigkeit. Da der Energieträger Strom im Gegensatz zu Uran oder Thorium, Kohle, Öl, aber selbst Gas nicht ökonomisch sinnvoll gelagert werden kann, ist diese Abhängigkeit natürlich viel gravierender.

Die KEV ist zudem ein Umverteilungsinstrument zulasten der Haushalte mit grossem Stromverbrauch, aber vor allem der Mieter, die keine Dächer für subventionierte Photovoltaik-Anlagen besitzen aber als Konsumenten die gesamten Systemkosten übernehmen müssen. Und wenn industrielle Grossverbraucher entlastet werden, dann werden KMU und Haushalte noch zusätzlich belastet. Dasselbe gilt für die ab 2020 vorgesehenen Lenkungsabgaben, welche sozialpolitisch sehr unerwünschte Verteilungswirkungen entfalten können. Und kantonale Motorfahrzeugsteuern, die von der Energieeffizienz-Klasse eines Fahrzeugs abhängig gemacht werden, führen ebenfalls zu negativen Verteilungseffekten. Subventionen schaffen auch nicht nachhaltig Arbeitsplätze, gerade die Solarzellen-Hersteller in der Schweiz und in Deutschland sind ein eindrückliches Beispiel hierfür.

Aufgrund der Lehren aus Fukushima hätten die in der Schweiz geplanten Kernkraftwerke auf einem noch höheren Sicherheitsstand als die bestehenden gebaut werden können. Mit der Energiestrategie 2050 sollen nun die zwar sicheren, aber deutlich älteren Reaktortypen weiterbetrieben werden. Auf die modernsten und sichersten Reaktortypen soll demgegenüber verzichtet werden, bevor ihre Kosten-Nutzen- inklusive Risikoprofile bekannt sind.

## 6. Aktionen und Reaktionen auf die Vorgaben des Bundes

Die Kantone und Gemeinden verfolgen ebenfalls eine Energiepolitik und lassen sich dabei von der Energiestrategie 2050 des Bundes leiten. Bundesrätin Leuthard<sup>14</sup> und das BFE setzen mit Aufmunterungsreden und einem steigenden Volumen an Steuergeldern auch sehr viel daran, dass sie dies tun. Auf den unteren Verwaltungsebenen können gewisse Vorhaben quasi als Notwendigkeit im Hinblick auf die Bundespolitik dargestellt werden und die demokratische Auseinandersetzung wird so umgangen. Wenn auch auf Bundesebene noch nicht sehr viel Geld vertan wurde, so verstärken sich die Fehler und erhöhen sich die Ausgaben auf Kantons- und Gemeindeebene.

### 6.1. Kantone und Gemeinden als hörige Vollstrecker

Die Proponenten der Energiestrategie 2050 auf Bundesebene haben weitgehend erreicht, dass diese weder beschlossene noch demokratisch legitimierte Strategie von den unteren Verwaltungsebenen, also von den Kantonen und Gemeinden, de facto wie eine verbindliche Vorgabe behandelt wird.

#### 6.1.1. Energiestädte als „Frontrunners“

Das Label „Energiestadt“ existiert in der Schweiz bereits seit 1991. Ende 2013 waren 594 Gemeinden Mitglieder im Trägerverein Label „Energiestadt“. Davon trugen 327 Gemeinden das Label „Energiestadt“ und gemäss Aussagen des Trägervereins würden somit schon über vier Millionen Einwohner bzw. mehr als die Hälfte der Bevölkerung in einer Energiestadt leben. Implizit wird damit kommuniziert, dass mehr als die Hälfte der Bevölkerung den Zielen des Labels „Energiestadt“ zustimmen würden. Dies dürfte jedoch kaum der Fall sein.

<sup>14</sup> Vgl. Editorial von Bundesrätin Leuthard in der Informationsbroschüre „Nachhaltig unterwegs mit Energiestadt“ von Juni 2013. Bundesrätin Leuthard äussert sich wie folgt: „Diese Energiewende ist nur zu schaffen, wenn der Verbrauch fossiler, importierter Energie für Verkehr und Wärme reduziert, generell die effiziente Energienutzung erhöht, die Potenziale der erneuerbaren Energieträger aus- und der Widerstand gegen einzelne Projekte abgebaut werden. Dazu braucht es ein koordiniertes Vorgehen von Bund, Kantonen, Gemeinden, Wirtschaft und Gesellschaft. Ohne Zusammenarbeit verirren wir uns auf dem langen Weg bis 2050 in politischen Opportunitäten und kurzfristigen wirtschaftlichen Vorlieben.“

An oberster Stelle dieser Zielsetzungen<sup>15</sup>: „Umsetzung der Ziele von EnergieSchweiz und der Energiestrategie 2050 auf kommunaler Ebene im Rahmen eines nachhaltigen, langfristig wirkenden Prozesses“. Weitere Ziele: „Orientierungshilfe für Gemeinden, die sich auf den Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft begeben und entsprechende Massnahmen aufgleisen möchten.“ oder „Einführung des Managements- und Qualitätsaspektes in die kommunale Energie- und Klimapolitik“. Gemäss Trägerverein bestärke die Energiestrategie 2050 die Städte, Gemeinden und Regionen in ihren Aktivitäten. Der Weg führe weg von grosstechnologischer Energieerzeugung hin zu dezentralen, optimal vernetzten Strukturen. Dies stärke die Position von Städten und Gemeinden und ihren kommunalen oder regionalen Versorgungsunternehmen. „Intelligente“ Lösungen würden für eine nachhaltige Energiezukunft unverzichtbar: Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home und Smart Cities. Die Energiestädte sollten sich weiter zu Energie-Regionen vernetzen.

Ob das Label „Energiestadt“ gut fürs Image, fürs Portemonnaie und für kommende Generationen ist, darf zu Recht bezweifelt werden. Das Label „Energiestadt“ umfasst eine Liste mit 79 Massnahmen, welche von Leuchtturmprojekten, die weit über die Region ausstrahlen, bis zur Beschränkung der Parkplatzzahl reichen und selbst den Biolandbau finanziell unterstützen wollen. Es handelt sich um ein grosses ideologisches Umerziehungsprogramm der Bevölkerung auf sanften Pfoten, gesteuert durch EnergieSchweiz. Unter dem Titel „Veranstaltungen, Kampagnen“ werden in der erwähnten Liste in Punkt 4.4.3 auch Schulen und Kindergärten aufgeführt: „Die Gemeinde arbeitet mit Schulen und Kindergärten zusammen, um Energieprojekte und Energiesparwochen in Schulen und Kindergärten durchzuführen“. Vermutlich sollen mittels Gehirnwäsche neue „Helden des Energiesparens“ (analog zu den „Helden der Arbeit“ in der DDR) herangezüchtet werden, um die einzig richtige Botschaft weiter und tiefer in die Bevölkerung hinein zu tragen und zu verinnerlichen.

Die Gemeinde, damit dürfte die Gemeindeverwaltung gemeint sein, soll als Vorbild für die Einwohnerinnen und Einwohner dienen. Im Normalfall setzt die Gemeindeverwaltung jedoch die politischen Beschlüsse der Einwohnerinnen und Einwohner um und nicht umgekehrt, wie dies im top-down Ansatz des Labels „Energiestadt“ passiert.

<sup>15</sup> „Das Label Energiestadt: Eine Einführung.“ zu finden unter <http://www.energiestadt.ch/das-label/>.

### 6.1.2. *Wasser- und Heimfallkantone als Verlierer?*

Im Rahmen der geplanten Massnahmen der Energiestrategie 2050 werden Pumpspeicherwerke zukünftig billige Band- statt wertvolle Spitzenenergie produzieren müssen. Pumpspeicherwerke generieren heute noch ökonomisch und ökologisch höchst wertvolle, kurzfristig steuerbare Spitzenenergie. Dadurch werden volkswirtschaftlich ineffiziente Duplizierungen vermieden. Mit der Energiestrategie 2050 sollen nun diese Werke nicht mehr Bandenergie in die Nachfragespitzen verschieben, sondern erratische Angebotsspitzen der Sonnen- und Windenergie in Bandenergie umwandeln. Dadurch wird keine volkswirtschaftlich ineffiziente Duplizierung mehr vermieden, sondern es entsteht eine solche unerwünschte Duplizierung. Mit dem Bandenergiepreis lassen sich die Mehrkosten nicht mehr decken, der Wert der Werke sinkt dramatisch. Weil die Speicher vor allem die Überschüsse des Sommers in den Winter retten sollen, brauchen wir enorme Kapazitäten im Vergleich zum heute dominierenden täglichen Spitzenausgleich (vgl. Kapitel 3 in Teil 3).

Welche Rolle spielt die Energiestrategie 2050 für die Wasserkraftkantone, welche an sich von Wasserzinsen und Heimfallrechten profitieren könnten – die aber nun dramatisch entwertet werden? Neben den Wasserkraftkantonen sind auch Städte des Mittelandes mit wesentlichen Beteiligungen an Wasserkraftwerken betroffen. Neben der Entwertung der Kraftwerke und der Heimfallrechte aufgrund der ineffizienten Duplizierung droht auch der teilweise oder ganze Verlust der Wasserzinsen. Die UREK-N hat im August 2014 den Bundesrat mit einer Motion beauftragt, in Zusammenarbeit mit den Kantonen und der Energiewirtschaft eine Regelung für die Wasserzinsen nach 2019 zügig an die Hand zu nehmen. Ziel ist es, dass die Kantone für bestimmte Anlagen während zehn Jahren teilweise oder ganz auf die Wasserzinsen verzichten. Eine derartige Regelung kann nicht im Interesse der Wasserkraftkantone, aber auch nicht im Interesse der Eigner dieser Werke sein.

### **6.2. Stromwirtschaft oder Stromverwaltung?**

Die Stromwirtschaft der Schweiz umfasst rund 730 Elektrizitätswerke. Davon sind rund 80 Prozent im Besitz von Kantonen und Gemeinden. Die meisten Werke sind regionale und lokale Stromverteilungs-Monopole, die aber sehr oft auch über kleinere eigene

Kraftwerke verfügen oder an solchen beteiligt sind. Grosse Elektrizitätskonzerne wie Axpo, Alpiq oder BKW produzieren in grossen und kleinen Kraftwerken Strom für den nationalen und internationalen Markt. Viele dieser Gesellschaften sind Aktiengesellschaften, deren Titel an der Börse gehandelt werden. Aber auch sie befinden sich insgesamt zu drei Vierteln im Besitz von Kantonen und Gemeinden.

Aufgrund der Besitzverhältnisse entstehen klassische Interessenskonflikte: Die Politik besitzt die Stromunternehmungen, die Politik bestimmt die Regeln und die Politik soll zusätzlich auch die Einhaltung der Regeln überwachen. Die Stromwirtschaft besteht nicht aus den üblichen Marktakteuren, die für ihre Taten von den Märkten zur Rechenschaft gezogen werden, sondern aus Verwaltungsfunktionären und Politikern. Dies gilt indirekt auch für den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), welcher der Politik des Bundes und damit auch der Energiestrategie 2050 viel zu passiv und zu wenig kritisch gegenübersteht. So ist es denn auch nicht verwunderlich, dass sich die grossen Stromkonzerne mit der Energiestrategie 2050 und dem Ausstieg aus der Kernenergie abgefunden haben und sich von ihrer Kernkompetenz, der Stromproduktion immer stärker entfernen. Stattdessen expandieren diese staatlich kontrollierten Firmen vermehrt in kompetitive Wirtschaftsbereiche wie Elektroinstallation oder Beratung, mit wettbewerbsverzerrenden Folgen.

Aus diesen Gründen kann kaum von Stromwirtschaft, sondern muss vielmehr von Stromverwaltung gesprochen werden. Was unter diesen Umständen noch unter Liberalisierung verstanden werden kann – zumal mit der Energiestrategie 2050 zentrale Planung um sich greifen soll – ist höchst fraglich. Die Stromwirtschaft wird so zum Spielball von Partikularinteressen der Umweltorganisationen, der Cleantech-Industrie und der Industrie der technischen, ökonomischen und rechtlichen Berater sowie zum Umverteilungsvehikel. Ohne vorgängige oder gleichzeitige Privatisierung ist eine Liberalisierung schwer vorstellbar.

### **6.3. Energiepolitischer Komplex aus Politik, Verwaltung und Sonderinteressen**

Die Akteure der Stromwirtschaft bzw. der Stromverwaltung haben aufgrund der Besitzverhältnisse und der damit verbundenen Staatsgarantie keinen wirtschaftlichen Druck, den Wertzerfall ihrer Firmen zu stoppen und sich gegen die negativen finanziel-

len Folgen der Energiestrategie 2050 politisch zur Wehr zu setzen. Durchsetzt, wenn nicht zersetzt von Politikern und Verwaltungsfunktionären, spielen v.a. regionale und lokale Versorger, aber teilweise auch die grossen Stromkonzerne die Rolle der Grünstrom-Vorreiter und vermindern dadurch die Vermögenswerte der öffentlichen Hand in Milliardenhöhe.

Beseelt von den Prophezeiungen der vom BFE forcierten „Energiewende“, werden grosse Summen im In- und Ausland in erneuerbare Energien investiert, um von marktverzerrenden Subventionen aller Art inklusive KEV profitieren zu können. Die als nachhaltige Investitionen konstruierten finanziellen Engagements entpuppen sich nicht selten als finanzielle Desaster. So schrieben etwa die Industriellen Werke Basel (IWB) ihr Engagement am spanischen Solarkraftwerk Puerto Errado 2 in der Region Murcia im Umfang von 14 Millionen Franken, bei Gesamtkosten von 200 Millionen Franken, vollständig ab. Neben den IWB sind auch die Genossenschaft Elektra Baselland (EBL) sowie weitere Unternehmen wie die Elektrizitätswerke Zürich (EWZ) beteiligt, welche ähnliche Abschreibungen vornehmen müssen. Die Zeche für diese Abenteuer bezahlen die Stromkonsumenten, d.h. die Wirtschaft und die Bevölkerung, durch höhere Strompreise.

Die Stromkonsumenten, welche gleichzeitig auch Bürger und Steuerzahler sind, werden in mehrfacher Hinsicht geschädigt: die Strompreise steigen, die Versorgungssicherheit nimmt ab, das Vermögen des Kantons und der Gemeinde sinkt und in gewissen Kantonen und Gemeinden verschwinden die Wasserzinsen. Zudem steigen die Risiken von schweizerischen Auslandsinvestitionen, weil Länder wie Spanien oder Italien ihre Subventionen aus verspäteter Einsicht und/oder Geldmangel zurückfahren oder abschaffen müssen. Als Folge ist mit Steuererhöhungen zu rechnen. Konsumenten und Steuerzahler sind zudem als grosse Gruppen schlecht organisiert, umso mehr als die Konsumentenschutzorganisationen lieber grün-roten Ideologien folgen als die Interessen der Verbraucher wahrnehmen. Hier liegt die grosse Chance einer Volksabstimmung.

#### **6.4. Politökonomische Beurteilung**

Eine Energiewende im Sinne der Energiestrategie 2050 kann nicht in einer idealen Welt vollzogen werden. In der politischen Realität werden starke Lobbys kleiner homogener

Gruppen Privilegien und Ausnahmen durchsetzen. In der Regel gilt, je vielfältiger und komplexer die angestrebten Massnahmen sind, desto zahlreicher und unüberschaubarer können Sonderregelungen gewährt werden. Einerseits werden sich strom- und energieintensive Branchen oder Unternehmen ihren Widerstand mit Ausnahmen abkaufen lassen, andererseits wird der Subventionsfluss nicht versiegen, sondern im Zeitablauf immer weiter ausufern. Dadurch entstehen volkswirtschaftliche Kosten, welche letztendlich von den immobilen und inhomogenen Akteuren (Konsumenten, Steuerzahler, Arbeitnehmer) getragen werden müssen. Die Energiestrategie 2050 ist also mit politökonomischen Risiken verbunden, weil Lobbying und Rent-Seeking die in der Vorlage bereits vorhandenen Ineffizienzen aufgrund dirigistischer staatlicher Eingriffe weiter verstärken werden und damit die volkswirtschaftlichen Kosten der angestrebten Energiewende zusätzlich ansteigen lassen.

In der aktuellen Energieversorgung und auch im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 haben faktisch weder die Konsumenten noch die Kapitalgeber eine Stimme. Die meisten Konsumenten können ihren Energielieferanten frühestens ab 2018 wählen. Und es stellt sich die Frage, ob nach all den mit der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Regulierungen diese Wahl nicht obsolet wird. Auf der anderen Seite sind die Kapitalgeber gewissermassen die Steuerzahler (Kleinaktionäre ohne Stimme) und private Minderheitsaktionäre. Die Entscheide treffen in erster Linie Exekutivpolitiker und Verwaltungsbeamte – sei es auf Seiten der Regulators, sei es auf Seiten der Produzenten, weil sich der grösste Teil der Vermögenswerte im Besitz von Kantonen und Gemeinden befindet.

Zu den Partikularinteressen der Solar- und Windindustrie gesellen sich flexible Anbieter und Heerscharen von Energieberatern, die von den neuen Subventionen und Regulierungen profitieren. Die Unterstützung der KEV-Lobby reicht heute weit hinein in gewerblich-industrielle Kreise und bürgerliche Parteien, die Subventionen oder Wählerstimmen abholen, solange es etwas zu holen gibt. Die politisch gesteuerten regionalen und lokalen Versorger unterstützen die Fehleinschätzungen der Energiewende, die ebenfalls politisch dominierten Grossproduzenten geben klein bei oder versuchen, sich neue Stücke vom Subventionskuchen abzuschneiden, während selbst Teile der Industrie und des Gewerbes, ja sogar der Universitäten von der angekündigten Wende finanziell

massiv profitieren. Die volkswirtschaftlichen Kosten werden unter den Teppich gekehrt oder auf die im System gefangenen Konsumenten und Steuerzahler abgewälzt.

---

## II. Einzel- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der vorgeschlagenen Massnahmen zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen

---

### Das Wichtigste in Kürze:

1. Realistisch gesehen darf nicht damit gerechnet werden, dass es in naher Zukunft zu einem globalen Abkommen zur Reduktion der anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen kommen wird. Zu unterschiedlich sind die Interessenlagen der einzelnen Länder.
2. Die sich gegenwärtig an einem derartigen Abkommen (d.h. an der 2. Verpflichtungsrunde gemäss dem Kyoto-Protokoll) noch beteiligenden Länder emittieren nicht einmal 15% der weltweiten Emissionen.
3. Der Anteil der Schweiz an den weltweiten anthropogenen Emissionen ist gering und tendenziell rückläufig. Er wird in den kommenden Jahren unter 0.1% sinken.
4. Der Energiebedarf und damit die weltweite Nachfrage nach Energieträgern wird weiter ansteigen. Elektrische Energie dürfte dabei zunehmend an Bedeutung gewinnen, aber solange die Stromerzeugung mit Kohlekraftwerken am kostengünstigsten ist, werden die Emissionen von Treibhausgasen nicht zurückgehen.
5. Zur Reduktion dieser Emissionen, insbesondere der aus der Verbrennung fossiler Energieträger resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, wäre ein globales Emissionshandelssystem (Cap and Trade) das am besten geeignete Instrument.
6. Die Schweiz sollte sich daher einerseits um das Zustandekommen eines globalen Emissionshandelssystems bemühen und andererseits die Forschung und Entwicklung von CO<sub>2</sub>-freien bzw. CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugungstechniken wieder intensivieren (einschliesslich neuer, inhärent sicherer Kernkraftwerk-Generationen).

7. Bei einem Emissionshandelssystem wird nur das Reduktionsziel („Cap“) vorgegeben und der Preis für die Verschmutzungsrechte bildet sich auf dem Markt, während bei einer CO<sub>2</sub>-Abgabe der Staat bzw. die Staatengemeinschaft den Preis zur Erreichung eines bestimmten Reduktionsziels vorab bestimmen muss. Objektive Kriterien zur Bestimmung eines „adäquaten Preises“ fehlen jedoch weitgehend.
8. Mit einem globalen Cap and Trade-System würden andere Massnahmen zur Reduktion der Emissionen – wie technische Vorschriften, die Förderung spezifischer Techniken, eine Subventionierung bestimmter Nachfragen sowie Lenkungssteuern und/oder -abgaben – obsolet. Solche zusätzlichen Massnahmen wären dann in Bezug auf die eigentliche Zielsetzung nicht nur wirkungslos, sondern sogar kontraproduktiv.
9. Auch noch so gut gemeinte nationale Massnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Alleingang tragen praktisch nichts zur Lösung des globalen Problems bei, verursachen jedoch hohe volkswirtschaftliche Kosten. Der globale Nutzen ist äusserst gering, die von der Schweiz zu tragenden Kosten sind jedoch beträchtlich.
10. Ein nationaler Alleingang beeinträchtigt die internationale Wettbewerbsfähigkeit der in der Schweiz produzierenden Unternehmen, gefährdet Arbeitsplätze, verursacht Verteilungsprobleme und beeinträchtigt den Wohlstand.
11. Nationale Alleingänge verlieren aber auch die davon erhoffte Vorbildfunktion und werden zu einem Negativbeispiel für die sich noch nicht ernsthaft um Reduktionen der CO<sub>2</sub>-Emissionen bemühenden Länder, sobald die volkswirtschaftlichen Kosten solcher Alleingänge sichtbar werden.
12. Sollte es in absehbarer Zeit nicht zu einem globalen Abkommen kommen, dann wäre die Integration der Schweiz in ein funktionstüchtiges Emissionshandelssystem der EU und ein vollständiger Verzicht auf zusätzliche nationale Massnahmen eine einigermaßen vertretbare Lösung („second best“). Die Schweiz hätte dann zumindest gegenüber den Konkurrenten aus dem Wirtschaftsraum der wichtigsten Handelspartner keine Wettbewerbsnachteile.

## 1. Globale Erwärmung und die Emissionen von Treibhausgasen

Anthropogene – d.h. die auf eine Verwendung fossiler Energieträger als Brenn- oder Treibstoffe, die Viehhaltung und die Rodung von Wäldern usw. zurückzuführenden – Emissionen von Treibhausgasen und insbesondere die Emissionen von CO<sub>2</sub> gelten als Mit- bzw. als Hauptverursacher der seit Mitte des 19. Jahrhunderts beobachteten globalen Erwärmung. Diese Einschätzung des „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) stützt sich auf die einschlägigen Ergebnisse einer ganzen Reihe von numerisch spezifizierten Modellen zur Beschreibung bzw. Erklärung der registrierten Klimaveränderungen.

Unabhängig von der Frage nach dem effektiven Beitrag der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Klimaveränderung ist in Bezug auf die Kosten und Nutzen von Massnahmen zur Reduktion dieser Emissionen zu beachten, dass die Verwendung fossiler Energieträger auch noch andere und weit weniger umstrittene externe Effekte verursacht. Dazu zählen die Emissionen von Russ bzw. Feinstaub mit gesundheitsgefährdenden Substanzen, wie z.B. den karzinogenen polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK). Eine Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger ist daher nicht nur aus klimapolitischen, sondern auch aus gesundheitspolitischen Überlegungen angezeigt. Die Verwendung fossiler Energieträger als Brenn- und Treibstoffe sollte aber nicht nur wegen der befürchteten Einflussnahme auf das globale Klima und den Auswirkungen der aus einer Verbrennung dieser Energieträger resultierenden Schadstoffe auf die Gesundheit soweit wie möglich eingeschränkt werden, sondern auch wegen der vielfältigen anderen Verwendungsmöglichkeiten dieser knappen Ressourcen.

Die für die globale Erwärmung verantwortlich gemachten Treibhausgase unterscheiden sich sowohl hinsichtlich ihrer Verweildauer in der Atmosphäre und als auch in Bezug auf das ihnen zugeschriebene Erwärmungspotenzial („Global Warming Potential“). Neben CO<sub>2</sub> zählen u.a. die Emissionen von Methan, Lachgas (Distickstoffoxid), Fluorkohlenwasserstoffen, perfluorierten Fluorkohlenwasserstoffen, Schwefelhexafluorid und Stickstofffluorid zu den Treibhausgasen. Um alle Treibhausgase in den anzustrebenden Reduktionszielen bzw. bei den daraus resultierenden Reduktionsverpflichtungen einigermaßen adäquat berücksichtigen zu können, hat das IPCC eine Bemessungsgrundlage definiert. Damit soll für einen bestimmten Zeitraum das Erwärmungspoten-

zial – d.h. die mittlere Erwärmungswirkung – einer festgelegten Menge eines spezifischen Treibhausgases im Vergleich mit dem Erwärmungspotenzial einer entsprechenden Menge von CO<sub>2</sub> ausgedrückt werden. Dieses sogenannte CO<sub>2</sub>-Äquivalent (CO<sub>2</sub>e) hat bei einem Zeithorizont von 100 Jahren z.B. für Methan (CH<sub>4</sub>) den Wert 25 und für Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O) einen Wert von 298. Das bedeutet, dass – nach den Berechnungen des IPCC – ein Kilogramm Methan im Verlauf von 100 Jahren 25-mal mehr zur globalen Erwärmung beiträgt als ein Kilogramm CO<sub>2</sub>.

Der Anteil von CO<sub>2</sub> an den von Menschen verursachten Treibhausgasemissionen liegt bei etwa 76%, der Anteil von Methan bei rund 14% und von Distickstoffoxid bei knapp 8%.<sup>16</sup> Die anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen sind jedoch im Vergleich mit den natürlichen Emissionen auch gegenwärtig immer noch recht gering. Aus den Meeren und den Landflächen werden jährlich etwa 750 Mrd. Tonnen des – im Zusammenhang mit der Klimaerwärmung vor allem angesprochenen – Treibhausgases CO<sub>2</sub> freigesetzt. Im Jahr 2010 z.B. betrug die weltweiten anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen dagegen „nur“ 31.8 Mrd. Tonnen. Bei einem Vergleich der Grössenordnungen dieser beiden Emissionsmengen ist aber zu beachten, dass die natürlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von der Natur erfahrungsgemäss längerfristig auch wieder absorbiert werden. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre kann zwar durch globale Temperaturveränderungen und durch das Auftreten neuer CO<sub>2</sub>-Quellen (z.B. vulkanische Aktivitäten, Waldrodungen) oder CO<sub>2</sub>-Senken (z.B. Aufforstungen) temporär ansteigen oder abnehmen. Die natürliche CO<sub>2</sub>-Bilanz war jedoch bis zum Beginn der Industrialisierung im 19. Jahrhundert weitgehend ausgeglichen. Auswertungen von Eisbohrkernen aus der Arktis und der Antarktis zeigen, dass sich in den letzten zehntausend Jahren der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre nur wenig veränderte.

Diese Konstellation könnte nun durch die anthropogenen Emissionen von CO<sub>2</sub> zunehmend gestört werden. Bei dieser Einschätzung wird davon ausgegangen, dass die Fähigkeit der Atmosphäre zur Aufnahme von anthropogenen Treibhausgasen begrenzt ist. Das IPCC sieht deshalb in dem seit Jahrzehnten ansteigenden CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre den eigentlichen „Treiber“ einer sich fortsetzenden globalen Erwärmung.

<sup>16</sup> Vgl. Forster, P. et al. (2007), S. 212.

Eine Reduktion der anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen und dabei vor allem eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen daher im Zentrum klimapolitischer Diskussionen, Absichtserklärungen und internationaler Vereinbarungen.

Im Kontext der angestrebten Reduktion der energetischen Verwendung fossiler Energieträger sind jedoch eine Reihe offener Fragen unbedingt zu beantworten:

- Führen Massnahmen zur Reduktion der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu Zunahmen bei anderen Schadstoffen?
- Wird es zu einer globalen Übereinkunft zur Reduktion der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen überhaupt kommen?
- Wann ist mit einem Abschluss einer entsprechenden völkerrechtlich bindenden Vereinbarung zu rechnen?
- Welche Auswirkungen hat die Nichtbeteiligung von Ländern mit einem hohen Emissionsvolumen an einem Abkommen zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen?
- Können nationale Massnahmen einer kleinen Volkswirtschaft bei einem Abseitsstehen vieler Länder mit einer wesentlich grösseren Bevölkerung spürbar zu einer globalen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen oder führen solche Massnahmen lediglich zu einer Verlagerung der Emissionen („Carbon Leakage“)?<sup>17</sup>
- Welche einzel- und gesamtwirtschaftlichen Folgen haben bei einer solchen Konstellation nationale Massnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen?
- Welche Massnahmen zur Emissionsreduktion sind kosteneffizient?

<sup>17</sup>Beispielsweise kann ein Verzicht auf den Bau von Gaskraftwerken zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Inland und die Schliessung der Versorgungslücken durch Importe von Strom aus ausländischen Kohlekraftwerken zu einer Erhöhung der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.

## 2. Schritte auf dem Weg zu einem globalen Klimaschutzabkommen

Ein globales Klimaschutzabkommen – d.h. einen alle Länder einschliessenden völkerrechtlich bindenden Vertrag mit Durchsetzungsmechanismen – zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt es noch nicht. Die Chance für eine Vereinbarung eines weltweiten Kooperationsabkommens besteht zwar weiterhin, ein definitiver Termin für einen Abschluss der einschlägigen Verhandlungsrunden ist jedoch nach wie vor höchst ungewiss. Trotz der immer wieder angemahnten Dringlichkeit sprechen die recht unterschiedlichen Interessenslagen der einzelnen Länder bzw. Ländergruppen eher dafür, dass realistisch betrachtet mit einem Zustandekommen eines solchen umfassenden Klimaschutzabkommens vorerst nicht zu rechnen ist.

Das 1997 verabschiedete und 2005 – nach der Ratifizierung durch die sich auf die vereinbarten Reduktionsziele verpflichtenden Länder – in Kraft getretene Kyoto-Protokoll hat gezeigt, wie zeitraubend und schwierig es ist, eine – auch von den aus quantitativer Sicht gewichtigsten Emittenten getragene – Lösung für das globale Problem der zunehmenden anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu finden. Streitpunkte waren von Anfang an die Art und der Umfang der verschiedenen Möglichkeiten zur Reduktion der Treibhausgase, insbesondere auch die Kontrolle der eingegangenen Verpflichtungen und die Einbeziehung von forstwirtschaftlichen Aktivitäten – wie die Auf- und Wiederaufforstung oder eine Entwaldung – in die CO<sub>2</sub>-Bilanzen der einzelnen Länder.<sup>18</sup>

Zusätzliche Irritationen in Bezug auf einen Erfolg des schliesslich doch noch gefundenen Kompromisses zur Lösung der anfänglich noch strittigen Punkte resultierten dann aus der Erklärung der USA, das Kyoto-Protokoll vorerst national nicht umsetzen zu wollen. Allerdings konnten die USA – vor allem durch eine Substitution des zur Stromproduktion eingesetzten Energieträgers „Kohle“ durch über „Fracking“-Verfahren gewonnenes Erdgas – gerade in den letzten Jahren die CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker reduzieren als manche der Länder, die sich auf eine Einhaltung von Reduktionszielen gemäss dem Kyoto-Protokoll verpflichtet hatten.

<sup>18</sup>Das Kyoto-Protokoll erlaubt bei der Kontrolle einer Einhaltung der Reduktionsverpflichtungen eine Anrechnung von natürlichen Speichern (Senken), da diese mit dazu beitragen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre binden.

Die meisten Schwellen- und Entwicklungsländer lehnen bisher eine Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls ab, obwohl gerade viele dieser Länder immer mehr zu den globalen Emissionen beitragen. Die meisten dieser Länder weisen zurzeit jedoch noch ein deutlich geringeres Emissionsvolumen pro Kopf als die Industrieländer aus, so dass ihre Forderungen nach Kompensationszahlungen seitens der traditionellen Industrieländer zur Mitfinanzierung der erforderlichen Massnahmen für eine Reduktion der Emissionen in einem gewissen Masse durchaus verständlich sind.

Nach Beendigung der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008-2012) darf man davon ausgehen, dass von den sich daran beteiligenden Ländern mehr als ein symbolischer Beitrag zur Reduktion der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen erbracht worden ist. Insbesondere die EU und die Schweiz haben ihre Reduktionsverpflichtungen erfüllt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass in der EU eine Reihe von Sonderfaktoren („windfall profits“) die Erreichung der Reduktionsziele erleichtert haben. Die Veränderungen in den Wirtschaftsstrukturen der früheren Ostblockstaaten, aber auch die mehrjährige konjunkturelle Schwächephase in vielen EU-Ländern trugen wesentlich zu diesem – nur auf einen ersten Blick erfreulich erscheinenden – Ergebnis bei. Auch die Schweiz konnte die eingegangene Reduktionsverpflichtung, von -8% gegenüber dem Stand von 1990, einhalten. Ermöglicht wurde dies durch Verbesserungen der Energieeffizienz, durch den Kauf ausländischer Emissionszertifikate und durch eine Zunahme der bewaldeten Flächen.<sup>19</sup>

Die übrigen Industrieländer mit Verpflichtungen gemäss dem Kyoto-Protokoll werden überwiegend zwar etwas geringere Emissionsreduktionen für diese Periode gegenüber dem Stand von 1990 ausweisen. Gesamthaft könnte das Reduktionsziel von -5.2% für die an der ersten Verpflichtungsperiode teilnehmenden Industrieländer aber dennoch erreicht worden sein. Trotz dieser Erfolge der im Sinne des Kyoto-Protokolls handelnden Länder sind jedoch die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2012 weltweit weiter – d.h. im Vergleich mit dem Stand von 1990 um mehr als ein Drittel – angestiegen. Seit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls hat sich dieser Anstieg sogar noch deutlich verstärkt.

<sup>19</sup> Vgl. Bundesamt für Umwelt (2014)

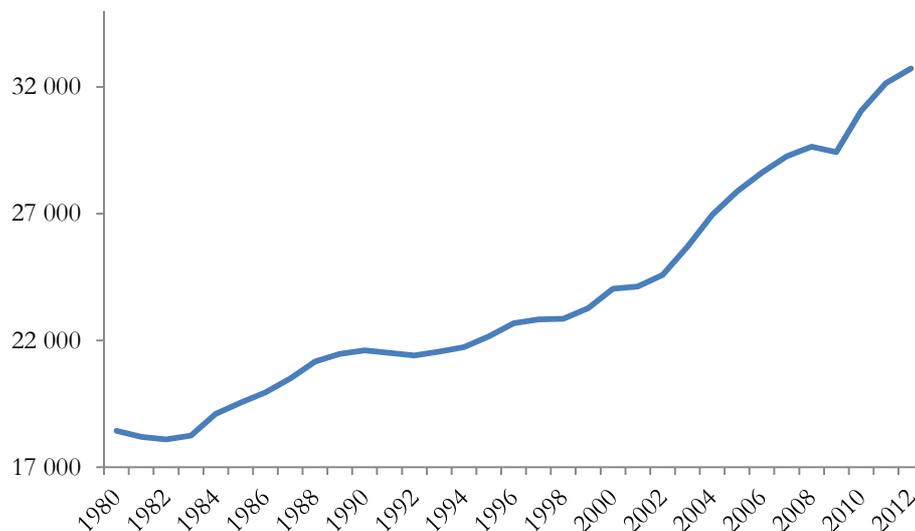


Abbildung 2: Globale CO<sub>2</sub>-Emissionen in Millionen Tonnen, 1980-2012 (Quelle: US Energy Information Administration)<sup>20</sup>

Der Teilnehmerkreis für die zweite Verpflichtungsperiode (2013-2020) hat sich merklich verändert. Kanada z.B. distanzierte sich 2013 vom Kyoto-Protokoll. Dieser Entscheidung dürfte nicht zuletzt auf die Verfügbarkeit effizienterer Techniken zur Erschliessung der in Kanada reichlich vorhandenen Ölsande zurückgehen. Neuseeland, Japan und die Russische Föderation nehmen an der zweiten Verpflichtungsrunde ebenfalls nicht mehr teil. Die noch an der zweiten Verpflichtungsrunde teilnehmenden Länder emittieren gegenwärtig aber nicht einmal mehr ganz 15% der weltweit anfallenden anthropogenen Emissionen.

Alle EU-Mitgliedsländer, die Schweiz und auch die anderen sich weiter am Kyoto-Protokoll orientierenden Länder haben sich trotzdem zu einer Übernahme noch anspruchsvollerer Emissionsbegrenzungs- und -reduktionsziele („Quantified Emission Limitation and Reduction Objectives“) verpflichtet. Die Schweiz müsste gemäss dieser Vereinbarung bis 2020 die Emissionen um 20% reduzieren, wobei im Ausland gekaufte Zertifikate zur Emissionsreduktion und die CO<sub>2</sub>-Speicherung durch ein Wachstum der bewaldeten Flächen weiterhin angerechnet werden können.

<sup>20</sup><http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=90&pid=44&aid=8&cid=ww,&syid=1980&eyid=2012&unit=MMTCOD>

### 3. Beitrag der Schweiz zu den globalen Treibhausgasemissionen

Explizite Reduktionsziele sind in der Schweiz bislang nur für die Emissionen für CO<sub>2</sub> formuliert. Für andere potenzielle Verursacher der globalen Erwärmung, wie z.B. Methan aus unterschiedlichen Emissionsquellen, wurden bislang noch keine vergleichbaren quantitativen Reduktionsziele bestimmt. Die Anteile der Schweiz an den globalen anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind jedoch bereits heute sehr gering und werden im Zeitablauf tendenziell sogar noch weiter zurückgehen.

Jahr	Welt in Mio. Tonnen	Schweiz in Mio. Tonnen	Anteil Schweiz in %
1980	18'434.18	47.22	0.26
1985	19'541.83	41.07	0.21
1990	21'615.45	43.48	0.20
1995	22'149.34	44.12	0.20
2000	23'738.37	45.44	0.19
2005	28'291.50	45.75	0.16
2010	31'780.36	45.55	0.14

Tabelle 1: CO<sub>2</sub>-Emissionen aus energetischer Nutzung (in Mio. Tonnen)<sup>21</sup>

Selbst wenn die Schweiz ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen in den kommenden Jahren nicht weiter reduzieren würde, nähme ihr Anteil an den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der energetischen Verwendung fossiler Energieträger kontinuierlich ab. Ausgehend von den Projektionen der U.S. Energy Information Administration (EIA) ginge der schweizerische Anteil im Jahr 2020 auf 0.12%, im Jahr 2030 auf 0.11% und 2040 schliesslich auf 0.10% zurück. Sollten die für die zweite Verpflichtungsperiode formulierten Reduktionsziele erreicht werden, wird der Anteil der Schweiz an den globalen anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich unter 0.1% sinken.

Die wesentlichen und von den klimapolitischen Entscheiden in der Schweiz völlig unabhängigen Gründe für einen tendenziell sinkenden Anteil der Schweiz an den anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind die – zumindest noch einige Jahrzehnte – wachsende Weltbevölkerung, die anhaltende Urbanisierung im Zuge zunehmenden Wohlstands in vielen Teilen der Welt, vor allem aufgrund des wirtschaftlichen Wachstums in den heutigen Schwellenländern („emerging markets“) und in einigen Entwicklungsländern

<sup>21</sup> Vgl. U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013). Um einen konsistenten Vergleich mit internationalen Daten zu ermöglichen, wird hier auf die angegebene Quelle und nicht auf nationale Statistiken zurückgegriffen.

(„frontier markets“). Trotz der zu erwartenden generellen Verbesserungen in der Energieeffizienz ist deshalb damit zu rechnen, dass die globale Energienachfrage weiter ansteigen wird.

Der Anteil fossiler Energieträger an der zur Befriedigung dieser Nachfrage erforderlichen Primärenergie wird auf absehbare Zeit zumindest gleich bleiben, realistisch betrachtet aber sogar eher noch zunehmen. Für Länder ohne ausreichende Möglichkeiten, die in einem zunehmenden Masse benötigte elektrische Energie mit Wasserkraftwerken zu erzeugen, werden die fossilen Energieträger Öl, Gas und insbesondere Kohle aus Kostengründen noch lange Zeit für die Versorgung mit Energie unentbehrlich sein.

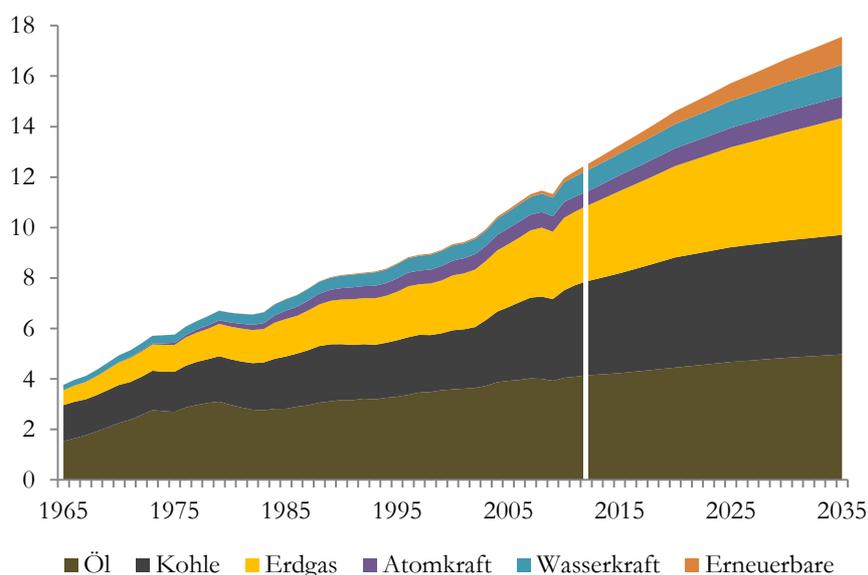


Abbildung 3: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträger, in Milliarden TOE (Tons of Oil Equivalents), 1965-2035 (Quelle BP)<sup>22</sup>

Solange der benötigte Strom von Kohlekraftwerken kostengünstiger produziert werden kann als von anderen Stromerzeugungsanlagen, wird sich diese Entwicklungstendenz auch nicht wesentlich verändern. Selbst in Regionen, wo Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Tages- und Jahresverlauf einen hohen Auslastungsgrad<sup>23</sup> der installierten

<sup>22</sup> British Petroleum (2014), Stand: June 2014

<sup>23</sup> Der Auslastungsgrad ist das Verhältnis zwischen der von einer Stromerzeugungsanlage in einem Jahr effektiv produzierten Energie (kWh) und der von dieser Anlage aufgrund ihrer installierten Leistung (kW) in einem Jahr maximal erzeugbaren Energie (kWh).

Leistung erreichen können, werden Kohlekraftwerke Strom noch lange Zeit erheblich günstiger produzieren<sup>24</sup>. Nur in den Weltregionen, in denen Erdgas kostengünstig gefördert werden kann, dürften Kohlekraftwerke sukzessive durch weniger CO<sub>2</sub> emittierende Gaskraftwerke ersetzt werden.

#### 4. Klimaschutz ist ein globales öffentliches Gut

Die auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückgeführte globale Erwärmung ist als ein globales Problem zu betrachten und sollte deshalb auch global gelöst werden. Nationale Anstrengungen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen kommen allen Ländern zugute. Dadurch entsteht für ein einzelnes Land zweifellos auch ein Anreiz, sich als „Trittbrettfahrer“ zu verhalten und von den Klimaschutz-Bemühungen anderer Länder zu profitieren, ohne selbst aktiv werden zu müssen.

Ein Alleingang der Schweiz – auch wenn sich im Rahmen eines Klimaschutzabkommens noch einige andere Volkswirtschaften zu vergleichbaren Massnahmen verpflichten – verschafft den sich nicht ernsthaft um Reduktionen bemühenden Ländern kompetitive Vorteile. Wenn diese Länder dann noch wesentlich grössere Anteile an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen haben als die in Sachen Klimaschutz besonders aktiven Länder bzw. Ländergruppen, sollte das Wettbewerbsargument bei den Entscheiden über die zur Einhaltung der eingegangenen Verpflichtungen zu treffenden Massnahmen unbedingt Berücksichtigung finden. Die Auswirkungen einer Einhaltung der eingegangenen Reduktionsverpflichtungen auf die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Unternehmen und die Einkommenssituation der privaten Haushalte dürfen daher nicht bagatellisiert oder gar negiert werden.

Je ambitionierter die Reduktionsziele sind, desto wichtiger wird eine kosteneffiziente Ausgestaltung und Umsetzung der zur Erreichung der angestrebten Ziele erforderlichen Massnahmen. Dabei geht es nicht nur um die direkten Kostenfolgen dieser Massnah-

<sup>24</sup> Bei solchen Vergleichen dürfen nicht nur die Gestehungskosten für den Strom aus unterschiedlichen Techniken zur Stromerzeugung, sondern es müssen auch die aus dem Einsatz bestimmter Techniken für das Stromversorgungssystem insgesamt resultierenden Folgekosten (Systemkosten) berücksichtigt werden. Insbesondere bei witterungsabhängigen Stromerzeugungsanlagen (Photovoltaik- und Windkraftanlagen) verzerrt eine Nichtberücksichtigung der Systemkosten den Kostenvergleich gravierend.

men für die Unternehmen und die privaten Haushalte, sondern vor allem um die sich daraus ergebenden volkswirtschaftlichen Kosten.

Oft wird Überlegungen zu einer möglichen Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit durch die Kosten der Reduktionsbemühungen entgegengehalten, dass gerade Volkswirtschaften mit einem vergleichsweise hohen Wohlstandsniveau eine Vorbildfunktion übernehmen sollten, um noch abseits stehende Industrieländer und insbesondere auch Entwicklungs- und Schwellenländer von der Notwendigkeit einer Reduktion der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu überzeugen. Sind die volkswirtschaftlichen Kosten der Reduktionsbemühungen aber so hoch, dass die steigenden Preise für Energie zu Einbussen in der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung und zu Verlusten an Arbeitsplätzen führen, dann wird aus der vermeintlichen Vorbildfunktion bald einmal ein „abschreckendes“ Beispiel, das den Abschluss eines globalen Abkommens zur Reduktion der Emissionen weiter verzögern oder sogar völlig verhindern dürfte.

Eine Reduktion der Nachfrage nach fossilen Energieträgern aufgrund von Anstrengungen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in einzelnen Ländern wirkt – bei gleichbleibendem Angebot auf dem Weltmarkt für diese Energieträger – zudem tendenziell preisdämpfend. Die Nachfrage nach diesen Energieträgern dürfte in den sich nicht an einem Klimaschutzabkommen beteiligenden Ländern dadurch eher noch stimuliert werden. Reduktionserfolge in einzelnen Wirtschaftsräumen führen daher nicht zwingend auch zu einer entsprechenden Reduktion der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>25</sup>.

Gerne wird in diesem Kontext auch das „First Mover“-Argument vorgebracht, nachdem die inländischen Unternehmen durch die nationalen Massnahmen zur Erreichung der Reduktionsziele zu Innovationen gezwungen werden, die sich dann später auf den Weltmärkten in Wettbewerbsvorteilen niederschlagen. Dabei wird aber übersehen, wie mobil technisches Wissen geworden ist und die erhoffte verstärkte Nachfrage nach den aufgrund ambitionierter nationaler Reduktionsziele entwickelten energieeffizienteren Produkten und Prozessen voraussetzt, dass die Bemühungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen auch effektiv weltweit in Gang kommen. „Fast Followers“ sind erfahrungsgemäss zudem oft erfolgreicher als die „Pioniere“, wie nicht zuletzt das Bei-

<sup>25</sup> Vgl. Sinn, H. W. (2008).

spiel der in einzelnen Ländern exzessiv geförderten Nachfrage nach Produkten der Solarindustrie gezeigt hat.

## 5. Massnahmen zur Erreichung der gesetzten Reduktionsziele

### 5.1. Cap and Trade

Ein globales Emissionshandelssystem („Cap and Trade“-System) – an dem sich möglichst viele Länder und vor allem auch die Länder mit den aus quantitativer Sicht massivsten Emissionen beteiligen – in Verbindung mit einer schrittweisen Reduktion der bewilligten Verschmutzungsrechte wäre sicherlich ein aus ökonomischer Sicht effizientes Instrument zur Erreichung der angestrebten Reduktionsziele. Die Staatengemeinschaft müsste dabei nur die Menge der für eine bestimmte Zeitperiode erlaubten Emissionen festlegen und entsprechende Emissionsrechte – oder besser gesagt Verschmutzungsrechte – in Form von Zertifikaten vergeben. Mit diesen Zertifikaten könnte dann gehandelt werden. Dadurch wird erreicht, dass allein die privaten Wirtschaftsakteure darüber entscheiden, welche Techniken zur Reduktion der Emissionen zum Einsatz kommen, an welchem geographischen Ort in diese Techniken investiert und welche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Angriff genommen werden. Der Marktpreis für die Emissionsrechte liefert dann sowohl die entscheidenden Signale für die Investitionen im Bereich der Energieumwandlung als auch für die Energienachfrager. Emittenten, bei denen die Kosten für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen höher liegen als der Marktpreis für die Emissionsrechte, werden daran interessiert sein, Emissionsrechte zu kaufen. Ein alle Emissionen erfassendes Emissionshandelssystem genügt daher, um den Einsatz emissionsarmer Techniken und die Investitionen in Erforschung und Entwicklung derartiger Techniken wirtschaftlich attraktiv zu machen. Entscheidend ist dabei allein die Festlegung des angestrebten Reduktionszieles (d.h. des „Cap“).

Ein Emissionshandelssystem schliesst jedoch eine Übererfüllung des mit dem „Cap“ jeweils festgelegten Reduktionsziels faktisch aus. Vereinzelt – vor allem von Umweltorganisationen – wird dies als ein Nachteil betrachtet und als Argument zur Ablehnung eines Emissionshandelssystems benutzt. Die viel gravierenderen Nachteile der an der Nachfrageseite ansetzenden Massnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bleiben

bei diesem, auf ein Nicht-Verstehen der Funktionsweise eines Emissionshandelssystem zurückgehenden, Einwand aber völlig unberücksichtigt.

Wenn aufgrund einer längeren konjunkturellen Schwächephase oder aufgrund massiver strukturellen Veränderungen in einzelnen Ländern eines mit einem Emissionshandelssystem operierenden Wirtschaftsraum die CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückgehen, dann führt ein solcher Rückgang auch nicht unbedingt zu einer stärkeren als der mit dem „Cap“ angestrebten Reduktion der Emissionen insgesamt, denn die „überschüssig“ gewordenen Emissionsrechte können dann verkauft werden und so die Emissionen in den anderen Ländern erhöhen. Das mit dem „Cap“ fixierte festgelegte Reduktionsziel des Wirtschaftsraumes wird jedoch erreicht.

Ein weiterer und häufig genannter Kritikpunkt eines „Cap and Trade“-Systems ist die „übliche“ Gratisvergabe der Verschmutzungsrechte. Durchaus denkbar wäre allerdings auch eine Versteigerung der Zertifikate durch die Staatengemeinschaft und die Verteilung der Erlöse aus den Versteigerungen an die Bürger der sich am System beteiligenden Länder.

Ein Emissionshandel ist auch mit Transaktionskosten verbunden.<sup>26</sup> Vor allem Unternehmen mit relativ geringen Emissionen werden durch die Kosten für das Management des Emissionshandels wesentlich stärker belastet als die Unternehmen mit relativ grossen Mengen an Emissionen, da die Höhe der anfallenden Transaktionskosten in den bisher praktizierten Emissionshandelssystemen ganz wesentlich durch die Kosten für die Ermittlung und Verifizierung der jährlichen Emissionsmengen bestimmt wird.

Für die Unternehmen mit vergleichsweise geringen Emissionen liegt es daher nahe zu prüfen, ob die Verpflichtung zur Teilnahme an einem Emissionshandelssystem entfallen könnte. Die Anreize zur Reduktion der Emissionen müssten für Emittenten, die sich aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht an einem Emissionshandelssystem beteiligen wollen, und für Emittenten, bei denen eine Teilnahme an einem solchen System nicht praktikabel ist, dann über die Einführung einer Emissionssteuer (z.B. in Form einer CO<sub>2</sub>-Abgabe) erreicht werden. Der Höhe einer solchen Steuer oder Abgabe müss-

<sup>26</sup> Vgl. Heindl, P. (2012), S. 3.

te sich dann jedoch an den Marktpreisen für die Zertifikate orientieren und dürfte nicht politisch festgelegt werden.

Eine globale CO<sub>2</sub>-Abgabe – oder zumindest eine in einem grossen Wirtschaftsraum erhobene Abgabe – könnte zwar im Prinzip ein Emissionshandelssystem ersetzen. Aus ökonomischer Sicht sind die unterschiedlichen Ansatzpunkte der beiden Vorgehensweisen zur Reduktion der Emissionen aber unbedingt zu beachten. Bei einem Emissionshandelssystem wird nur das Reduktionsziel („Cap“) vorgegeben und der Preis für die Verschmutzungsrechte bildet sich auf dem Markt, während bei einer CO<sub>2</sub>-Abgabe der Staat bzw. die Staatengemeinschaft den Preis zur Erreichung eines bestimmten Reduktionsziels vorab bestimmen muss. Objektive Kriterien zur Bestimmung eines „adäquaten Preises“ fehlen jedoch weitgehend. Ein möglichst alle Emittenten von CO<sub>2</sub> (und auch von anderen Treibhausgasen) erfassendes Emissionshandelssystem ist deshalb zweifellos das besser geeignete Instrument zur Reduktion der Emissionen (Mengensteuerung). Leider sind aus den bereits erwähnten Gründen die Chancen für den Abschluss eines derartigen globalen Abkommens gegenwärtig noch gering. Es besteht daher die Gefahr, dass einzelne Länder – ohne die schwerwiegenden volkswirtschaftlichen Konsequenzen zu beachten – im Alleingang und ohne Berücksichtigung der gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Auswirkungen CO<sub>2</sub>-Abgaben einführen bzw. die Sätze bereits bestehender CO<sub>2</sub>-Abgaben weiter erhöhen werden.

Die EU-Kommission hat sich nicht für ein Abgabensystem, sondern für ein Emissionshandelssystem (EU-ETS) entschieden<sup>27</sup>. Der in der EU praktizierte Emissionshandel konnte die erhofften Lenkungswirkungen aber bisher noch nicht wirklich entfalten. Verantwortlich für die bislang geringe Wirkung des EU-ETS sind vor allem die offensichtlich zu reichliche Anfangsausstattung mit Emissionszertifikaten und die durch die Finanzmarktkrise ausgelöste und länger als zunächst erwartet anhaltende konjunkturelle Schwächephase. Die Preise für die Zertifikate gingen deshalb sukzessive zurück und verloren damit sicherlich temporär etwas an Signalwirkung für Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Techniken. Der Preis an der European Energy Exchange (EEX) für das Recht, eine Tonne CO<sub>2</sub> zu emittieren, lag 2008 noch bei rund 36 Euro. Danach ging der Preis

<sup>27</sup> Die Einführung einer EU-weiten CO<sub>2</sub>-Abgabe hätte die Zustimmung aller Mitgliedsländer erfordert.

für ein derartiges Zertifikat kontinuierlich zurück und fiel zeitweilig sogar unter 5 Euro. Mitte Oktober 2014 stieg der Zertifikatepreis wieder auf etwas über 6 Euro an. Das Reduktionsziel („Cap“) für die EU insgesamt wurde jedoch eingehalten.

Die in Deutschland erfolgte, exzessive Förderung von Photovoltaik und Windkraft nach dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ aus dem Jahre 2000 hat zu diesem Preisverfall auch mit beigetragen. Ein Teil der Bemühungen zur Reduktion der Emissionen über das EU-ETS wurde durch den rasch wachsenden Anteil der neuen erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik an der Stromproduktion obsolet. Die Auslastung von mit fossilen Energieträgern arbeitenden Kraftwerken nahm infolge der vorrangigen Einspeisung des Stroms aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen ab. Die über den Preis der Emissionszertifikate zu schliessende Lücke zwischen den CO<sub>2</sub>-Emissionen ohne Reduktionsanstrengungen und dem eigentlich von der deutschen Politik angestrebten nationalen Ziel für die Menge an Emissionen wurde kleiner. Die dadurch nicht mehr benötigten Zertifikate drückten so in der EU den Preis für die Verschmutzungsrechte weiter, da das Angebot an Zertifikaten nicht entsprechend reduziert wurde.

Das Stromangebot der Photovoltaik- und Windkraftanlagen führte bei günstigen Witterungsbedingungen aufgrund der Kostenstruktur dieser Anlagen – mit gegen Null tendierenden Grenzkosten – zudem auch zu zeitweise stark fallenden Preisen auf dem Strommarkt. Diese Preisentwicklung beeinträchtigte den wirtschaftlichen Betrieb eines grossen Teils des konventionellen Kraftwerkparks, insbesondere auch die Wirtschaftlichkeit der gut steuerbaren und vergleichsweise wenig CO<sub>2</sub> emittierenden Gaskraftwerke. Für die Versorgungssicherheit mussten daher andere Lösungen gesucht werden. Davon konnten – nicht zuletzt wegen der tiefen Preise für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate – vor allem ältere, aber CO<sub>2</sub>-intensiv Strom produzierende, jedoch vergleichsweise kostengünstigere Kohlekraftwerke in Deutschland profitieren („Merit Order-Effekt“). Wie die Erfahrungen aus den letzten Jahren zeigen, führte diese Entwicklung zu einem von der Politik nicht beabsichtigten Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland.

Das EEG hat erhebliche Umverteilungen – von den Stromnachfragern zu den Investoren in Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie von witterungsbegünstigten in diesbezüglich schlechter gestellte Regionen – ausgelöst. Obwohl diese Umverteilungen be-

reits ein Volumen erreicht haben, das den Finanzausgleich zwischen den Bundesländern übertrifft, wurde zu dem von der Politik in Deutschland propagierten Klimaschutz praktisch nichts beigetragen. Eine Kombination der beiden Instrumente – Emissionshandel und Einspeisevergütungen<sup>28</sup> – kann also die Erreichung der an sich angestrebten Reduktionsziele erheblich beeinträchtigen.

Da bei einem „Cap and Trade“-System die zulässige Menge an Emissionen fixiert ist, führen zusätzliche Massnahmen zur Reduktion der Emissionen lediglich zu Umverteilungen. Ist für einen bestimmten Zeitraum die Menge an Zertifikaten mit einem „Cap“ einmal festgelegt, dann sollte grundsätzlich vorab immer geklärt werden, welche unbeabsichtigten Auswirkungen zusätzliche Massnahmen wie technische Vorschriften, Förderprogramme, Subventionen usw. haben werden.

Das gegenwärtige, aufgrund der zu reichlich vergebenen Emissionszertifikaten niedrige Preisniveau für die Zertifikate lässt Investitionen in Vermeidungsstrategien in vielen Fällen noch zu wenig attraktiv erscheinen. Sobald jedoch das EU-ETS als ein funktionsfähiges, d.h. durch die Festlegung eines entsprechenden Cap, die angestrebten klimapolitisch motivierten Reduktionsziele effektiv erfüllendes System betrachtet werden kann, wäre eine Integration der Schweiz in das europäische Emissionshandelssystem und ein Verzicht auf entsprechende nationale Massnahmen (CO<sub>2</sub>-Abgabe usw.) sicherlich eine bessere Lösung als die bisher praktizierte bzw. als die für die kommenden Jahre vorgeschlagene Politik.

Aufgrund des CO<sub>2</sub>-Gesetzes sind in der Schweiz gegenwärtig 55 energieintensiv produzierende Unternehmen von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe befreit, aber zur Teilnahme am schweizerischen Emissionshandelssystem verpflichtet. Die Unternehmen erhalten die ihnen zugeteilten Emissionsrechte kostenlos. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Unternehmen lagen im Jahr 2013 bei 5.63 Mio. Tonnen. Das Bundesamt für Umwelt

<sup>28</sup> Mit den Einspeisevergütungen soll die Differenz zwischen den Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen und dem Marktpreis für Strom ausgeglichen werden. In der Schweiz liegt die Höhe der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen je nach Anlagengrösse (Leistung in kW) und Anlagentyp (freistehend, angebaut oder integriert) seit dem 1.1.2014 zwischen 17.2 und 30.4 Rp/kWh. Selbst wenn die Differenz zwischen Gestehungskosten und Marktpreis auf 5 Rp/kWh sinken sollte und nur noch ein Drittel des für das Jahr 2050 anvisierten 11.12 TWh Strom aus Photovoltaikanlagen gefördert würde (Eigenverbrauch, Auslaufen der Förderung für weiter in Betrieb befindliche Anlagen), läge das jährliche Umverteilungsvolumen bei rund 185 Mio. Franken.

(BAFU) hat diesen Ausgangswert als erste Emissionsobergrenze bestimmt und verlangt von diesen 55 Unternehmen bis 2020 eine jährliche Reduktion um 1.74%. Die Emissionsobergrenze wird dazu entsprechend laufend vermindert und sollte im Jahr 2020 noch 4.9 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> betragen. Reichen einem Unternehmen die kostenlos abgegebenen Emissionsrechte für die Produktion nicht aus, dann kann es zusätzliche Zertifikate beim BAFU oder von anderen Unternehmen erwerben. In einem beschränkten Masse können die energieintensiv produzierenden Unternehmen auch Emissionsrechte im Ausland – z.B. im Rahmen des EU-ETS – kaufen. Am Jahresende müssen die Unternehmen über die erforderliche Anzahl an Zertifikaten für die effektiv erzeugten Emissionen verfügen und diese abgeben. Wenn ein Unternehmen nicht ausreichend Zertifikate vorweisen kann, ist eine Strafe zu entrichten (zurzeit in einer Höhe von 125 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>).

## **5.2. Emissionssteuern und Lenkungsabgaben**

Grundsätzlich führt jede Besteuerung von Gütern zu Verzerrungseffekten und Wohlfahrtsverlusten. Diese Wohlfahrtsverluste werden in der Regel mit den negativen externen Effekten der zu steuernden Güter gerechtfertigt. Mit der Besteuerung soll eine Internalisierung der externen Kosten erreicht werden. Eine „seriöse“ Bemessung der Höhe dieser externen Kosten ist jedoch in der Regel schwierig. Oft soll deshalb mit einer Besteuerung einfach auch nur – ungeachtet der damit unvermeidlich einhergehenden volkswirtschaftlichen Ineffizienzen – eine Reduktion der Nachfrage nach bestimmten Gütern erreicht werden (Rationierung).

Bereits heute werden in der Schweiz – wie auch in den meisten anderen Ländern – die als Treib- oder Brennstoffe eingesetzten fossilen Energieträger Benzin, Diesel, Heizöl und Gas nicht unerheblich besteuert. Die Einführung einer zusätzlichen Emissionssteuer zur Reduktion der Nachfrage nach fossilen Energieträgern würde daher weitere Wohlfahrtsverluste mit sich bringen. Die Höhe dieser Wohlfahrtsverluste hängt dabei sowohl von der Höhe der Steuerbelastung als auch von der Elastizität der Nachfrage nach den verschiedenen fossilen Energieträgern ab. Je geringer die Nachfrageelastizität ist, desto geringer sind auch die Verzerrungseffekte. Eine Besteuerung von Gütern mit einer unelastischen Nachfrage und einer Verwendung des daraus resultierenden Steuer-

aufkommens zur Reduktion der Besteuerung von Gütern mit einer elastischen Nachfrage kann sich daher möglicherweise auch positiv auswirken<sup>29</sup>. Ist dies der Fall, wird von einer sogenannten „doppelten Dividende“ gesprochen.

Auf diesem Grundgedanken basiert die Konzeption aufkommensneutral („fiskalneutral“) ausgestalteter Emissionssteuern, für die in der Regel der Begriff Lenkungsabgaben verwendet wird. Allerdings ist dabei nicht immer gesichert, dass die gewählte Form der Rückerstattung tatsächlich auch eine Reduktion stark verzerrender Steuern auf andere, unter dem Emissionsaspekt als unbedenklich erscheinende, Güter mit sich bringt. Die Erfahrung zeigt allerdings, dass die Einnahmen aus den Lenkungsabgaben früher oder später zu neuen Begehrlichkeiten führen und dann Teile der Einnahmen zweckentfremdet und zur Finanzierung von Subventionen verwendet werden.

Die Einführung einer neuen CO<sub>2</sub>-Emissionssteuer oder die Erhöhung von bereits bestehenden Steuern auf fossile Energieträger führt – wie alle verzerrenden Steuern – zu einer Veränderung der relativen Preise und in den meisten Fällen auch zu einer Erhöhung des Preisniveaus. Zwar ist eine Reaktion der Nachfrage auf sich ändernde relative Preise dabei durchaus erwünscht, die mengenmässige Nachfrage wird sich – sei es aus technischen Gründen oder aufgrund verhaltensökonomisch bedingter Hemmnisse – in der Regel jedoch weniger rasch an die Preisveränderungen anpassen können.

Die direkten und indirekten Auswirkungen der auf Emissionssteuern oder Lenkungsabgaben zurückgehenden Preiserhöhungen bei Brenn- und Treibstoffen auf den Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) führen z.B. zu einer sukzessiven Erhöhung des Preisniveaus, selbst wenn die Steuer- bzw. Abgabensätze in der Folge nicht weiter erhöht werden sollten. Ein Anstieg des Preisniveaus wird – früher oder später – einen Anstieg der Lohnkosten mit sich bringen, den die Unternehmen ganz oder zumindest teilweise über die Preise überwälzen müssen. Eine auf den Anstieg des Preisniveaus zurückgehende Abwertung des Schweizer Frankens und damit eine Wiederherstellung der preislichen Wettbewerbsfähigkeit dürfte angesichts der importierten Vorleistungen

<sup>29</sup> Sind die besteuerten Güter und Güter mit einer elastischen Nachfrage jedoch Komplemente, dann kann die mit der Steuer angestrebte Reduktion der Nachfrage nach dem besteuerten Gut auch zu einer Reduktion der Nachfrage nach diesen anderen Gütern führen. Z. Bsp. kann eine über die Besteuerung erreichte Reduktion der Nachfrage nach Energie auch eine Reduktion der Nachfrage nach Kapital induzieren und dadurch zu einer Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Produktion sowie zu Wohlstandsverluste führen.

für viele Exportgüter sowie der geringen Bedeutung des Waren- und Dienstleistungshandels für die Wechselkursentwicklung wenig wahrscheinlich sein.

Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der in der Schweiz produzierenden Unternehmen wird daher nach Einführung einer Emissionsteuer ohne Befreiungsmöglichkeit direkt durch eine Verteuerung des Produktionsfaktors „Energie“ und indirekt durch Sekundäreffekte eines gestiegenen Preis- und Lohnniveaus beeinträchtigt. Die oft aufgrund der Verteuerung des Produktionsfaktors „Energie“ praktizierte Befreiung energieintensiv produzierender Unternehmen von Emissionssteuern bzw. Lenkungsabgaben führt jedoch faktisch zum gleichen Ergebnis, da dann der Steuer- bzw. Abgabensatz für die übrigen Emittenten erhöht werden muss, um die angestrebten Lenkungseffekte zu erreichen.

Eine Beschränkung auf die Betrachtung des aktuellen Anteils der Ausgaben für Energieträger an den Produktionskosten eines Unternehmens greift daher zu kurz. Nicht nur die Energiekosten als Anteil an den Produktionskosten eines Unternehmens, sondern auch die Energiekosten insgesamt, ausgedrückt als Anteil am nominalen BIP, sind deshalb bei den politischen Bemühungen, eine fortschreitende De-Industrialisierung zu verhindern bzw. eine Re-Industrialisierung zu ermöglichen, unbedingt zu beachten. Die Schweiz ist ein Industrieland und steht mit anderen Ländern im Wettbewerb um Investitionen und Arbeitsplätze. Dabei spielen die Energiekosten – bereits heute – eine nicht vernachlässigbare Rolle. Die Verfügbarkeit von im internationalen Vergleich preisgünstiger Energie ist ein entscheidender Faktor für das Wachstum der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung (BIP)<sup>30</sup>.

Für eine Verlagerung energieintensiver Produktionen und damit auch einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Länder aufgrund von vergleichsweise hohen und in erster Linie auf die unterschiedlichen Steuer- und Abgabenbelastungen zurückgehenden Energiepreisen, gibt es erste Hinweise. In Deutschland z.B. sind in den letzten Jahren die Nettoinvestitionen der energieintensiv produzierenden Unternehmen im Inland deutlich zurückgegangen, im weniger durch solche Steuern und Abgaben belasteten

<sup>30</sup> Vgl. McKittrick, R. und E. Aliakbari (2014)

Ausland dagegen weiter angestiegen<sup>31</sup>. Die im internationalen Vergleich in Deutschland hohen Energiekosten wirken sich letzten Endes auf die ganze industrielle Wertschöpfungskette aus, d.h. sowohl die vorgelagerten als auch die nachgelagerten Wirtschaftssektoren werden dadurch im globalen Wettbewerb beeinträchtigt. Vergleichbare Auswirkungen sind auch für die Schweiz zu erwarten, wenn die Besteuerung fossiler Energieträger bzw. deren Belastung durch Lenkungsabgaben weiter zunehmen sollte und in anderen Wirtschaftsräumen auf entsprechende zusätzliche Belastungen verzichtet wird. Die Schweiz wird jedoch die von der Politik gesetzten ambitionierten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nur mit einer hohen Belastung des Einsatzes fossiler Energieträger erreichen können.

Emissionssteuern – ein Element einer ökologischen Steuerreform – sind zudem aus fiskalischer Sicht grundsätzlich problematisch, da das Steuersubstrat abnimmt, sobald die erhoffte Wirkung eintritt. Die Steuersätze müssen dann laufend erhöht werden, um das Steueraufkommen zu erhalten. Kompensationsmöglichkeiten – vor allem solche, deren Einkommenseffekte die angestrebten Substitutionseffekte nicht teilweise oder sogar gänzlich wieder beseitigen – dürften im Rahmen des gegenwärtigen Finanzsystems jedoch nicht einfach zu finden sein. Eine ökologische Steuerreform setzt nicht nur das bisher hochgehaltene Prinzip einer Besteuerung nach der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit weitgehend ausser Kraft, sondern erfordert auch einen grundlegenden Umbau des föderalen Steuersystems.

Ein spezielles und bisher nur wenig beachtetes Problem sind die Verteilungswirkungen von Emissionssteuern. In einigen Regionen ist es im Jahresmittel naturgemäss etwas kälter, weshalb dort mehr und länger geheizt werden muss. Die Finanzierung energieeffizienter Geräte ist nicht allen privaten Haushalten und Unternehmen immer sofort möglich, Emissionssteuern wirken regressiv usw. Die Auswirkungen auf die Verteilung nehmen mit der Höhe der Steuersätze und dem Ausmass der Befreiungsmöglichkeiten zu. Befreiungen von der Steuerpflicht sind zudem wettbewerbsverzerrende Subventionen.

<sup>31</sup> Vgl. Heymann, E. und H. Berscheid (2013).

Auch die sogenannten Lenkungsabgaben, d.h. die durch eine Rückerstattung an die Bürger aufkommensneutral ausgestaltete finanzielle Belastung des Einsatzes fossiler Energieträger, führen zu Verzerrungen. Aufkommensneutral ausgestaltet heisst, dass die Bürger die höheren Ausgaben für die Energieträger wieder vollständig zurückerstattet bekommen. Die Ausgestaltung der Rückerstattung entscheidet dabei mit über das Ausmass der damit einhergehenden Wohlfahrtsverluste bzw. Wohlfahrtszugewinne. Lenkungsabgaben mit Rückerstattung zur Wahrung der Aufkommensneutralität haben jedoch ebenfalls Verteilungswirkungen sowie Auswirkungen auf die Preis- und Lohnentwicklung mit den entsprechenden Folgen für die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der im Inland produzierenden Unternehmen.

Eine Lenkungsabgabe ist zwar ein als marktwirtschaftlich charakterisiertes Instrument zur Steuerung der Nachfrage, d.h. jeder Nachfrager soll frei wählen können, auf welche Energieträger er setzen will und wie viel Energie er nachfragen möchte. Aber nicht jeder Nachfrager kann auf die zur Erreichung der Reduktionsziele notwendigen Veränderungen der relativen Preise flexibel reagieren. Diese Abgaben verändern daher nicht nur die relativen Preise, sondern führen auch zu einem Anstieg des Preisniveaus, da sich die Rückerstattung nicht in einer Reduktion der Konsumentenpreise (LIK) niederschlägt<sup>32</sup>. Eine Erhöhung des verfügbaren Einkommens der privaten Haushalte durch die Rückerstattung hat keinen direkten und vor allem keinen entlastenden Einfluss auf das Preisniveau. Solange die Abgabensätze nicht allzu hoch sind, sind die negativen Begleiterscheinungen von Lenkungsabgaben noch einigermaßen vertretbar. Um die von der Politik gewünschten Lenkungseffekte zu erreichen, sind jedoch vergleichsweise hohe Abgabensätze erforderlich. Die – für eine Erreichung der mit der „Neuen Energiepolitik“ des Bundesrates für das Jahr 2050 angestrebten Ziele – errechnete Grössenordnung für eine solche Abgabe liegt daher auch bei 1'140 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub><sup>33</sup>. Die Verteilungswirkungen und die Folgen für die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen derartig hoher Abgabensätze werden entsprechend gravierend sein. Auch eine

<sup>32</sup> In gewissen Bereichen sind Ausweichreaktionen der Nachfrager möglich. Z.B. könnte durch Eine Belastung der Treibstoffe mit einer entsprechend hohen CO<sub>2</sub>- Abgabe sich der „Benzintourismus“ umkehren.

<sup>33</sup> Im Rahmen dieser Berechnungen zur Erreichung der Zielsetzungen wird auch der Strompreis durch eine entsprechende Abgabe erhöht. Vgl. für die Details z.B. Ecoplan (2012).

Befreiung von Emissionssteuern bzw. Lenkungsabgaben unter der Voraussetzung, dass bestimmte Zielverpflichtungen eingehalten werden (Bsp.: Modell der Energieagentur der Wirtschaft (EnAW)), führt zu vergleichbaren Auswirkungen, da Verbesserungen der Energieeffizienz und eine Reduktion des Einsatzes von fossilen Energieträgern, die sich rechnen, aus wirtschaftlichen Überlegungen ohnehin vorgenommen werden.

### **5.3. Border Tax Adjustment Measures (BAM)**

Hohe Emissionssteuersätze oder hohe Abgabensätze zur Erreichung der angestrebten Reduktions- und Effizienzverbesserungsziele führen zu Produktions- und Emissionsverlagerungen in andere Länder mit geringeren oder keinen vergleichbaren Belastungen. Die Befreiung energieintensiv produzierender Unternehmen ist deshalb ein häufig verwendeter Ansatz zur Verhinderung dieser Verlagerungen.

Zur Neutralisierung der von Land zu Land unterschiedlichen Belastungen wird aber auch die Einführung von Grenzausgleichsmassnahmen („Border Tax Adjustment Measures“) vorgeschlagen. In einigen Ländern wird mit solchen Massnahmen bereits versucht, die Folgen unterschiedlich hoher Verbrauchssteuersätze an den Grenzen abzumildern. Die Güter werden dabei nicht mehr mit den im Herkunftsland geltenden Abgabensätzen, sondern mit den Sätzen des Bestimmungslandes belastet.

Diskutiert werden deshalb BAM auch zum Ausgleich unterschiedlicher hoher Emissionssteuern und/oder Lenkungsabgaben. Bei importierten Gütern müsste sich die Abgabe an der im Produktionsprozess dieser Güter angehäuften Menge an CO<sub>2</sub> orientieren. Im Rahmen des Regelwerks der World Trade Organisation (WTO) wäre die Einführung einer solchen Importabgabe im Prinzip zwar möglich, die effektive Ermittlung des spezifischen CO<sub>2</sub>-Gehalts eines importierten Gutes ist jedoch sicherlich nicht ganz einfach. Zudem dürfte der dazu erforderliche Aufwand nicht unerheblich sein. Eine Rückerstattung der bei der Produktion von Exportgütern angefallenen CO<sub>2</sub>-Abgaben könnte – bei gleichzeitiger Einführung einer entsprechenden Belastung der importierten Güter – von der WTO jedoch als eine Exportsubvention betrachtet werden und damit auf rechtliche Schwierigkeiten stossen. Als BAM zur Verhinderung von Produktionsverlagerungen kommen deshalb wohl nur Importabgaben in Betracht.

Der mit einer BAM auf die Importe beabsichtigte Schutz der energieintensiv produzierenden Unternehmen wird aber auch dann nur erreicht werden können, wenn die Produktion dieser Unternehmen nicht in einem hohen Ausmass auf importierte Güter mit einem hohen CO<sub>2</sub>-Gehalt basiert. Vor einem nationalen Alleingang bei der Einführung solcher Massnahmen wäre diese Frage daher noch im Detail abzuklären. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch nach Einführung von BAM, die in der Schweiz energieintensiv produzierenden Unternehmen durch eine Emissionssteuer oder CO<sub>2</sub>-Abgabe im internationalen Wettbewerb benachteiligt bleiben werden.

#### **5.4. Subventionen**

Subventionen sind grundsätzlich Wettbewerbsverzerrungen, deren Kosten von den im Wettbewerb stehenden Unternehmen und den privaten Haushalten getragen werden müssen. Subventionen für Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen sollten deshalb nur ausgerichtet werden, wenn schwer zu behebbende Informationsdefizite und/oder verhaltensökonomische Hemmnisse vorliegen. Im Gebäudebereich verfügen z.B. nicht alle Eigentümer von Immobilien über die Informationen in Bezug auf die wirtschaftlichen Vorteile einer Sanierung der Gebäudehülle oder der technischen Gebäudeausrüstung. Hinzu kommt die „Vermieter-Mieter-Problematik“, die ein verhaltensökonomisch bedingtes Hemmnis bei der Verbesserung der Energieeffizienz eines Gebäudes sein kann.

Es muss daher in jedem Einzelfall geprüft werden, ob eine Subvention das geeignete Instrument zur Behebung eines bestimmten Marktversagens ist. Bei einer Subventionierung von Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz ist ausserdem zu bedenken, dass sich wirtschaftlich lohnende Effizienzverbesserungen auch ohne Subventionen vorgenommen werden. Bei einer Subventionierung besteht deshalb immer die Gefahr von Mitnahmeeffekten, wenn ohnehin vorgesehene private Mittel durch öffentliche Gelder ersetzt werden. Mitnahmeeffekte führen dazu, dass die Subventionen dadurch – zumindest teilweise – keine zusätzlichen Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz und/oder zur Reduktion der Energienachfrage auslösen. Eine zuverlässige Abschätzung des Ausmasses solcher Mitnahmeeffekte im Voraus ist schwierig und auch eine Evaluation im Nachhinein ist nur unter bestimmten Bedingungen wirk-

lich aussagekräftig<sup>34</sup>. Auch Rebound-Effekte einer sind nicht auszuschliessen<sup>35</sup>. Für einen spezifischen Bereich gewährte Subventionen lösen erfahrungsgemäss zudem auch Subventionsbegehren für scheinbar ähnlich gelagerte Bereiche.

### 5.5. Technische Vorschriften

Die verschiedenen der zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Frage kommenden Massnahmen – Emissionshandel, Emissionssteuern und Lenkungsabgaben, technische Mindeststandards – führen zu unterschiedlich starken Effizienzverlusten.

Die Vorgabe technischer Mindestanforderungen könnte zwar ein effektives Mittel zur Verbreitung bestimmter Techniken sein. Zur Förderung des technischen Fortschritts müssen die technischen Vorschriften aber laufend an die technische Entwicklung angepasst werden und mit den internationalen Entwicklungen kompatibel sein. Mit einer Festlegung auf technische Vorschriften und bestimmte Techniken ist in der Regel eine „Wissensanmassung“ von Politik und Verwaltung verbunden. Die Zielkonflikte zwischen Effizienzeinbussen und Effektivitätsverlusten aufgrund der Ausgestaltung der einzuhaltenden technischen Standards sind daher zu beachten. Technische Mindestanforderungen schränken den Entscheidungsspielraum der Energienachfrager ein. Die auf technische Vorschriften zurückgehende Einschränkung der Konsumentensouveränität und die damit einhergehenden wirtschaftlichen Auswirkungen sind immer mit zu berücksichtigen. Eine Festlegung technischer Vorschriften sollte deshalb auch nur im Rahmen einer internationalen Abstimmung erfolgen.

Eine frühzeitige Ersetzung von Geräten aufgrund von neuen technischen Vorschriften lässt zudem die „graue Energie“ unberücksichtigt. Häufig wird nicht beachtet, dass in den zu ersetzenden Geräten mehr „graue Energie“ vernichtet wird als über die Lebens-

<sup>34</sup> Eine Befragung der Subventionsempfänger wird in aller Regel dazu nicht ausreichen, denn wer räumt schon freiwillig ein, dass er auch ohne Subventionierung die Investition getätigt hätte. Nur wenn das vorgesehene Förder-volumen nicht ausreicht, um alle Förderungsanträge zu befriedigen, könnte im Nachhinein bei den nicht zum Zuge gekommenen Antragstellern untersucht werden, ob sie trotzdem das Investitionsvorhaben durchgeführt haben, für das ein Subventionsbegehren gestellt wurde.

<sup>35</sup> Ein direkter Rebound-Effekt entsteht dadurch, dass eine Effizienzverbesserung in der Bereitstellung eines Gutes auch dessen Nutzung verbilligt (Preiseffekt). Ein indirekter Rebound-Effekt ergibt sich aus der auf eine Effizienzverbesserung zurückgehenden verbilligten Nutzung einer Energiedienstleistung, die zu einer Erhöhung des verfügbaren Einkommens des Energienachfragers führt (Einkommenseffekt).

dauer der neuen Geräte an Energie eingespart werden kann. Auf nationale technische Standards angeblich zurückgehende Wettbewerbsvorteile („First-Mover“-Argument) sind nicht zu erwarten. Eine Vorreiterrolle kann auf Dauer nur dann etwas bringen, wenn andere Länder rasch nachziehen. Die Festlegung auf bestimmte technische Vorschriften, z.B. Emissionsgrenzwerte für Motorfahrzeuge, führen auch nicht zwingend zu den gewünschten Ergebnissen. Die Industrie bringt dann technische Lösung auf den Markt (z.B. „Plug-in-Hybride“), mit denen die Emissionsgrenzwerte im EU-Prüfverfahren (NEFZ) problemlos erreicht, im praktischen Einsatz aber weit überschritten werden.

In Bezug auf die Auswirkungen von technischen Vorschriften zur Verbesserung der Energieeffizienz sind zudem direkte und indirekte Rebound-Effekte fast die Regel. Diese Rebound-Effekte bewirken, dass die an sich möglichen Reduktionen der Nachfrage nach fossilen Energieträgern und der damit verbundenen Emissionen nicht erreicht werden. Die Rebound-Effekte sind zwar immer real, teilweise aber doch zu gering, um Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz von vorneherein als gescheitert zu betrachten<sup>36</sup>. Allerdings zeigen empirische Untersuchungen für die Bereiche „Individualverkehr und Raumwärme“, dass die direkten Rebound-Effekten doch ganz erheblich sein können und deshalb bei einer rationalen Ausgestaltung der einzuschlagenden Massnahmen berücksichtigt werden müssen<sup>37</sup>.

## **6. Zusammenfassung der Überlegungen zu den von der Politik beabsichtigten Reduktionen der Treibhausgasemissionen**

Der äusserst geringe und in den kommenden Jahren mit einiger Sicherheit noch weiter sinkende Anteil der Schweiz an den globalen Treibhausgasemissionen zeigt, dass die Schweiz nur sehr wenig zur Lösung der auf diese Emissionen zurückgeführten Probleme beitragen kann. Diese Einschätzung gilt auch für den Fall, dass sich der Kreis der Teilnehmer an der zweiten Verpflichtungsperiode im Rahmen des Kyoto-Protokolls in naher Zukunft noch etwas erweitern sollte.

<sup>36</sup> Vgl. K. Gillingham et al, The rebound effect is overplayed, in: Nature 493 (2013), S.475f.

<sup>37</sup> Vgl. Z.B. Frondel, M. and C. Vance (2011).

Solange sich nur Volkswirtschaften mit einem relativ kleinen und tendenziell sogar abnehmenden Anteil an den globalen Emissionen effektiv um eine Reduktion bemühen, müssen die volkswirtschaftlichen Kosten der dazu notwendigen Massnahmen und der davon zu erwartende Nutzen für die Klimaentwicklung vorurteilsfrei gegeneinander abgewogen werden. Ein nationaler Alleingang – selbst wenn sich noch einige andere Länder an den Reduktionsbemühungen beteiligen sollten – wird nur wenig bewirken können. Auch zusammen mit der EU kann die Welt auf diesem Weg nicht gerettet werden. Wenn man davon ausgeht, dass in den Treibhausgasemissionen der Schlüssel zur Eindämmung der globalen Erwärmung liegt, dann muss zunächst ein völkerrechtlich bindendes Abkommen abschliessen, an dem sich zumindest alle Länder mit massiven und aus heutiger Sicht tendenziell noch weiter zunehmenden Emissionen beteiligen.

Die Schweiz sollte sich deshalb an den Bemühungen für das Zustandekommen eines derartigen Abkommens aktiv beteiligen. Ein Schlüsselfaktor für das Zustandekommen eines globalen Abkommens sind dabei sicherlich die Fortschritte bei der Entwicklung von Techniken, mit denen Strom zuverlässig und vor allem kostengünstiger als mit Kohlekraftwerken erzeugt werden kann. Dazu sollte auch die Entwicklung neuer KKW, mit minimalen betrieblichen Risiken und weitgehend entfallenden Problemen bei der Endlagerung des radioaktiven Materials, weltweit wieder stärker gefördert werden. Ein hochindustrialisiertes Land wie die Schweiz sollte dabei nicht im Abseits stehen bleiben, sondern müsste sich im Sinne der Bemühungen zur Reduktion der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen vielmehr aktiv an der Erforschung und Entwicklung dieser Techniken beteiligen<sup>38</sup>.

Nationale Reduktionsverpflichtungen sollten unbedingt an die Fortschritte im Rahmen eines effektiv globalen Abkommens gebunden werden. Eine Vorreiterrolle der Schweiz wird vom Rest der Welt nicht honoriert. Für einen nationalen Alleingang ist aber ein hoher Preis zu entrichten. Die von der Politik angestrebten und von den Umweltorganisationen erwünschten nationalen Reduktionsziele mögen aus Sorge um das globale Klima berechtigt erscheinen. Die Auswirkungen zur Erreichung der Reduktionsziele

<sup>38</sup> Vgl. dazu u.a. Hargraves R. (2014).

vorgeschlagenen Massnahmen müssen jedoch emotionslos hinterfragt werden. Dies gilt insbesondere für Massnahmen, die nicht an der Angebotsseite, sondern an der Nachfrageseite ansetzen. Die wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen der Bemühungen zur Reduktion der Nachfrage nach Energie in der Schweiz dürfen deshalb nicht ausser Acht gelassen werden. Um die beabsichtigten Lenkungseffekte zu erreichen müssen die Steuer- und Abgabensätze entsprechend hoch sein. Die Schweiz würde dann aber zu einer politisch errichteten Energiepreisinsel. Mit einer wachsenden Belastung der Emissionen durch spezifische Steuern und Abgaben nimmt jedoch die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der in Schweiz produzierenden Unternehmen insgesamt ab und die volkswirtschaftlichen Kosten steigen an. Die in diesem Kontext immer wieder ins Spiel gebrachte mögliche Befreiung energieintensiv produzierender Unternehmen von der Abgabenlast darf nicht dazu missbraucht werden, um die aus vergleichsweise hohen Abgaben resultierenden Beeinträchtigungen der preislichen Wettbewerbsfähigkeit aller in der Schweiz produzierenden Unternehmen und die unvermeidlichen Verteilungswirkungen zu bagatellisieren.

Wird das Ziel „Reduktion der Treibhausgasemissionen“ ohne Berücksichtigung der wirtschaftlichen Auswirkungen der zur Zielerreichung bereits getroffenen bzw. noch zu beschliessenden Massnahmen verfolgt, besteht zudem eine erhebliche Gefahr, dass die Folgen der sich daraus ergebenden Kostendynamik andere Länder davon abhalten können, selbst vergleichbare Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Der Abschluss eines globalen Abkommens zur Reduktion der Emissionen wird dann noch unwahrscheinlicher.

---

### III. Energiestrategie 2050 – Volkswirtschaftliche Kosten des geplanten Umbaus der Stromversorgung

---

#### Das Wichtigste in Kürze:

1. Der Investitionsbedarf für den in der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Umbau der Stromversorgung lässt sich zu heutigen Preisen wie folgt beziffern:
  - PV-Anlagen: 32 Mrd. Franken
  - Windenergieanlagen: 6.4 Mrd. Franken
  - Geothermie-Anlagen: mind. 20 Mrd. Franken
  - Backup-Kraftwerke: mind. 6 Mrd. Franken
  - Pumpspeicherwerke: 33 Mrd. Franken
  - Netzausbau und -verstärkung: mind. 10 Mrd. Franken.

Das ergibt einen Investitionsbedarf von über 100 Mrd. Franken für einen Umbau des Stromsektors, der die Versorgungssicherheit beeinträchtigt und klimapolitisch bestenfalls wirkungslos ist. Die volkswirtschaftlichen Kosten des im Rahmen der Energiestrategie 2050 erzwungenen Energiesparens sind dabei noch nicht berücksichtigt.

2. Der Investitionsbedarf für einen Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke durch Kernkraftwerke der 4. Generation beläuft sich etwa auf ein Drittel. Noch geringer wäre der Investitionsbedarf, wenn man auf Gaskraftwerke setzen würde.
3. Die Energiestrategie 2050 setzt auf der Angebotsseite schwergewichtig auf Technologien zur Stromerzeugung, die entweder preislich nicht wettbewerbsfähig sind (PV und Windkraft) oder aufgrund fehlender Marktreife noch gar nicht eingesetzt werden (Geothermie).
4. Es ist davon auszugehen, dass sich im relevanten Planungshorizont nicht alle Ausbauziele der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energiequellen werden realisieren lassen. Ausserdem ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass die ambitionierten Stromsparziele nicht erreicht werden können. Die Energiestra-

- ategie 2050 dürfte sich dann immer stärker in eine Importstrategie verkehren – mit allen damit verbundenen Risiken.
5. PV- und Windenergieanlagen produzieren den Strom fluktuierend und nicht bedarfsgerecht. Sie werden trotz der Reduktionen der Gestehungskosten in der jüngeren Vergangenheit stets auf Subventionen angewiesen bleiben, weil sie Strom von geringem Wert produzieren.
  6. Ein grosser Teil des Sonnen- und Windstroms wird in Speicherkraftwerken in hochwertige Bandenergie umgewandelt werden müssen. Die Kosten der Veredelung des nicht bedarfsgerecht produzierten, für die Systemstabilität schädlichen Sonnen- und Windstroms müssen zu den Gestehungskosten von PV- und Windenergieanlagen hinzugerechnet werden. Ein Kostenvergleich von unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien ohne Berücksichtigung der Systemkosten ist nicht zulässig.
  7. Mangels besserer Alternativen wird man für die Zwischenspeicherung auf Pumpspeicherwerke zurückgreifen müssen. Der zusätzlich erforderliche Ausbau von Pumpspeicher-Kapazitäten dürfte in der diesbezüglich zugebauten Schweiz gar nicht realisierbar sein. Davon abgesehen, liegen die damit verbundenen kalkulatorischen Kosten im Bereich von 25-35 Rp. pro kWh und machen die PV und Windkraft – ganz unabhängig von deren Gestehungskosten – zu äusserst teuren Stromerzeugungstechnologien.
  8. Der Umbau der Stromversorgung mit Hinwendung zur dezentralen Produktion und Einspeisung auf den unteren Netzebenen sowie zu Importen wird zusätzliche Investitionen in Netzausbau und -erweiterungen in zweistelliger Milliardenhöhe bedingen. Die Verteilnetze müssen auf Kapazitäten ausgerichtet werden, die nur während einem Bruchteil der Zeit – vorwiegend im Sommer zur Mittagszeit – genutzt werden.
  9. Die durch die dezentrale und fluktuierende Einspeisung entstehenden Netzprobleme sollen mittels Entwicklung der Verteilnetze in Richtung „Smart Grids“ gelindert werden, die aber bislang nur als Konzept existieren. Bezüglich Kosten, Nutzen und auch Risiken der „intelligenten Vernetzung“ aller Akteure

sind viele Fragen ungeklärt.

10. Angesichts der hohen Gestehungs- und Systemkosten von PV- und Windenergieanlagen liesse sich der Umbau der Stromversorgung aus ökonomischer Perspektive nur dann rechtfertigen, wenn damit eine massive Reduktion der „klassischen“ externen Kosten einherginge. Dies trifft bei objektiver Betrachtung allerdings nicht zu.
11. Die Subventionierung von PV- und Windstrom führt zu Verzerrungen auf dem Strommarkt und eliminiert Anreize für Investitionen in steuerbare Kraftwerke (insbesondere Wasserkraft) mit potenziell gravierenden Folgen für die Versorgungssicherheit.
12. Der Ausstieg aus der Kernenergie steht in einem starken Zielkonflikt mit der Reduktion der Treibhausgas-Emissionen. Inländische Gaskraftwerke und Stromimporte werden keinen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen leisten.
13. Die PV- und Windenergieanlagen sind mit einem äusserst hohen Flächenbedarf verbunden und beeinträchtigen das Landschaftsbild. Für die anvisierte Sonnenstrom-Produktion müsste eine Fläche von 10'000-20'000 Fussballfeldern (70-150 km<sup>2</sup>) mit PV-Anlagen bestückt werden. Die Windstromziele erfordern eine mehr als 600 km lange Kette von über 1'400 Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von je 150 Metern. Ob dieser Zubau in der dicht besiedelten Schweiz auf gesellschaftliche Akzeptanz stossen wird, ist höchst fraglich.
14. Die Energiestrategie 2050 erweckt den Eindruck, die Strom- und Energiesparziele liessen sich ohne nennenswerte Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum erreichen. Die empirischen Befunde zeigen aber deutlich, dass die reichliche Verfügbarkeit von Energie zu international konkurrenzfähigen Preisen für die Wirtschaftsleistung von grosser Bedeutung ist. Nebst den bereits extrem hohen Systemkosten und den zusätzlichen externen Kosten der Energiestrategie 2050 sind auch volkswirtschaftliche Kosten durch Industrieabwanderung, Rückgang der Investitionen und Verlagerungen von Konsumausgaben ins

Ausland in Rechnung zu stellen.

15. Aus all diesen Gründen ist die Energiestrategie 2050 von Grund auf in aller Ruhe und Objektivität neu zu überdenken. Die negativen Konsequenzen – stark steigende Energiepreise, sinkende Stabilität des Stromsystems, zunehmende Auslandabhängigkeit, erodierende internationale Wettbewerbsfähigkeit – werden sich erst nach und nach zeigen, wenn der Systemumbau bereits weit fortgeschritten und kaum noch zu korrigieren ist. Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 dürfte sich deshalb als ein wirtschafts- und energiepolitischer Jahrhundertfehler erweisen.

An die Politik ist der Appell zu richten, sich nicht in die Detailfragen der Umsetzung verstricken zu lassen, sondern die Energiestrategie 2050 aus gesamtgesellschaftlicher Perspektive kritisch zu hinterfragen. Dies erfordert in unserem politischen System eine ehrliche und sachliche Volksabstimmung. Noch besteht die Möglichkeit, den Jahrhundertfehler Energiestrategie 2050 zu vermeiden. Aber die Zeit drängt – nicht für die Umsetzung, aber für den Abbruch der Übung.

## 1. Einleitung

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die bestehenden fünf Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillzulegen und nicht durch neue Kernkraftwerke zu ersetzen. Die Kernkraftwerke liefern heute etwa 25 TWh Strom pro Jahr. Das entspricht rund 40% der inländischen Stromproduktion und gut 70% der Grundlast.<sup>39</sup> Die entstehende Lücke soll in erster Linie durch einen massiven Zubau von sogenannten neuen erneuerbaren Energien geschlossen werden. Die Photovoltaik (PV), die Windkraft und die Erdwärme (Geothermie) sollen im Jahr 2050 zusammen knapp 20 TWh Strom liefern.<sup>40</sup> Im Jahr 2013 erzeugten diese drei Technologien zusammen jedoch erst 0.6 TWh. Die Energiestrategie 2050 verlangt nicht weniger als einen fundamentalen Umbau der Stromversorgung. Weil die Lücke mit dem Zubau neuer Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Quellen allein – selbst gemäss den optimistischen Planvorstellungen dieser Strategie – nicht geschlossen werden kann, sind zudem Massnahmen mit hoher Eingriffstiefe zur Senkung der Stromnachfrage geplant.

Welches sind die volkswirtschaftlichen Konsequenzen dieses Umbaus der Stromversorgung? Die zur Verfügung stehenden Stromerzeugungstechnologien leisten unterschiedliche Beiträge zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität, verursachen aber auch Kosten unterschiedlicher Art und Höhe. Diese zu ermitteln und richtig einzuordnen, ist eine Grundvoraussetzung, um über eine derart weitgehende energiepolitische Weichenstellung, wie sie die Energiestrategie 2050 vorsieht, rational entscheiden zu können. Die erforderliche Systemanalyse wird nachfolgend vorgenommen. Der Analyserahmen ist in Abbildung 1 dargestellt.

<sup>39</sup> Im Jahr 2013 betrug die Stromproduktion von Kernkraftwerken 24.9 TWh, was 36.4% der inländischen Elektrizitätserzeugung entspricht. Seit 1990 schwankte der Anteil der Kernenergie stets zwischen 35.3% (1999) und 43.0% (1996). Vgl. Bundesamt für Energie (2014): Elektrizitätsstatistik 2013.

<sup>40</sup> Vgl. Bundesrat (2013a), S. 7649.

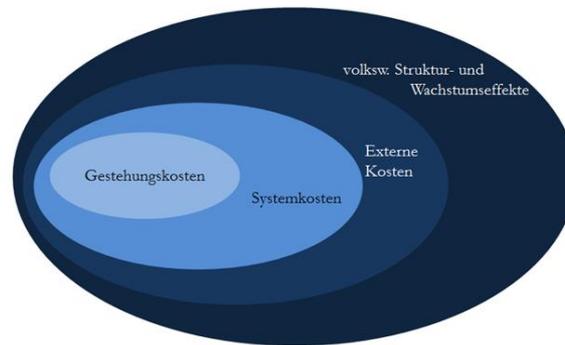


Abbildung 4: Analyserahmen der vorliegenden Studie (in Anlehnung an OECD/NEA 2012)

In Kapitel 2 werden die *Gestehungskosten* unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien diskutiert. Im Mittelpunkt der bundesrätlichen Ausbaupläne bei den neuen Erneuerbaren steht die Photovoltaik (PV). Ihr Beitrag zur Stromversorgung soll von heute 0.5 TWh (2013) kontinuierlich auf über 11 TWh im Jahr 2050 erhöht werden. Der Ausbau erfordert hohe Investitionen, da die PV nach heutigem Stand eine kapitalintensive, teure Stromerzeugungstechnologie ist und auf absehbare auch Zeit bleiben wird. Die Befürworter der Energiewende weisen unablässig darauf hin, dass die Kosten von PV-Anlagen in den letzten Jahren stark gesunken sind und stellen weitere Kostensenkungen in Aussicht. Realistisch betrachtet dürfte die PV in der Schweiz trotzdem auf Jahrzehnte hinaus eine teure Stromerzeugungstechnologie bleiben, v.a. weil sie Strom von relativ geringem Wert produziert. Gleiches gilt für die Windkraft.

Ungleich schwerer als die hohen Gestehungskosten wiegt die Tatsache, dass PV- und Windenergieanlagen den Strom im Gegensatz zu Kernkraftwerken unregelmässig, dezentral und nicht zuverlässig planbar produzieren. Der Umstieg auf „Sonne und Wind“ erfordert aufgrund der zunehmend fluktuierenden Einspeisung mehr Backup-Kraftwerke, mehr Speicher sowie Anpassungen und Erweiterungen des Stromnetzes. Diese zusätzlichen *Systemkosten* werden nicht von den Betreibern der PV- und Windenergieanlagen getragen, sondern auf die Allgemeinheit der Stromkonsumenten abgewälzt. Sie sind heute noch gering, werden aber mit anhaltendem Zubau von PV- und Windenergieanlagen stark ansteigen. Die Auswirkungen von PV- und Windenergieeinspeisung auf das Stromsystem werden in Kapitel 3 diskutiert.

Neben den technologiespezifischen Stromerzeugungskosten und den Systemkosten sind als dritte Kostenkomponente alle „klassischen“ *externen Kosten* zu nennen. Dazu gehören CO<sub>2</sub>- und andere Emissionen, Unfallrisiken, Auswirkungen auf die langfristige Versorgungssicherheit usw. Diese externen Kosten sind kaum verlässlich in Franken und Rappen zu quantifizieren, müssen aber im Rahmen einer vollständigen Analyse zumindest qualitativ berücksichtigt werden. Dies ist Gegenstand von Kapitel 4.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Umbaus der Stromversorgung gehen über das Stromsystem hinaus, weil zunehmend auch Eingriffe zur Lenkung bzw. Senkung des Stromverbrauchs erfolgen werden. Damit sind *volkswirtschaftliche Struktur- und Wachstumseffekte* verbunden, die im fünften Kapitel analysiert werden.

## 2. Produktionskosten

### 2.1. Gestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien

#### 2.1.1. *Heutige Situation*

Der natürliche Ausgangspunkt eines ökonomischen Vergleichs unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien sind deren Produktionskosten. Diese zu ermitteln, ist kein einfaches Unterfangen, da die Kostenstrukturen von unterschiedlichen Technologien teilweise stark voneinander abweichen. Zwei Kostenkomponenten sind zu unterscheiden: der fixe Kapitalbedarf für den Bau sowie den Rückbau einer Anlage und die variablen Produktionskosten (Betriebs- und Unterhalts-, Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Kosten). Die Vergleichbarkeit der Technologien wird mit der Methode der „levelized costs of electricity“ (LCOE) hergestellt. Der Grundgedanke des Ansatzes besteht darin, aus allen anfallenden Kosten über die gesamte Lebensdauer – inkl. der Kapitalkosten für Amortisation und Zins – jährliche Durchschnittskosten zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenüberzustellen. Daraus lassen sich die Stromgestehungskosten („levelized costs“) in Franken pro kWh ableiten. Sie geben den Erlös wider, den es aus der Sicht des Betreibers für eine kostendeckende Produktion braucht.

Abbildung 5 zeigt eine Zusammenstellung der Gestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz bzw. für Importe in die Schweiz auf Basis

einer Erhebung des Paul Scherrer Instituts (PSI) aus dem Jahr 2010.<sup>41</sup> Die Angaben sind insofern bereits überholt, als sich die Gestehungskosten der PV seither deutlich verringert haben. Der Vergütungssatz für kleine, angebaute PV-Anlagen wurde im Zeitraum 2009-2013 von 75 Rp./kWh auf 36 Rp./kWh mehr als halbiert.<sup>42</sup> Für PV-Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2014 liegt der Vergütungssatz je nach Anlagenkategorie und Leistungsklasse zwischen 19.1 und 30.4 Rp./kWh.

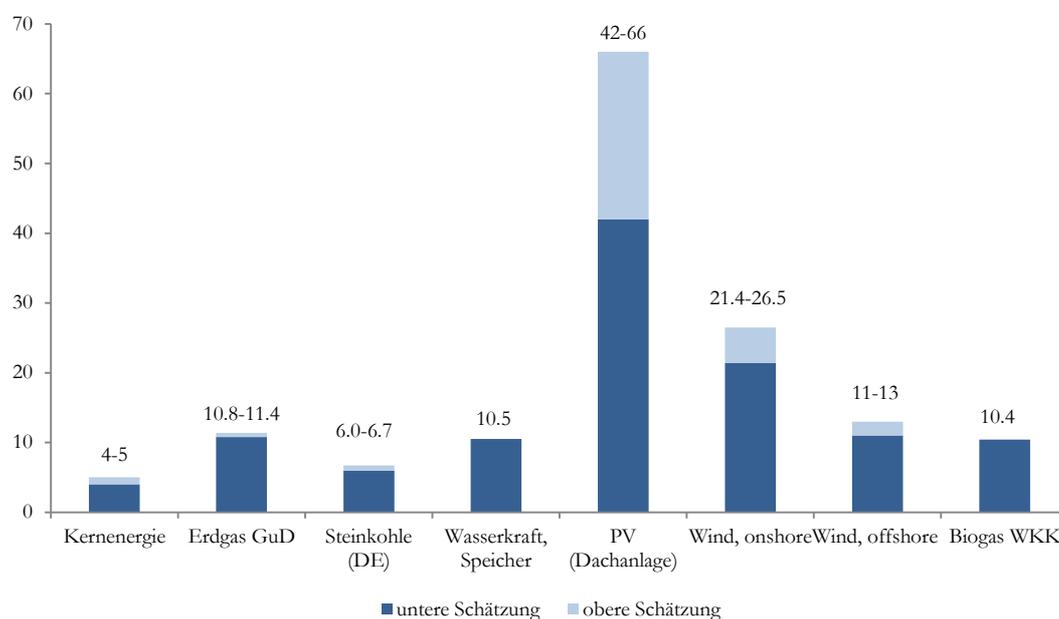


Abbildung 5: Gestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien in Rappen pro kWh in der Schweiz bzw. für Stromimporte (Quelle: PSI 2010)<sup>43</sup>

Trotz der Gestehungskosten-Reduktion ist die Sonnenenergie zusammen mit der Windenergie weiterhin die teuerste zur Verfügung stehende Alternative. PV- und Windenergieanlagen sind nicht wettbewerbsfähig. Die Gründe hierfür werden nachfolgend erläutert. Dank der Förderung durch die KEV hat sich die jährliche PV-

<sup>41</sup> Vgl. Paul Scherrer Institut (2010). Eine aktuellere Vergleichsstudie, welche die spezifischen Standortgegebenheiten der Schweiz berücksichtigt, ist nicht verfügbar.

<sup>42</sup> Seit April 2014 erhalten Betreiber von kleinen PV-Anlagen anstelle der KEV einen einmaligen Investitionsbeitrag (Einmalvergütung).

<sup>43</sup> Zinssatz: 6%; Kernenergie und Wasserkraft: Anlagen teilweise abgeschrieben; Biogas: Wärmeverkauf angerechnet; PV: kristallines Silizium; Wind offshore bezieht sich auf die Nordsee.

Stromproduktion von 0.05 TWh im Jahr 2009 auf 0.54 TWh im Jahr 2013 erhöht. Ohne die grosszügigen Fördergelder wäre diese Verzehnfachung – wenngleich ab extrem tiefem Niveau – nicht ansatzweise erreicht worden. Um das Ziel von 11.12 TWh im Jahr 2050 zu erreichen, muss nochmals das Zwanzigfache zugebaut werden. Der Ausbau der Windkraft verläuft trotz ebenfalls hoher Förderbeiträge harzig.<sup>44</sup> Der Grund dafür sind in erster Linie die lokalen und regionalen Widerstände gegen Windenergieanlagen. Heute trägt die Windkraft weniger als 0.1 TWh zur inländischen Stromproduktion bei. Das bedeutet, dass für die Zielerreichung (4.26 TWh im Jahr 2050) mehr als eine Vervierzigfachung der bestehenden Kapazitäten erforderlich ist.

Die Gestehungskosten der etablierten Stromerzeugungstechnologien Kernkraft und Wasserkraft liegen heute im Bereich von 10 Rappen pro kWh oder darunter. Die Geothermie, die im Rahmen der Energiestrategie 2050 auch einen grossen Beitrag zur inländischen Stromproduktion leisten soll, fehlt in dieser Aufstellung aus einem einfachen Grund: Es ist gegenwärtig noch nicht absehbar, ob die Geothermie in Zukunft in der Schweiz einen nennenswerten Beitrag zur Stromproduktion wird erbringen können.

#### 2.1.2. *Blick in die Zukunft*

Gelegentlich wird die Auffassung vertreten, dass PV und Windkraft schon bald einmal die „Marktreife“ erreichen werden. Marktreife wird dabei so interpretiert, dass die Investitionskosten für diese Stromerzeugungsanlagen so stark sinken werden, dass sich die kalkulatorischen Kosten für eine Einheit des damit erzeugten Stroms in einem mit dem Strombezug über das Netz vergleichbaren Rahmen bewegen, wodurch Subventionen hinfällig würden.<sup>45</sup>

Unbestritten ist, dass die Gestehungskosten der PV in den letzten Jahren – wenn auch ausgehend von einem sehr hohen Niveau – stark gesunken sind. Man kann aber Trends der jüngeren Vergangenheit nicht einfach in die Zukunft fortschreiben. Treiber der Entwicklung der letzten Jahre war die Realisierung von Skaleneffekten in der Produkti-

<sup>44</sup> Die jährliche Produktion stieg von 0.02 TWh im Jahr 2009 auf 0.09 TWh im Jahr 2013.

<sup>45</sup> Man spricht in diesem Zusammenhang häufig von „Netzparität“, was allerdings irreführend ist. Die Kosten des Strombezugs über das Netz stellen Vollkosten dar und beinhalten neben den Gestehungskosten sämtliche Systemkosten sowie Steuern und Abgaben. Die Gestehungskosten des selber produzierenden Endverbrauchers stellen lediglich Teilkosten dar, zumal er weiterhin auf Netzanbindung angewiesen bleibt.

on der Solarmodule (v.a. in China). Mittlerweile machen die Module nur noch rund die Hälfte der Gestehungskosten der PV aus.<sup>46</sup> Einer weiteren Preissenkung bei den Modulen sind Grenzen gesetzt. Selbst wenn die Preise für die Hardware von PV-Anlagen in den kommenden Jahren weiter sinken sollten, wird sich an der mangelnden Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen nichts ändern, weil die Installations- und Wartungskosten davon weitgehend unberührt bleiben.

Der Schweizerische Fachverband für Sonnenenergie Swissolar hat im Juni 2014 seine Einschätzung der Kostenentwicklung der PV neu beurteilt.<sup>47</sup> In der Medienmitteilung heisst es, die für 2015 geplante Absenkung der KEV-Tarife sei unmöglich, da „die Preise für Solarmodule zurzeit stabil oder leicht steigend“ seien. Zu beachten sei zudem, dass die „low-hanging fruits“ in Form von sehr einfach zu nutzenden Dachflächen bereits zu einem grossen Teil genutzt seien. Für den weiteren Ausbau müssten nun auch anspruchsvollere Dächer und Fassaden in Angriff genommen werden, wo zurzeit kaum Kostensenkungen möglich seien. Das klingt alles andere als nach einer bevorstehenden Wettbewerbsfähigkeit. Vielmehr spricht sich Swissolar sogar explizit gegen eine in seinen Augen drohende Dumping-Politik aus, die den Bau von schlecht funktionierenden Anlagen fördere.

Prognosen von Gestehungskosten kommen immer einem Blick in die Glaskugel gleich und sind mit entsprechender Vorsicht zu geniessen. Dies gilt erst recht, wenn der Prognosehorizont weit in der Zukunft liegt. Bei der PV wird vom PSI bis 2030 ein Rückgang der Produktionskosten auf 15-34 Rappen pro kWh erwartet. Bereits die enorme Spanne deutet auf die grossen Unsicherheiten hin. Sollten sich tatsächlich Werte im unteren Bereich dieser Spanne realisieren lassen, käme dies zwar einer beachtlichen Kostenreduktion gleich. Allerdings wäre die PV gemessen an den weiteren Kostenprognosen des PSI im Vergleich mit den anderen Technologien auch dann noch eine teure, nicht wettbewerbsfähige Technologie zur Stromerzeugung.

Demzufolge wird die PV bis 2030 allenfalls von der Windkraft als teuerste Alternative abgelöst. Bei der Windkraft (v.a. onshore) ist der Spielraum für Kostensenkungen be-

<sup>46</sup> Vgl. Nowak, S. und Th. Biel (2012).

<sup>47</sup> Vgl. Swissolar (2014).

schränkt. Strom aus bestehenden Wasserkraft- und Kernkraftwerken dürfte bis 2050 nicht nennenswert teurer werden – wenn überhaupt. Eine Abschätzung der Gesteungskosten für Strom aus neuen Wasserkraftwerken ist schwierig. Zu berücksichtigen ist dabei vor allem, dass das Potenzial der Wasserkraft in der Schweiz bereits weitgehend erschlossen ist. Bei der Kernkraft gestalten sich Prognosen insofern kompliziert, als für 2030 jeweils Kernkraftwerke der 3. Generation und für 2050 Kernkraftwerke der 4. Generation unterstellt werden. Natürlich gibt es auch hier aufgrund fehlender Erfahrungswerte Prognoseunsicherheiten. Es ist aber zu berücksichtigen, dass mit jeder neuen Kernkraftwerk-Generation die Sicherheit der Anlagen steigt und sich die Rückbau- und Endlager-Problematik reduziert; insofern dürften allfälligen Kostensteigerungen auch qualitative Verbesserungen gegenüberstehen.

#### *2.1.3. Das Problem der geringen Energiedichte von Sonne und Wind*

Warum ist Sonnenstrom teuer? Immer und immer wieder betonen Solar-Lobbyisten, dass uns die Sonne keine Rechnung schickt. Ausserdem wird geltend gemacht, die Sonne liefere jeden Tag das 10'000-fache der Energie, welche die Menschheit verbraucht. Wenn es gelänge, auf wirtschaftliche Weise genug Energie abzuzweigen, wären alle Energieprobleme gelöst! Doch das ist bisher nicht gelungen und wird mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft nicht gelingen.

Der physikalische Grund dafür ist die geringe Energiedichte der Sonnenstrahlung, die ja nicht etwa getrichtert, sondern diffus verteilt auf die Erde trifft. Die Sonnenstrahlung muss zuerst mit hohem Aufwand „eingesammelt“ werden, ehe sie in Strom umgewandelt werden kann. Die wechselnden Witterungsverhältnisse und die Umwandlungsverluste in den Solarzellen tragen ihren Teil dazu bei, dass zur Solarstromproduktion im grossen Umfang eine enorme und teure Infrastruktur erforderlich ist. Solarzellen produzieren den Strom zwar in der Tat zu Grenzkosten nahe null, aber der Kapital- und Flächenbedarf für den Bau der PV-Anlagen ist eben sehr hoch. Bei der Windkraft besteht exakt dasselbe Problem, denn auch die Energiedichte von bewegter Luft ist gering.

Man kann die niedrige Energiedichte von Sonne und Wind auch so illustrieren: Um die Jahresproduktion eines Kernkraftwerks zu ersetzen, bräuchte man heute eine mit PV-

Anlagen bestückte Fläche von mindestens 10'000 Fussballfeldern oder mehrere tausend Windräder mit jeweils etwa 150 Metern Gesamthöhe (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Bei der Wasserkraft, die in der Schweiz seit mehr als hundert Jahren intensiv und erfolgreich zur Stromproduktion genutzt wird, profitiert der Mensch demgegenüber davon, dass die Natur im Laufe von Jahrmillionen ein komplexes System aus Bächen und Flüssen geschaffen hat, welches das gebündelte Abgreifen der Energie an einigen besonders geeigneten Standorten erlaubt. Unerreicht bleibt die Energiedichte von Kernbrennstoffen. Die Energiemenge einer Urantablette von 7 Gramm reicht aus, um einen Schweizer Haushalt ein ganzes Jahr lang mit Strom zu versorgen.<sup>48</sup>

#### *2.1.4. Der wichtige Unterschied von Leistung und Energie*

Man darf sich nicht täuschen lassen von vermeintlich moderaten Investitionskosten für PV- und Windenergieanlagen, wie sie in Abbildung 6 dargestellt sind. Die installierte Leistung – in der Abbildung in Kilowatt (kW) angegeben – ist Ausdruck der Grösse einer Anlage, sagt aber nichts darüber aus, wieviel Energie („Leistung mal Zeit“) diese Anlage z.B. in einem Jahr tatsächlich produziert. Die diesbezüglichen Unterschiede zwischen den Stromerzeugungstechnologien sind immens – und PV- und Windenergieanlagen schneiden im Vergleich ernüchternd ab. Man kann dies anhand der Auslastung der installierten Leistung (Lastfaktor) aufzeigen.

<sup>48</sup> Quelle: <http://www.bkw.ch/uran.html>

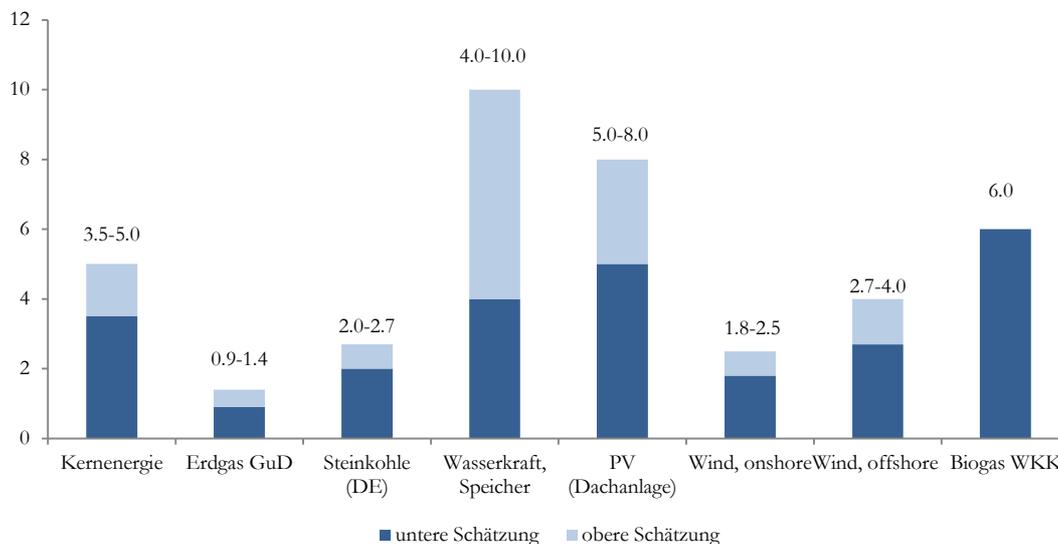


Abbildung 6: Investitionskosten unterschiedlicher Kraftwerke in 1'000 Franken pro kW in der Schweiz<sup>49</sup> (Quelle: PSI 2010)

Der Lastfaktor ist das Verhältnis zwischen der in einem Jahr tatsächlich produzierten Energie und der maximal möglichen Energie (maximale Leistung  $\times$  1 Jahr) einer Stromerzeugungsanlage. Laufwasser- und Kernkraftwerke weisen hohe Lastfaktoren auf. Das Kernkraftwerk Leibstadt bspw. verfügt über eine installierte Leistung von 1.2 GW und produzierte im vergangenen Jahr 9'700 GWh Strom. Der Lastfaktor betrug somit 90.7%.<sup>50</sup> Das ist in etwa die übliche Grössenordnung für Kernkraftwerke in der Schweiz.

An diese Grössenordnung kommen PV- und Windenergieanlagen nicht annähernd heran. Solarzellen produzieren die meiste Zeit keinen oder nur sehr wenig Strom. Bei PV-Anlagen im Schweizer Mittelland können pro Jahr grob 1'000 Volllaststunden erwartet werden. Ein Jahr hat aber 8'760 Stunden. Tag/Nacht, Witterungsverhältnisse etc. sind die Stichworte. Der Lastfaktor liegt im tiefen zweistelligen Prozentbereich.<sup>51</sup> An guten alpinen Lagen kann man von vielleicht 1'600 Volllaststunden ausgehen. Selbst dort bleibt jedoch der Lastfaktor unter 20%.

<sup>49</sup> Angaben für Kernenergie beziehen sich auf das Jahr 2030 und ein Kraftwerk der dritten Generation (European Pressurized Reaktor EPR); Angaben zur Wasserkraft beziehen sich auf das Jahr 2030; Wind offshore bezieht sich auf einen Standort in der Nordsee.

<sup>50</sup> Maximale Leistung mal ein Jahr = 1.2 GW  $\times$  8'760 Stunden = 10'512 GWh  $\rightarrow$  100%.

<sup>51</sup> 1'000/8'760 = 11.4%.

Die Schweiz ist auch kein Windland. Bei der Windkraft kann man an guten Standorten in der Schweiz knapp 1'500 Volllaststunden erwarten. Der Lastfaktor beträgt dann ca. 17%. Nachteilig wirkt bei der Windkraft die Tatsache, dass eine Windenergieanlage nur die volle Leistung erreicht, wenn optimale Bedingungen herrschen, sprich wenn der Wind in der Geschwindigkeit weht, die der Konstruktion der Rotoren zugrunde gelegt wurde. Der Wind sollte zudem gleichmässig und möglichst ohne Turbulenzen wehen. Aus Gründen der Aerodynamik nimmt die Leistung bei schwächerer Windbewegung exponentiell ab: Bei Hälfte der zugrunde gelegten Windgeschwindigkeit wird nicht etwa die Hälfte, sondern nur ein Achtel der Nennleistung erreicht.

#### *2.1.5. Importe*

Bei einer Diskussion der Gestehungskosten von unterschiedlichen Produktionstechnologien dürfen auch die Gestehungskosten der Importe bzw. die Stromimportpreise nicht fehlen. Grundsätzlich kennen wir in der Schweiz zwei Arten von Importen: langfristige Bezugsverträge und kurzfristige Geschäfte. Gemäss der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik teilen sich diese heute energiemässig ungefähr hälftig auf. Es sind zwar keine detaillierten Preisangaben bekannt, doch man kann davon ausgehen, dass die Bezugsverträge – diese beziehen sich mehrheitlich auf Kernenergie aus Frankreich – mit Preisen verbunden sind, die in etwa den Gestehungskosten der Kernenergie in der Schweiz entsprechen. Die kurzfristigen Bezüge sind heute demgegenüber sogar noch deutlich günstiger, weil ein zeitweise grosser Angebotsüberhang den Börsenpreis für Strom drastisch gesenkt hat. Wie sich der Preis für Stromimporte in den kommenden Jahren und Jahrzehnten entwickeln wird, ist höchst spekulativ. Angesichts auslaufender Bezugsverträge, unvorhersehbarer Entwicklungen an den Strombörsen und ungewisser politischer Entwicklungen ist gegenüber heute von einem starken Anstieg des preislichen Risikos auszugehen. Dies dürfte vor allem dann der Fall sein, wenn insbesondere in den Wintermonaten auch die anderen Länder (insbesondere Deutschland) Versorgungsprobleme bekommen.

### **2.2. Grenzen des Gestehungskosten-Ansatzes**

Die „levelized costs of electricity“-Methode ist sehr hilfreich, um die Kosten von Erzeugungstechnologien mit ähnlichen Produktionseigenschaften bzw. ähnlichem Nutzen

für die Stromversorgung und Systemstabilität zu vergleichen. Das Konzept hat seine Wurzeln in der Zeit, als die Stromversorger mehrheitlich noch regionale Monopolisten und die Strompreise reguliert sowie relativ stabil waren. In einem solchen Umfeld kann der Vergleich der Gestehungskosten einem Anbieter wertvolle Hinweise geben, ob er zur Produktion von Bandenergie bspw. ein Kernkraft- oder ein Kohlekraftwerk bauen soll. Hierfür ist der Ansatz aus versorgungstechnisch-ökonomischer Sicht bestens geeignet.

Ein erster Nachteil des Ansatzes besteht darin, dass weitere, ebenfalls wichtige Faktoren wie z.B. die gesellschaftliche Akzeptanz oder die Umweltbilanz einer Technologie nicht berücksichtigt werden. Das ist aber insofern kein grosses Problem, als der abschliessende Entscheid, ob Technologie A oder Technologie B gewählt wird, ohnehin immer die gemeinsame Berücksichtigung verschiedener Dimensionen erfordert. Der Gestehungskostenvergleich dient dazu – bei wie gesagt vergleichbaren Produktionseigenschaften der zur Wahl stehenden Alternativen –, die pekuniäre Komponente der Investitionsentscheidung abzubilden.

Äusserst problematisch ist der Gestehungskosten-Ansatz jedoch für den Vergleich von Technologien mit sehr unterschiedlichen Produktionseigenschaften, weil er die *Wert- und Nutzendimension* des produzierten Stroms in keiner Weise mitberücksichtigt.<sup>52</sup>

Um die Bedeutung dieses Aspekts zu verstehen, muss man wissen, dass im Stromnetz aus physikalischen Gründen (bis auf geringfügige Toleranzen) zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ein- wie ausgespeist werden muss (vgl. 3.1.1). Eine Stromerzeugungsanlage mit vergleichsweise hohen Gestehungskosten kann deutlich wertvoller sein als eine Stromerzeugungsanlage mit tiefen Gestehungskosten, sofern erstere verlässlicher als letztere dann Strom zu produzieren in der Lage ist, wenn der Bedarf hoch ist. Oder umgekehrt formuliert: Eine Technologie kann noch so tiefe Gestehungskosten aufweisen; wenn sie keinen bedarfsgerechten Strom liefert, produziert sie – nüchtern betrachtet – sehr teuren Strom. Der Wert eines neuen Kraftwerks bemisst sich letztlich daran, inwieweit es mit seinen Produktionseigenschaften eine sinnvolle Ergänzung des bestehenden Kraftwerksparks darstellt. Marktpreise liefern, so sie denn nicht durch Subven-

<sup>52</sup> Vgl. hierzu Joskow (2011).

tionen verzerrt sind, die richtigen ertragsseitigen Signale. Kein Investor würde die Technologiewahl in einem wettbewerblichen Umfeld nur aufgrund der Gestehekungskosten treffen. Es geht um das Verhältnis von Kosten und Ertrag. Dass die Gestehekungskosten von Wind- und Sonnenstrom aus Betreibersicht durch Subventionen nach unten verzerrt sind, ist volkswirtschaftlich irrelevant, weil es sich um eine Umverteilung zwischen Konsumenten und Produzenten handelt.

Die Stromproduktion von PV- und Windenergieanlagen ist schwankend und vor allem nicht ausreichend zuverlässig planbar. Selbst wenn PV und Windkraft dereinst deutlich tiefere Gestehekungskosten aufweisen sollten als z.B. die Bandenergie liefernde Kernkraft, bedeutete dies noch längst nicht, dass der Umstieg auf „Sonne und Wind“ ökonomisch sinnvoll wäre. Dieser absolut zentrale Aspekt wird in Kapitel 3 aufgegriffen.

### **2.3. Investitionsbedarf Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energiequellen**

#### *2.3.1. Photovoltaik*

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die PV-Anlagen im Jahr 2050 11.12 TWh Strom produzieren werden. Der Investitionsbedarf für die erforderlichen Anlagen lässt sich überschlagsmässig herleiten. Wie eben erwähnt, klaffen installierte Leistung und gesicherte Leistung bei PV-Anlagen stark auseinander. Wieviel Nennleistung für einen bestimmten Stromoutput pro Jahr installiert werden muss, hängt vom oben eingeführten Lastfaktor ab. Gemäss unseren Berechnungen kann unter realistischen Bedingungen ein jährlicher Ertrag pro installiertes kW im Bereich zwischen 918 und 1'155 kWh erwartet werden. Um in einem Jahr 11.12 TWh zu produzieren, sind demzufolge 9.6 bis 12.1 GW Nennleistung erforderlich.<sup>53</sup> Unterstellt man pro kW Nennleistung einen Investitionsbedarf von 3'000 Franken, ergibt sich ein Total zwischen *28.9 Mrd. und 36.3 Mrd. Franken*.<sup>54</sup>

Zu beachten ist dabei, dass ein grosser Teil des produzierten PV-Stroms nicht bedarfsgerecht anfällt und deshalb gespeichert werden muss. Die Kosten der Speicherung wer-

<sup>53</sup> Zum Vergleich: SATW (2012) schätzt, dass im schweizerischen Mittelland zur Erzeugung von 1 TWh Strom pro Jahr eine installierte Kapazität von 1.1 GW erforderlich ist.

<sup>54</sup> Die Überprüfung der KEV-Tarife für PV-Anlagen von 2012 ergab folgende Kostenstruktur: Bei kleinen Anlagen wurden im Durchschnitt Preise von rund 6'000 Franken/kW ermittelt, die sich bei 30 kW um 4'000 Franken und gegen 100 kW etwas über 3'000 Franken/kW bewegten. Vgl. Nowak und Biel (2012).

den in Kapitel 3 behandelt. Wichtig ist an dieser Stelle der Hinweis, dass bei der Speicherung – wie bei jeder Energieumwandlung – Verluste entstehen. Wenn tatsächlich 11.12 TWh PV-Strom bei den Konsumenten ankommen sollen, sind entsprechend noch mehr Kapazitäten bereitzustellen. Es ist daher plausibel, dass der tatsächliche Investitionsbedarf über 40 Mrd. Franken liegt. Dabei ist der enorme Investitionsbedarf für die notwendigen Speicher und den Netzausbau noch nicht berücksichtigt.

### 2.3.2. *Windkraft*

Für die vom Bundesrat geplanten 4.26 TWh Windstrom im Jahr 2050 braucht es, wenn man von knapp 1'500 Stunden Volllast pro Jahr ausgeht, 2'840 Windturbinen mit je 1 MW Nennleistung ( $1 \text{ MW} \times 1'500 \text{ Stunden} \times 2'840 = 4.26 \text{ TWh}$ ). Heute gibt es in der Schweiz erst 34 Windenergieanlagen (mit  $> 100 \text{ kW}$  Nennleistung), 16 davon stehen auf dem Mont Crosin im Kanton Bern.<sup>55</sup> Die Grösse der Anlagen hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Mittlerweile werden in der Schweiz Anlagen mit 2 oder auch 3 MW Nennleistung gebaut. Das Windkraftwerk in Haldenstein (Graubünden) bspw. hat eine Nennleistung von 3 MW.

Kalkuliert man mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 2 MW, sind etwa 1'420 Windenergieanlagen erforderlich, um die 4.26 TWh Strom pro Jahr zu produzieren. Der Investitionsbedarf pro kW installierte Leistung beträgt heute rund 2'250 Fr. Damit lässt sich der Investitionsbedarf grob auf *6.4 Mrd. Franken* beziffern. Aber auch hier gilt: Ein Teil des Windstroms wird bei Energieumwandlungen im Zuge der Speicherung verloren gehen. Deshalb wird der Investitionsbedarf zweifelsohne noch höher ausfallen.

### 2.3.3. *Geothermie*

Die Geothermie liefert heute hauptsächlich Wärme. Es besteht unter Fachleuten eine gewisse Hoffnung, dass sie in Zukunft Strom in grossen Mengen für die Grundlast liefern könnte. Experten gehen zwar von einem grossen Potenzial aus, allerdings ist die technische und wirtschaftliche Machbarkeit in der Schweiz keineswegs erwiesen. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird der Geothermie dennoch ein stolzer Beitrag in

<sup>55</sup> Quelle: Swiss Eole (2013),

Höhe von 4.39 TWh im Jahr 2050 unterstellt. Der grösste Teil des Zubaus wird in den Jahren 2035 bis 2050 erwartet.

Bis im Jahr 2050 müssten insgesamt 25 Geothermie-Anlagen à 20 MW in Betrieb sein, damit pro Jahr die 4.39 TWh Geothermie-Strom produziert werden können. Geothermie-Kraftwerke mit Leistungen über 1 MW pro Anlage könnten in der Schweiz nur mit einem EGS-System (Enhanced Geothermal Systems) erreicht werden.<sup>56</sup> Hydrothermale Anlagen, welche aus heissen Aquiferen produzieren, wären aufgrund der geothermischen Verhältnisse in der Schweiz in jedem Falle kleiner. Die wenigen heute weltweit in Betrieb stehenden EGS-Anlagen haben Leistungen von weniger als 5 MW. Rund drei Viertel der Investitionen in ein Geothermie-Kraftwerk entfallen auf Bohrarbeiten. Ohne Kostensenkungspfad sind alleine für die erforderlichen Bohrungen Kosten von 19 Mrd. Franken zu erwarten. Der tatsächliche Investitionsbedarf dürfte somit *deutlich mehr als 20 Mrd. Franken* betragen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb bedarf es nach Expertenschätzung einer Reduktion der Bohrkosten auf einen Fünftel der heutigen Preise.

## 2.4. Folgerungen

Die Ausbauziele im Bereich der PV, der Windkraft und der Geothermie erfordern nach vorliegender Schätzung Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen im Bereich von *rund 60 Mrd. Franken*. PV und Windkraft sind gemessen an den Gestehungskosten heute nicht wettbewerbsfähig und werden es voraussichtlich auch in mehreren Jahrzehnten nicht sein, vor allem werden sich die Investitionen in diese Anlagen nicht durch die auf dem Strommarkt erzielbaren Erlöse refinanzieren lassen.

Selbst wenn die Gestehungskosten von PV und Windkraft wider Erwarten in den kommenden Jahren deutlich unter jene der Kernkraft sinken sollten, bedeutet dies aus ökonomischer Perspektive noch lange nicht, dass diese beiden Technologien der Wasser- und Kernkraft vorzuziehen sind. Die Technologiewahl erfordert zusätzlich zur Gestehungskostenbetrachtung auch eine Berücksichtigung der Wert- und Nutzenkomponente des produzierten Stroms. Diesbezüglich weisen PV und Windkraft aufgrund ihrer schwankenden, nicht zuverlässig planbaren Produktion gewichtige Nachteile ge-

<sup>56</sup> Vgl. hierzu den Hintergrund-Artikel zur Geothermie im Anhang A.

genüber der Bandenergie liefernden Kernkraft auf. PV und Windkraft werden – sofern die Speicherung nicht zum Nulltarif zu haben ist – immer „teure“ Technologien bleiben. Dieser für energiepolitische Entscheide zentrale Aspekt wird in Kapitel 3 ausgeführt.

### **3. Systemkosten**

Die oben bereits angesprochene schwankende Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen hat Auswirkungen auf der Systemebene der Stromversorgung und generiert dabei erhebliche Zusatzkosten. Da die Stromerzeugung mit PV- und Windenergieanlagen vom Wetter, der Tages- und der Jahreszeit abhängig ist, müssen sowohl für die einigermaßen planbaren als auch die nicht vorhergesehenen Stillstandzeiten dieser Anlagen alternative Stromerzeugungs- oder Speicherkapazitäten vorgehalten werden, deren Kosten in den Berechnungen der Gestehungskosten nicht enthalten sind. Es handelt sich um „externe“ (System-)Kosten, die nicht von ihren Verursachern, sondern von der Allgemeinheit der Stromkonsumenten getragen werden. Auch auf der Netzebene verursacht die zunehmende Einspeisung aus dezentralen PV- und Windenergieanlagen zusätzliche Systemkosten.

#### **3.1. Auswirkungen von PV- und Windstrom auf der Systemebene**

##### *3.1.1. Grundlagen zur Stromversorgung und Systemstabilität*

Weil Strom im Stromnetz nicht direkt speicherbar ist, muss zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ein- wie ausgespeist werden. Wird der enge Toleranzbereich für die Netzspannung übertreten, bricht die Stromversorgung aus physikalischen Gründen zusammen. Der permanente Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist eine technische und organisatorische Herausforderung, da die Stromnachfrage inhärent volatil ist. Jeden Tag treten Nachfrageschwankungen auf. Immerhin gibt es gewisse Muster, welche die Bedarfsplanung erleichtern. Insbesondere zur Mittagszeit und am frühen Abend ist der Stromverbrauch üblicherweise hoch, nachts ist er gering. Auch saisonale und konjunkturelle Faktoren beeinflussen die Stromnachfrage in erheblichem Ausmass.

Um die Stabilität des Systems zu garantieren, muss die Produktionsseite zwei Anforderungen genügen. Zum einen muss sie die Versorgung der prognostizierten Last sichern.

Dieser Ausgleich basiert z.B. auf Day-ahead-Prognosen und fokussiert auf „geplante“ Differenzen von Angebot und Nachfrage. Zum anderen braucht es auch einen Ausgleich für kurzfristig auftretende, nicht vorhergesehene Schwankungen bei Last und Produktion auf Sekunden- oder Minutenbasis. Für diesen Ausgleich werden Regelkapazitäten benötigt (Systemdienstleistungen). Beide Prozesse setzen die Verfügbarkeit von Kraftwerken voraus, die flexibel zugeschaltet werden können.<sup>57</sup>

Heute haben wir in der Schweiz im Jahresverlauf die in Abbildung 7 auf Monatsbasis ersichtliche Produktions- und Verbrauchsstruktur. Sie ist wie folgt zu interpretieren: Laufwasser- und Kernkraftwerke liefern einen weitgehend planbaren, konstanten Strom aus Bandenergie, der zur Deckung der Grundlast dient. Der kurzfristige Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgt v.a. über Speicherkraftwerke. In den Wintermonaten reicht die inländische Stromproduktion nicht zur Bedarfsdeckung; während dieser Jahreszeit ist die Schweiz bereits heute auf Importe angewiesen. Im Sommer resultiert dafür ein Produktionsüberschuss, der exportiert wird. Der bestehende Mix von Stromerzeugungstechnologien hat sich über vier Jahrzehnte hinweg bewährt. Stromausfälle waren sehr selten und die Strompreise blieben moderat.

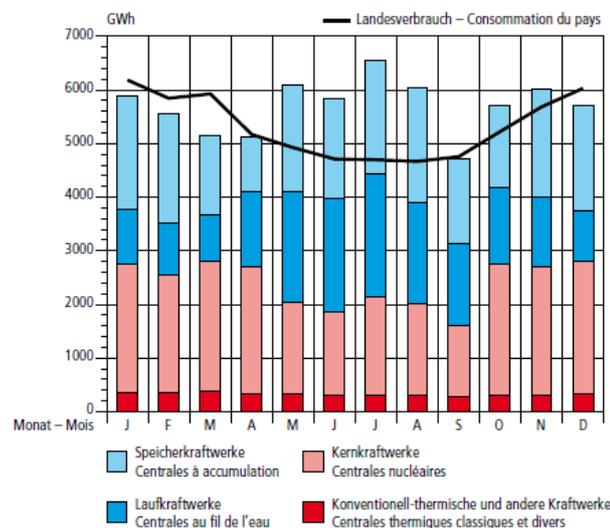


Abbildung 7: Produktions- und Verbrauchsstruktur der Elektrizitätsversorgung in der Schweiz, 2013. (Quelle: BFE 2014)

<sup>57</sup> In der Praxis wird auch von der Möglichkeit der flexiblen Abschaltung einzelner Grossverbraucher (Stromkunden) Gebrauch gemacht. Bei Überangeboten besteht ausserdem die Möglichkeit der Zuschaltung von Grossverbrauchern. Das Potenzial dieser flexiblen Laststeuerung darf aber nicht überschätzt werden.

### 3.1.2. *Die Minderwertigkeit von PV- und Windstrom*

Um sich nun die Tragweite des geplanten Umbaus der Stromversorgung zu vergegenwärtigen, muss man verstehen, dass unterschiedliche Stromerzeugungstechnologien Strom von höchst unterschiedlicher Qualität und damit höchst unterschiedlichem Wert produzieren. Häufig wird darauf hingewiesen, dass Strom ein perfekt homogenes Gut sei. Das trifft durchaus zu – allerdings nur für Strom, der bereits eingespeist wurde und sich im Netz seinen Weg bahnt bzw. vom Endverbraucher konsumiert wird. Entweder es kommt etwas aus der Steckdose – dann ist der Strom nicht differenzierbar – oder es kommt nichts aus der Steckdose und wir haben einen Stromunterbruch. Bei der Produktion ist Strom aber durchaus sehr heterogen. Nicht zuverlässig planbare und nicht flexibel verfügbare Quellen sind für die Versorgungssicherheit klar minderwertig und für die Systemstabilität schädlich.

Die qualitativen Unterschiede zwischen den Stromerzeugungstechnologien ergeben sich aus deren unterschiedlichen Fähigkeiten, die Stromproduktion (1) planbar, (2) steuerbar und (3) flexibel zu gestalten. Strom, der dann produziert wird, wenn Knappheit besteht, ist wertvoll und trägt zur Versorgungssicherheit bei. Strom, der produziert wird, wenn ohnehin ein Überschuss besteht, ist wertlos bzw. sogar schädlich, indem er das System destabilisieren kann. Daraus folgt, dass Kilowattstunden auf der Produktionsebene nicht einfach addiert und auf Jahresbasis verglichen werden dürfen. Vielmehr muss man den Wert der Kilowattstunden aus Systemperspektive zugrunde legen. Was zählt, ist nicht die Menge an produziertem Strom in kWh, sondern der Wert des produzierten Stroms (Menge  $\times$  Preis).

Bei den Kernkraftwerken sind eine gute Planbarkeit und eine gute Steuerbarkeit sowie auch eine gewisse Flexibilität gegeben. Im Verbund mit der Laufwasserkraft und den sehr flexiblen Speicherwasserkraftwerken produzieren die Kernkraftwerke den ausgewogenen und verlässlichen Strommix, auf den wir in der Schweiz heute zurückgreifen können und der zusammen mit dem stabilen Netz Garant für die Versorgungssicherheit ist.

Gemäss Energiestrategie 2050 soll die Kernenergie in den kommenden Jahrzehnten bekanntlich komplett wegfallen und im Wesentlichen durch PV- und Windenergieanlagen sowie Geothermie-Kraftwerke ersetzt werden. Die Möglichkeiten zur Nutzung der

Geothermie zur Stromproduktion sind gegenwärtig noch nicht absehbar. Das ist insofern bedauerlich, als sie vergleichbar hochwertigen Strom zu produzieren in der Lage wäre wie die Kernkraftwerke (gute Plan- und Steuerbarkeit bei eingeschränkter Flexibilität).

Technologie	Planbarkeit	Steuerbarkeit	Flexibilität	Betriebsvollstund- stunden (h/a)
Laufwasserkraft (gross/klein)	Gross: gut klein: mässig	Nein	Nein	Ca. 4'400
(Pump-) Speicher- kraft	Gut	Ja	Ja	Ca. 2'200
Biomasse	Gut	Ja <sup>58</sup>	Holz: eingeschränkt Biogas: ja <sup>59</sup>	5'000-7'000 (mehr- heitlich im Winter)
Photovoltaik	Mässig	Nein	Nein	Ca. 950 (rund 1/3 im Winter)
Wind	Gering	Nein	Nein	1'600-2'000 (rund 2/3 im Winter)
Geothermie	Gut	Ja	Eingeschränkt	6'500-8'000
Wärme-Kraft- Kopplung	Gut	Eingeschränkt	Eingeschränkt	3'000-4'500 (rund 3/4 im Winter)
Gaskombikraftwerk	Gut	Ja	Ja	4'000-8'000
Kernkraft	Gut	Ja	Eingeschränkt	Ca. 8'000

Tabelle 2: Vergleich der Energiequalität verschiedener Technologien (Quelle: VSE 2012)

PV- und Windenergieanlagen schneiden bei der Qualitätsbetrachtung extrem schlecht ab. PV-Anlagen produzieren den Strom weder zuverlässig planbar noch flexibel. Alles hängt davon ab, wann und wie stark die Sonne scheint. Wenigstens ist eine gewisse Planbarkeit gegeben. Es ist bspw. bekannt, dass die PV-Anlagen im Winter deutlich weniger Strom als im Sommer produzieren. Die tägliche Stromerzeugung mit PV-Anlagen lässt sich nur bedingt planen. Es wird zwar häufig darauf hingewiesen, dass mit den immer besser werdenden Wetterprognosen auch die Planung an Zuverlässigkeit gewinnen wird, aber an der insgesamt minderen Qualität des PV-Stroms wird sich dadurch wenig ändern, denn Planbarkeit alleine macht den PV-Strom noch nicht wertvoll. Die Windenergieanlagen weisen wiederum dieselben Schwächen auf. Die Planbarkeit von Windstrom ist aufgrund der in Abschnitt 2.1.4 angesprochenen Potenzregel sogar noch deutlich geringer als jene von Sonnenstrom. Die Begriffe „Zappelstrom“ und „Flutterstrom“ sind durchaus angebracht.

<sup>58</sup> Bei Wärmenutzung eingeschränkte Steuerbarkeit

<sup>59</sup> Je nach Wärmenutzung eingeschränkt

Die mindere Qualität des PV- und Windstroms bzw. der geringere Wert reflektiert sich in den Preisen an den Strombörsen. Man muss nur nach Deutschland blicken. Seit einigen Jahren haben Deutschland und auch andere Länder immer häufiger mit temporär negativen Strompreisen zu kämpfen. Diese ergeben sich dann, wenn eine hohe Einspeisung aus PV und Wind auf einen geringen Bedarf trifft. Deutschland bezahlt in diesen Situationen das Ausland für die Abnahme des überschüssigen, nicht bedarfsgerecht produzierten Stroms. In der deutschen Strombilanz erscheint ein solcher Vorgang als Stromexport; faktisch handelt es sich um einen Import von Systemstabilität.

Abbildung 8 illustriert die witterungsabhängige Schwankungsbreite der Stromproduktion von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland. Im Jahr 2013 produzierten diese Anlagen zusammen im Maximum 0.58 TWh und im Minimum 0.02 TWh Strom pro Tag.

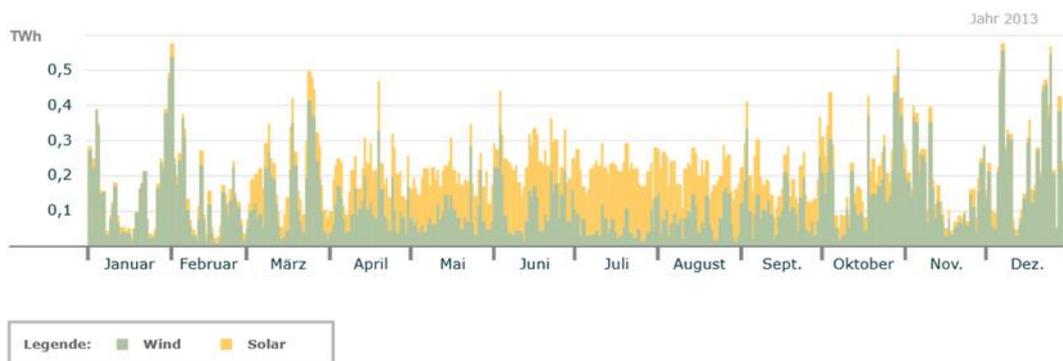


Abbildung 8: Stromproduktion von Solar- und Windenergieanlagen auf Tagesbasis in Deutschland, in TWh, 2013 (Quelle: Fraunhofer Institut ISE (2014), EEX)

Das Extrembeispiel negativer Strompreise zeigt ein weiteres Problem von PV- und Windstrom. Immer dann, wenn die Sonne voll scheint und/oder der Wind optimal weht, produzieren die Anlagen derart viel Strom, dass es Überschüsse gibt und die Preise in den Keller fallen. Ähnliches wird auch in der Schweiz zu erwarten sein, wenn die Ausbauziele konsequent umgesetzt werden.<sup>60</sup> Das ist eine Zwangsläufigkeit, denn es braucht wie bereits skizziert eine sehr grosse installierte Nennleistung, wenn z.B. die

<sup>60</sup> Tatsächlich schwappt die subventionsgetriebene Marktverzerrung längst auch auf die Schweiz über.

PV-Anlagen mit ihren bloss etwa 1'000 Volllaststunden einen nennenswerten Beitrag zur Gesamtstromproduktion beisteuern sollen (vgl. 2.1.4).

Daraus lässt sich eine politisch bedeutende Folgerung ziehen: PV-Anlagen werden auch in mehreren Jahrzehnten nicht marktfähig sein, weil sie keinen bedarfsgerechten Strom liefern und deshalb durch Markterträge nicht refinanzierbar sind. Solarstrom wird in der Schweiz immer auf Subventionen angewiesen bleiben, sinkende „levelized costs“ hin oder her. Natürlich werden die Befürworter der Solar-Subventionen nie darauf hinweisen. Gerade die Preisschwankungen an der Strombörse zeigen aber, dass die an Ausbauzielen orientierte Förderpolitik, wie sie mit der KEV verfolgt wird, ein Irrweg ist. Die Vorgabe von Produktionsquoten für erneuerbare Energien auf Jahresbasis („Quotenmodell“) anstelle einer Preissteuerung wäre auch keine wirkliche Verbesserung, hätte aber den Vorteil der Technologieneutralität und würde die Wasserkraft nicht benachteiligen.

### *3.1.3. Konsequenzen des Zubaus von Sonnen- und Windstrom*

Im Jahr 2050 sollen die PV-Anlagen gemäss Energiestrategie 2050 11.12 TWh Strom liefern. Dafür ist eine installierte Kapazität von mindestens 10 GW erforderlich (vgl. 2.3.1). Für die 4.26 TWh Windstrom wird – wiederum konservativ geschätzt – eine installierte Kapazität von rund 2.8 GW erforderlich sein (vgl. 2.3.2). Weil man die Speicherverluste auch noch berücksichtigen muss, kann man ohne Gefahr der Übertreibung davon ausgehen, dass die installierte Leistung von PV- und Windenergieanlagen zusammen im Bereich von 15 GW liegen muss, damit die Ziele erreicht werden können. Das entspricht ungefähr der Gesamtheit der gegenwärtig in der Schweiz installierten elektrischen Generatorleistung!

Das sind enorme Kapazitäten, die es braucht, weil die Anlagen während der meisten Zeit wenig oder gar keinen Strom produzieren. Die Einspeisung von PV- und Windstrom wird zwischen null und praktisch der gesamten installierten Leistung schwanken. Dadurch wird die gesamte Stromproduktion extrem volatil. Zur Produktion der PV- und Windenergieanlagen kommt noch die Erzeugung aus Biomasse, Geothermie und Laufwasserkraftwerken hinzu. Die Leistung der Laufwasserkraftwerke schwankt heute zwischen 1.5 und 3 GW.

Wie sieht es denn mit dem Bedarf aus? Der Bedarf mittags an Wochentagen schwankt zwischen etwa 8 GW im Sommer und 10 GW im Winter. Das sind die Spitzenwerte. An den Wochenenden ist der Bedarf deutlich geringer. Es ist offensichtlich, dass es v.a. an sonnigen Tagen grosse temporäre Überschüsse geben wird. Überschüsse von bis zu 10 GW sind alles andere als unwahrscheinlich. Das ist, als ob 8 Kernkraftwerke der Grösse von Leibstadt voll produzieren, obwohl gar keine Nachfrage besteht. Umgekehrt ist auch mit längeren Leistungsdefiziten im Umfang von mehreren GW zu rechnen.

Die fluktuierende Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen mit der schwankenden Nachfrage in Einklang zu bringen, ist nicht nur technisch anspruchsvoll, sondern in jedem Fall auch mit weiteren Kosten verbunden. Wenn die schwankende Einspeisung durch Zubau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne zunimmt, bedeutet dies:

- Einen zusätzlichen Bedarf an steuerbaren, flexiblen und prognostizierbaren Versorgungskapazitäten (für Perioden mit geringer Sonnen- und Windstromeinspeisung) als Backup-Kapazitäten; sowie
- einen zusätzlichen Bedarf an Regelkapazitäten, die Systemdienstleistungen erbringen und Fehlprognosen kurzfristig kompensieren können.

Wenn die Sonne scheint und der Wind weht, ergeben sich temporäre Überschüsse. Vor allem auf saisonaler Basis wird sich die Problematik der nicht bedarfsgerechten Produktion noch verschärfen (Überschuss im Sommer, zu wenig Produktion im Winter). Wenn man den PV- und Windstrom, der im Moment der Produktion auf keinen Bedarf trifft, nicht verschenken oder vernichten will, muss man ihn speichern, dies bedeutet:

- Einen zusätzlichen Bedarf an Stromspeichern mit grosser Leistung und grosser Kapazität, um den produzierten PV- und Windstrom zu „verstetigen“.

Wenn Strom zunehmend dezentral produziert und eingespeist wird und ausserdem in grossen Mengen zwischengespeichert werden muss, verändern sich auch die Anforderungen an das Stromnetz:

- Das Stromnetz muss der neuen Versorgungsstruktur angepasst, d.h. aus- und umgebaut werden.

All dies ist mit zusätzlichen Systemkosten verbunden, die nicht von den Produzenten des PV- und Windstroms getragen werden, sondern auf die Gesamtheit aller Verbraucher abgewälzt werden.

### **3.2. Backup-Bedarf**

#### *3.2.1. Technologien*

Wenn Wind- und Solarkraftwerke den Bedarf nicht zu decken vermögen, muss das System entweder auf früher gespeicherte Energievorräte zurückgreifen (siehe Kapitel 3.3) oder es müssen Reservekraftwerke in Betrieb genommen werden. Diesbezüglich kommen verschiedene Alternativen in Frage. In Deutschland, wie in vielen anderen Ländern, spielt die kostengünstige, aber mit hohen Emissionen verbundene Stromerzeugung mit Kohlekraftwerken eine wichtige Rolle. Es ist geradezu eine Ironie, dass den Kohlekraftwerken in Deutschland durch die Subventionierung des PV- und Windstroms und die Stilllegung von Kernkraftwerken zu einem Comeback verholfen wurde. In der Schweiz sind Kohlekraftwerke nicht erwünscht; sie liefen den klimapolitisch motivierten Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 völlig zuwider. Hierzulande werden wir nicht um Speicherwasserkraftwerke (hydraulische Speicherkraftwerke) und/oder moderne Gaskraftwerke herumkommen. Diese beiden Technologien haben unterschiedliche Produktionscharakteristiken, die es zu berücksichtigen gilt.

Hydraulische Speicherkraftwerke sind äusserst flexibel. Ihre Leistung kann innert Sekunden bis Minuten von Null auf die volle Leistung hochgefahren werden. Sie eignen sich daher besonders gut zur Abdeckung von kurzfristig auftretenden Bedarfsspitzen. Grössere und langdauernde Versorgungslücken können die hydraulischen Speicherkraftwerke allerdings nicht auffangen. Denn die Leistung der Turbinen ist das eine, die Grösse der Speicherkapazitäten das andere. Die Kapazität der hydraulischen Speicherkraftwerke in der Schweiz ist viel zu gering, um die bei einer Umsetzung der Energiestrategie 2050 künftig fehlenden gut 3'200 MW Bandstrom der abgestellten Kernkraftwerke dauerhaft zu ersetzen.

Moderne Gaskraftwerke – d.h. GuD-Kraftwerke<sup>61</sup> – produzieren elektrische Energie in zwei Stufen: Sie bestehen aus einer Gasturbine als erster Stufe und einer nachgeschalteten Dampfturbine, welche die Energie der heissen Abgase der Gasturbine nutzt. Dank dieser Kombination erreichen sie einen Wirkungsgrad von bis zu 60%. Zur Abdeckung von kurzfristigen Nachfragespitzen eignen sie sich nicht, weil sie zum Anfahren längere Zeit benötigen. Im Falle eines Kaltstarts muss mindestens eine halbe Stunde eingerechnet werden. Der träge Teil der Anlage ist dabei die Dampfturbine. GuD-Kraftwerke sind technisch betrachtet eigentlich Bandenergie-Lieferanten, da jede Drosselung den Wirkungsgrad reduziert. Das betrifft den Gasturbinenteil. Allerdings sind die Produktionskosten aufgrund der Brennstoffkosten vergleichsweise hoch. Eine Gasturbine benötigt nämlich selbst im „Leerlauf“ eine erhebliche Zufuhr von Brennstoff.

Daraus folgt, dass sich GuD-Kraftwerke gut als Reservekraftwerke zur Kompensation der Ausfälle der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen eignen, vor allem dann, wenn diese Ausfälle vorhersehbar und auf etwa eine Stunde genau planbar sind. Für schnellere Reaktionszeiten sind Speicherkraftwerke (siehe oben) oder reine Gasturbinen (siehe unten) besser geeignet.

### 3.2.2. *Investitionsbedarf*

Die Investitionskosten für den Bau von GuD-Kraftwerken sind verhältnismässig gering und betragen zurzeit gemäss VSE ca. 1.5 Milliarden Franken pro MW installierte Leistung. Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass nach dem Ende der Kernenergie in der Schweiz 11.12 TWh von der Sonne und 4.26 TWh von Windkraftwerken kommen sollen. Die Leistung der erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind beträgt bei Vollbetrieb etwa 15 GW. Theoretisch muss für jedes Megawatt fluktuierender Einspeisung ein Megawatt Reservekapazität zur Verfügung stehen. Eine sichere Stromversorgung setzt aber zumindest voraus, dass zu jedem Zeitpunkt die gesicherte Leistung der nachgefragten Leistung entspricht.

In den letzten Jahren betrug die höchste im Inland benötigte Leistung etwas über 11 GW Ende Dezember um 18 Uhr an Werktagen, die geringste knapp 5 MW morgens

<sup>61</sup> GuD = kombiniertes Gas und Dampf-Turbinen-Kraftwerk. Diese sind meist Gas-befeuert, können allerdings auch mit flüssigen Treibstoffen betrieben werden.

um 4 Uhr Ende Juli. Wenn wir annehmen, dass Sonne und Wind gerade zur Zeit des grössten Bedarfs gar nichts produzieren (eine sehr plausible Annahme!), dann ergibt sich nach Abzug der zu dieser Jahreszeit vorhandenen hydraulischen Kapazität von ca. 7 MW ein Bedarf von 4 MW Reserveleistung. Die dafür benötigten GuD-Kraftwerke kosten somit  $4 \times 1.5 \text{ Mrd.} = 6 \text{ Mrd. Franken}$ .

Reine Gasturbinen sind im Bau bedeutend billiger als GuD-Kraftwerke, weil ihnen die Dampf-Komponente fehlt. Allerdings ist ihr Wirkungsgrad niedriger, nämlich um 30%-55%. Sie können schneller reagieren, aber nicht so schnell wie hydraulische Turbinen. Weil wir in der Schweiz über genügend Wasserkraft verfügen, um kurzzeitige Schwankungen auszugleichen, erübrigt sich die Integration von reinen Gasturbinen ins Netz.

### 3.3. Speicherung

Wie weiter oben dargelegt, bedingt der geringe Lastfaktor von Wind- und Solaranlagen eine um das 6- (Wind) bis 10-fach (Sonne) „überhöhte“ Nennleistung, damit die durch den Wegfall der Kernenergie fehlenden Terawattstunden produziert werden können. Das führt bei idealen Bedingungen – voller Sonnenschein und optimale Windgeschwindigkeit – zu einem hohen Leistungsüberschuss. Solche Bedingungen sind am ehesten Ende Juni kurz nach Mittag zu erwarten. Zu dieser Zeit beträgt der Landesbedarf typischerweise um die 8 GW. Die geplanten Wind- und Solarkraftwerke produzieren dann aber bis zu 15 GW! Ausserdem können die Laufkraftwerke, die zu dieser Zeit 3 GW leisten, nicht abgestellt werden. Der resultierende Überschuss von 10 GW muss schon deshalb gespeichert werden können, weil ansonsten die Jahresbilanz nicht stimmt.

#### 3.3.1. Speichertechnologien

Wie kann man Strom speichern? Kohle liegt auf Halde, Erdöl im Tanklager. Sogar das Erdgasnetz kann – im Gegensatz zum Stromnetz – während ca. 24 Stunden über tolerierbare Druckschwankungen begrenzt eine Speicherfunktion ausüben. Aber Strom muss zum Speichern in jedem Fall in eine andere Energieform umgewandelt werden. Die folgenden Möglichkeiten sind in Betracht zu ziehen:

### *Pumpspeicher*

Pumpspeicherkraftwerke funktionieren prinzipiell wie konventionelle Speicherkraftwerke. Der Unterschied besteht darin, dass die Wassermengen mehrfach genutzt werden können: Ist der Energiebedarf gering, wird der überschüssige Strom verwendet, um Wasser von einem tiefer gelegenen Reservoir in einen höher gelegenen Speichersee zu pumpen. Das ist gewissermassen das Umgekehrte der Stromproduktion mit Wasserkraft. Das hochgepumpte Wasser steht in Form von potenzieller Energie anschliessend wieder zur Stromproduktion zur Verfügung.

Die Schweiz bietet von ihrer Topographie und den Niederschlagsmengen her sehr gute Bedingungen für Pumpspeicherwerke. Beispiele für die Nutzung dieser Technik sind das Kraftwerk Hongrin (der Genfersee dient als unterer, das Staubecken von Hongrin als oberer Speicher), die Stauseen der KWO im Grimselgebiet und in Zukunft die Neubauten Linthal 2015 im Kanton Glarus und Nant de Drance im Wallis.

Trotz der guten Bedingungen darf man sich nicht der Illusion hingeben, die Schweiz könne im Zuge einer grossangelegten europäischen Energiewende als „Strombatterie Europas“ dienen; dafür reichen die Kapazitäten nicht ansatzweise aus. Um dies begreiflich zu machen, reicht ein Blick auf die rein inländische Speicherproblematik: Um die Tagesproduktion eines Kraftwerks der Grösse von Gösgen (Leistung: 1'000 MW) zu speichern, müssen etwa 9 Millionen m<sup>3</sup> Wasser 100 Meter hochgepumpt werden. Der ganze Zyklus des Speicherns und Wiedergewinnens von Strom ist mit Verlusten im Bereich von 20-25% verbunden. Das neue Pumpspeicherwerk Linthal 2015 wird eine Pumpleistung von 1'100 MW aufnehmen können. Um die maximale Überschussleistung nutzen zu können, wären also neun Pumpspeicherwerke dieser Grösse nötig. Die Pumpleistung der vorhandenen und sich im Bau befindenden Pumpspeicherwerke beträgt weniger als 4'000 MW. Dazu kommt: nach 37 Stunden Pumpen ist der Obersee des Linthal 2015-Werks voll. Um die grossen (PV-)Sommerüberschüsse in den Winter zu retten, wird ein Vielfaches der heute vorhandenen und im Bau befindlichen Speicher vonnöten sein. Wir werden darauf zurückkommen.

Gibt es Alternativen zu Pumpspeicherwerken?

### *Akkus*

Akkus kennen wir alle; wir laden über Nacht unsere Smartphones, PCs und Kameras. Dies scheint einfach und billig zu sein. Warum macht man das nicht mit dem überschüssigen Strom? Weil es eben nicht billig ist (siehe unten). Neben den erwähnten Gadgets werden heute über Nacht auch die Lithium-Ionen-Akkus von Elektroautos geladen. Als Beispiel mag der Tesla Roadster dienen. Die Batterie dieses PKW fasst 50 kWh und wiegt 400 kg. Um die Tagesproduktion von Gösigen zu speichern, braucht es 200'000 Tonnen Lithium-Ionen-Akkus, also eine halbe Million Teslas. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der in Fahrzeugen gespeicherte Strom auch für den Fahrbetrieb benötigt wird und daher nur teilweise wieder ins Netz eingespeist werden kann. Zudem ist auch dieser Prozess mit Verlusten verbunden (für Lithium-basierte Batterien ca. 20-25%). Auch muss bedacht werden, dass Lithium zu den seltenen Erden gehört.

### *Druckluft*

Auf den ersten Blick ist das eine bestechende Idee: Man braucht den überschüssigen Strom, um Luft in einen grossen Druckbehälter zu pumpen. Bei Bedarf treibt die Druckluft eine Turbine mit Generator. Wie gross muss so ein Druckspeicher sein? Um die Tagesproduktion von Gösigen zu speichern muss ein Raum mit  $500 \times 100 \times 100$  m mit Druckluft bei 200 bar gefüllt werden, das ist knapp das 100-fache des Drucks in einem Autoreifen.

Dabei schafft man sich ein zusätzliches Speicherproblem. Wer jemals einen Veloreifen aufgepumpt hat weiss: komprimierte Luft wird heiss. Nur ein Teil der Pumpleistung wird in Druck umgewandelt, ein Teil geht in Wärme über und heizt die Luft auf 600°C. Falls diese Wärme nicht gespeichert werden kann, muss die Luft vor der Entspannung in der Turbine vorgeheizt werden, zum Beispiel mit einem Erdgasbrenner. So macht man es im deutschen Huntorf, dem bisher einzigen Druckluftspeicher in Europa. Er wurde 1978 von BBC gebaut. Mit künftigen „adiabatischen“ Druckluftspeichern, welche die Kompressionswärme speichern, hofft man, den Wirkungsgrad von 40 auf 70% zu steigern.

### *Elektrolyse / Power-to-Gas*

Gleichstrom kann Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegen. Der so gewonnene Wasserstoff könnte über Brennstoffzellen oder Gasturbinen wieder Strom erzeugen oder er könnte dem Erdgas beigemischt und verbrannt oder in einem zusätzlichen Schritt in Methanol umgewandelt und als Treibstoff verwendet werden. Man hat dafür auch schon den Begriff „Methanol-Revolution“ verwendet. Vorerst lässt sie auf sich warten. Das Problem bei der Elektrolyse sind die hohen Anlagenkosten und der schlechte Wirkungsgrad. Beim Elektrolyse – Brennstoffzellenzyklus geht etwa die Hälfte der Energie verloren.

### *Schwungräder*

In der Stadt Yverdon verkehrten eine Zeit lang Trolleybusse ohne Oberleitung, sog. Gyrobusse. Sie hatten einen Kreiselpeicher mit je etwa 1.5 Tonnen Gewicht. Bei jeder Haltestelle gab es elektrische Kontakte, über die das Schwungrad über einen Elektromotor neu beschleunigt – also aufgeladen wurde. Während der nächsten Etappe trieb das Schwungrad die Räder an. Damit eine Tagesproduktion von Gösgen in Schwungrädern gespeichert werden kann, braucht es grob geschätzt etwa eine Million solcher Schwungräder. Abgesehen davon ist diese Technik nur für die Kurzzeitspeicherung (Minutenbereich) geeignet.

### *Supraleiter*

Es ist theoretisch möglich, Energie in einem Magnetfeld zu speichern. Dazu braucht man supraleitende Spulen, die auf 1.5 Kelvin (-271°C) abgekühlt sind. Alle solchen Spulen im Large Hadron Collider (LHC) des CERN speichern 11 Gigajoule. Daraus kann man berechnen, dass die Speicherkapazität von 7'800 LHCs benötigt würde, um die Tagesproduktion von Gösgen zu speichern.

Weitere denkbare Speicher wie elastische (Federn) oder elektrostatische (Supercaps) kommen als ineffizient, zu aufwendig oder der zu speichernden Größenordnung wegen mit heutiger Technik nicht in Frage.

### 3.3.2. Verstetigung des PV-Stroms

Wenn man die PV-Anlagen zur Grundversorgung als Ersatz der Kernkraftwerke heranziehen möchte, müssen die anvisierten 11.12 TWh pro Jahr stetig über das gesamte Jahr ins Netz eingespeist werden. Nur diese Anforderung an den PV-Strom – Grundlastqualität – ergibt Sinn. Welche Konsequenzen hinsichtlich Ausbaubedarf, Kosten etc. ergeben sich daraus, wenn zur Verstetigung auf Pumpspeicher zurückgegriffen wird?

Verstetigung von 11.12 TWh fluktuierender Produktion über ein Jahr bedeutet zunächst, dass kontinuierlich eine Leistung von 1'269 MW bereitgestellt werden muss. Die Hydro-Turbinen und Generatoren der Pumpspeicher müssen entsprechend für diese Leistung konzipiert werden (1'269 MW/Wirkungsgrad).

Da die PV-Anlagen nur während einer beschränkten Zeit – rund 11% des Jahres – Volllast liefern können, müssen diese für eine Leistung von 11'535 MW ausgelegt werden. (Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt 2.3.1.) Um Pump-, Turbinen-, Verfügbarkeits- und Leitungsverluste zu kompensieren, muss die installierte Leistung in der Tat sogar rund 20% höher sein. Es müssten also PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 13'720 MW installiert werden.

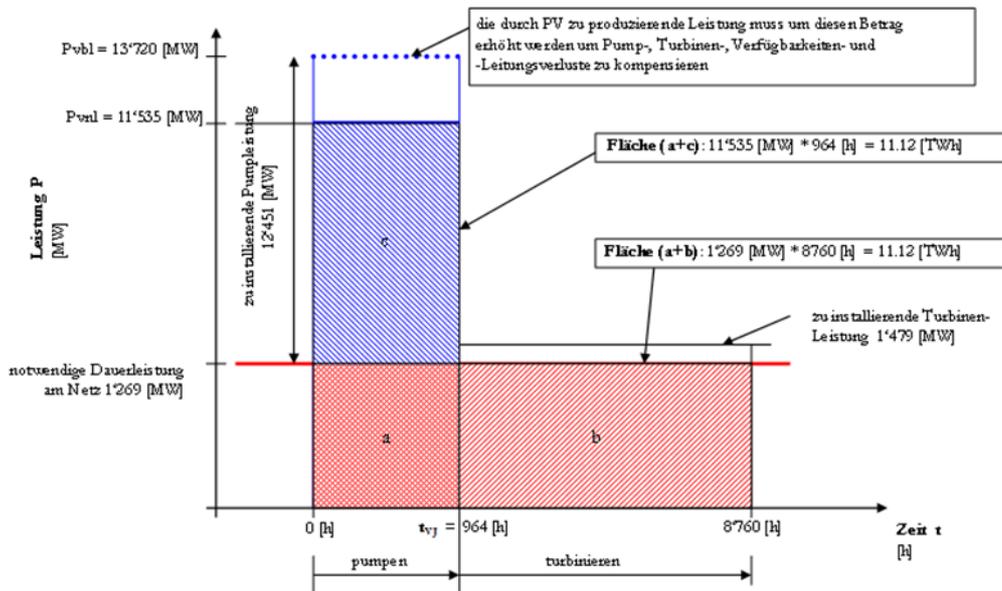
Ein wichtiger Aspekt betrifft die Ausgestaltung der Pumpspeicher. Klassische Pumpspeicher wurden bisher immer so ausgelegt, dass deren hydraulische Leistungsaufnahme resp. -abgabe symmetrisch war.<sup>62</sup> In vielen Fällen wurden sog. Pumpsturbinen eingebaut, d.h. Maschinen, die sowohl pumpen als auch turbinieren können. Dazu muss nur die Drehrichtung des Aggregates geändert werden, der Generator wird dazu „motorisch“ geschaltet. Die Verstetigung von 11.12 TWh Strom pro Jahr aus PV-Anlagen erfordert nun aber ein in hohem Mass asymmetrisch konzipiertes Pumpspeicher-System. Dem Pumpenleistungsbedarf von 12'451 MW während 11% des Jahres steht eine notwendige Turbinenleistung von 1'479 MW während 89% des Jahres zur Befriedigung der Grundlastqualität gegenüber. Die Zusammenhänge sind in Abbildung 9 dargestellt.

<sup>62</sup> Symmetrie bedeutet, dass das hochgepumpte Wasservolumen in der gleichen Zeiteinheit wieder turbinieren kann.

Energiewende CH

Kosten der Pumpspeicherung für die Glättung der Stromproduktion aus PV- Anlagen:

Die Systematik der ins Netz zu stellenden produzierten PV Energie lässt sich damit wie folgt darstellen:  
(nicht massstäblich)



Höhener, rev August 2014

6

Abbildung 9: Glättung der Stromproduktion aus PV-Anlagen (eigene Berechnungen)

Die zusätzliche, für den Ausgleich der fluktuierenden PV-Produktion notwendige Speicherpumpenleistung von 12'451 MW entspricht rund 83% (!) der gegenwärtig in der Schweiz installierten elektrischen Generatorleistung, welche sich aus rund 3'200 MW Kernkraftwerk-, 3'800 MW Laufkraftwerk- und 8'000 MW Speicherkraftwerk-Leistung zusammensetzt. Heute sind, die zurzeit im Bau befindlichen Anlagen Nant de Drance und Linth-Limmern 2015 eingeschlossen, rund 3'280 MW Speicherpumpen- und Turbinenleistung installiert, wovon allerdings nur etwa 1'900 MW der Saisonal-Speicherkapazität zuzuordnen sind. Damit wäre die Pumpkapazität auf Grund der PV-Zielsetzung etwa um den Faktor 3.8 auszubauen.

Die heute installierte Speicherturbinenleistung würde nominell genügen. Da jedoch die heutigen Anlagen bezüglich Speicherkapazität unzureichend sind und die zusätzlichen Speicher geografisch von den heutigen Anlagen entfernt sind, muss man davon ausgehen, dass auch diesbezüglich Ausbauten notwendig sein werden. Unter Berücksichti-

gung der auch für die Zielsetzung Wind notwendigen Kapazität könnte der Mehrleistungsbedarf bis zu 2'000 MW betragen.

Angesichts dieser Gegebenheiten überrascht es nicht, dass die Pumpspeicherung von stochastisch anfallender Stromproduktion zu deren Qualitätsverbesserung enorm teuer ist. Unseren Berechnungen für die PV zufolge muss man von 32.4 Rappen pro kWh ausgehen!<sup>63</sup> Ein wesentlicher Treiber dieser Kosten ist die erwähnte Asymmetrie der dazu benötigten Anlagen, d.h. die auf Grund des geringen Power Factors der PV hohe erforderliche Pumpleistung und damit auch das grosse Speichervolumen.

Eine Veränderung der angenommenen Volllastzeit der PV-Anlagen (und damit der Asymmetrie) um +/- 25% hat eine relativ abgeschwächte Kostenänderung von -18.8% für eine Verbesserung des PV-Ertrags resp. +31.5% für dessen Verschlechterung zur Folge. In jedem Fall bleibt die Verstetigung von PV-Strom über Pumpspeicher ein sehr teures Unterfangen.

Man könnte sich nun fragen, ob es ökonomisch sinnvoll ist, jede kWh PV-Strom zu verstetigen. Würde man z.B. ein „80%-Last“-Kriterium anwenden, sprich die obersten 20% nicht verstetigen, dann ginge die Anzahl der Produktionstage wohl hoch, der Leistungsbedarf für die Pumpen zurück usw. Allerdings wäre das im Zeitalter der Energieeffizienz eine Verschwendung, denn 20% der PV-Energie müssten ungenutzt vernichtet werden (man kann sie auch nicht exportieren, da das umgehende Ausland in den jeweiligen Zeitpunkten auch „long“ ist). Das ist notabene in Deutschland und Dänemark bereits übliche Praxis.

### 3.3.3. *Verstetigung des Windstroms*

Auch der Windstrom – anvisiert sind 4.2 TWh pro Jahr – muss verstetigt und somit veredelt werden. Die Problematik ist dieselbe wie beim PV-Strom. Für die Berechnung der Kosten bleibt die Frage der Annahme des „Power Factors“ d. h. der möglichen Jahres-Volllastzeit. Für die vorliegende Arbeit wurden dazu 15% angenommen (was

<sup>63</sup> Modellrechnungen wie auch die vorliegende hängen in der Regel sehr stark von den zugrunde liegenden Annahmen ab. Konsequenterweise wurde im Sinne von Sensitivitätsrechnungen auch der Einfluss der Veränderung der angenommenen Ausgangswerte nachgerechnet (Abschreibedauer, Investitionskosten, Kapitalzins, Gewinnmarge, Betriebskosten für Pumpspeicher, Wirkungsgrade). Es wurde darauf geachtet, dass die Werte im realistischen, eher vorsichtigen Bereich bleiben. Vgl. Anhang.

1'314 Vollaststunden im Jahr entspricht). Unter dieser Annahme ergeben sich als Basiswert für die Veredelung der produzierten Stromqualität 24.3 Rappen pro kWh an Kosten.

#### *3.3.4. Folgerungen Speicherproblematik*

Zwischenspeicherung von Strom aus PV- und oder Windkraft-Anlagen kostet auf Basis des derzeitigen Stands der Technik (Pumpspeicherwerke) 25 bis 35 Rappen pro kWh. Dabei handelt es sich um Systemkosten, die zu den Gestehungskosten von PV- und Windstrom hinzuaddiert werden müssen. Andernfalls erfolgt kein aussagekräftiger Vergleich mit Technologien, die Strom planbar produzieren.

Die Verstetigung von PV- und Windstrom ist u.a. deshalb so teuer, weil die heutigen Pumpspeicher für die erforderliche Betriebsform ungeeignet sind (Asymmetrie). Die bisher installierten Kapazitäten reichen bei weitem nicht zur Befriedigung der Zielgrösse 11.12 TWh PV- und 4.2 TWh Windstrom pro Jahr. Kritisch für die Umsetzbarkeit der notwendigen Leistungsausbauten werden jedoch weniger die Leistungsbetrachtungen als vielmehr die dazu notwendigen zusätzlichen Speichervolumen sein. Heute gibt es in der Schweiz Speichervolumen für das Äquivalent von rund 17.4 TWh pro Jahr. Allein für den Ausgleich der fluktuierenden PV-Produktion wären zusätzlich rund 13.2 TWh pro Jahr zu Lasten PV und 5 TWh pro Jahr zu Lasten Windkraft an zusätzlicher Speicherkapazität bereitzustellen. Das sind rund 105% zusätzlich. Wo findet man die zu vernünftigen Kosten in der diesbezüglich bereits gut ausgebauten Schweiz?

Der Investitionsbedarf für die zusätzlichen Pumpspeicherwerke beläuft sich nach unseren Berechnungen auf rund *33 Mrd. Franken*.

### **3.4. Netzausbau und -erweiterung**

Die Stromnetze sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein zentrales Element des Stromversorgungssystems. Oft sind Produktion und Verbrauch hunderte von Kilometern voneinander entfernt. Unterhalt und Ausbau der Stromnetze sind teuer: Ein typischer Haushalt in der Schweiz bezahlt 2014 für den Strom 19.8 Rappen pro kWh, wovon 9.7 Rappen allein auf die Netzkomponente entfallen. Entsprechend wich-

tig wäre es, bei der strategischen Planung der Stromversorgung die Auswirkungen auf die Netzkosten sorgfältig zu prüfen.

Das schweizerische Stromnetz ist historisch gewachsen und grundsätzlich dahingehend konzipiert, einerseits Strom von zentralen Kraftwerken in Richtung Verbraucher zu leiten und andererseits nationalen und internationalen Stromaustausch (Handel) zu ermöglichen. Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 wird ein neuartiges, komplexes Netzdesign erfordern.

Auf den oberen Netzebenen ist das Stromnetz auf zwei Kernelemente zugeschnitten: die heutige Produktionsstruktur mit einigen Grosskraftwerken, die den Strom auf den Netzebenen 1 bis 3 einspeisen, und den Stromimport und -export inkl. Stromtransit (insbesondere auf Netzebene 1). Die Verteilnetze der unteren Spannungsebenen (Netzebenen 4 bis 7) sind auf die Versorgung der Verbraucher ausgelegt. Die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke und der Anschluss von dezentralen Erzeugern werden die Stromflussverhältnisse (Lastfluss) grundlegend verändern. Bei zunehmender dezentraler Einspeisung auf den unteren Netzebenen durch Verbraucher („Prosumers“) muss das Netz so ausgestaltet sein, dass es auch in der Lage ist, den Strom in die Gegenrichtung – zu anderen Verbrauchern – zu transportieren.

Damit die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet bleibt, müssen die schweizerischen Netze im Rahmen der Energiestrategie 2050 um- und ausgebaut werden. Da sich die Energiestrategie auch auf Importe abstützt, ist die Schweiz zudem auf die Aufrüstung ausländischer Netze – z.B. für den Transport des im Norden Deutschlands produzierten Windstroms – angewiesen.

#### *3.4.1. Übertragungsnetz*

Unabhängig von der Energiestrategie gibt es im Übertragungsnetz bereits heute erheblichen Erneuerungsbedarf im Sinne der Substanzerhaltung, da die Übertragungsanlagen mehrheitlich mehr als 40 Jahre alt sind. Ausserdem besteht Ausbaubedarf aufgrund von Engpässen – die vorhandene Transportleistung stösst zunehmend an Grenzen. Schwerfällige Bewilligungsverfahren und die geringe gesellschaftliche Akzeptanz des Netzausbaus erschweren die Umsetzung der erforderlichen Massnahmen.

Auf die Belastungen im Übertragungsnetz wird die zunehmende dezentrale Einspeisung eher geringe Auswirkungen haben, weil der dezentral produzierte Strom mehrheitlich auf den unteren Netzebenen eingespeist wird. Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz hängt nicht zuletzt auch von „europäischen Faktoren“ ab.

Trotz dieser Einschränkungen stellt die Energiewende gewisse zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz. So ist für die Zwischenspeicherung der Energie zusätzliche Netzkapazität erforderlich. Diejenigen Leitungen, die Energie von und zu den Zwischenspeichern transportieren, müssen ausgebaut werden. Auf Basis des heutigen Standes der Speichertechnik ist davon auszugehen, dass die Zwischenspeicherung auch in Zukunft v.a. in den Pumpspeicherwerken der Alpen erfolgen wird. Durch den Wegfall der Energie der Kernkraftwerke muss ausserdem Bandenergie durch neu gebaute GuD-Kraftwerke oder WKK-Anlagen beschafft oder aus dem Ausland importiert werden. Für den Import von Bandenergie und die Drehscheibenfunktion der Schweiz sind auch diverse Schweiz-interne Leitungen, die Engpässe darstellen, auszubauen. Und falls die neuen Grosskraftwerke nicht an bestehenden 380-kV-Knoten oder an starken 220-kV-Knoten angeschlossen werden können, müssen Anlagen (Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren) verstärkt, durch neue ersetzt oder völlig neu gebaut werden.

Für eine sichere Stromversorgung muss die Stabilität des gesamten zusammenhängenden europäischen Höchstspannungsnetzes gewährleistet sein. Bei zunehmenden Importen bringt dies eine zusätzliche Abhängigkeit – auch betr. Netzausbau – vom Ausland. Lokale Engpässe (d.h. Leitungen, deren Kapazitäten für die Menge des zu transportierenden Stroms knapp oder gar nicht ausreichend dimensioniert sind) gefährden die Sicherheit der Stromversorgung. Bereits heute muss die Netzbelastungskonfiguration teilweise täglich mehrmals geändert werden, um die kontinuierliche Versorgung aufrechterhalten zu können. Dies ist mit grossem Aufwand und hohen sog. Systemkosten verbunden.

Der hohe Stromtransportbedarf stellt wie angesprochen auch Deutschland vor grosse Herausforderungen betr. Netzausbauten. Um den Windstrom von der Küste und der See im Norden in die Verbrauchszentren im Süden (Bayern, Baden-Württemberg) zu transportieren, sind weiträumig Netzverstärkungen erforderlich.

#### 3.4.2. Verteilnetze

Im Bereich der Verteilnetze hat die zukünftige Struktur der Stromerzeugung – überwiegend zentral oder überwiegend dezentral? – einen massgeblichen Einfluss auf den Ausbaubedarf. Die Herausforderung besteht dabei in der Integration von dezentralen Kraftwerken und fluktuierenden Einspeisungen. Der Verteilnetzbetreiber muss vermeiden, dass die Gesamtleistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen die Aufnahmekapazität der Netze überschreitet und hat dafür zu sorgen, dass die Netzparameter (z.B. Spannung) jederzeit eingehalten werden. Nur so kann die Netzstabilität gewährleistet werden. Gemäss Untersuchungen sind in den heutigen Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Regel noch gewisse Reserven für den Anschluss dezentraler Anlagen vorhanden. Wie gross diese Reserven sind und ab welcher Schwelle bzw. welchem Zeitpunkt ausgebaut werden muss, hängt vom Einzelfall ab. Massgeblich ist nicht zuletzt, wie gross die Zubauraten von PV- und Windkraftanlagen in einer Region sein werden.

Insgesamt impliziert der im Rahmen der Energiestrategie vorgesehene Zubau von PV- und Windenergieanlagen einen enormen Ausbaubedarf in den Verteilnetzen, der mit Voranschreiten der Energiestrategie zusehends zum Vorschein kommen wird. Aus dem Produktionsprofil der PV- und Windenergieanlagen ergibt sich, dass die bereitzustellende Übertragungskapazität eines Verteilnetzes bei vollendeter Energiestrategie nur während einem Bruchteil der Zeit – vorwiegend im Sommer zur Mittagszeit – ausgelastet sein wird. Die technischen Erfordernisse im Bereich der Verteilnetze laufen hinsichtlich der Kapazitäten auf dieselbe Form von „Duplizierung“ (d.h. hohe Reservekapazitäten notwendig für nur kurzzeitige Einsätze) hinaus, die auch in den Bereichen Produktion und Speicherung vonnöten sein werden.

#### 3.4.3. Smart Grids

Die Energiestrategie 2050 will die durch die dezentralen und fluktuierenden Einspeisungen entstehenden Netzprobleme mittels Entwicklung der Verteilnetze in Richtung „intelligente Netze“ (Smart Grids) lindern bzw. lösen. Diese sollen Stromproduktion, -verbrauch und -speicherung intelligent, d.h. IKT-gestützt, vernetzen. Sowohl kleine dezentrale als auch grosse zentrale Stromerzeuger sollen dadurch besser gesteuert werden. Ausserdem soll das Zusammenspiel zwischen Produktion und Verbrauch so gestaltet werden, dass möglichst wenig Energie zwischengespeichert werden muss. Die Kon-

sumenten sollen also dazu gebracht werden, Strom dann einzusetzen, wenn er verfügbar und billig ist. Einen wesentlichen Beitrag dazu sollen nicht zuletzt intelligente Steuerungen und Regelungen für den Stromverbrauch und die Netzbelastung leisten, die aber heute – wie alle anderen Elemente von Smart Grids – noch nicht verbreitet sind.

Das Potenzial zur Lastverschiebung dürfte in der Schweiz vergleichsweise gering sein. Mit dem Mittel der Rundsteuerung kennen die Schweizer Verteilnetzbetreiber bereits ein Mittel des Lastmanagements, mit dem zahlreiche Endgeräte angesteuert und Lastspitzen geglättet werden können. Ausserdem bieten die Hoch- und Niedertarifierung Anreize zur Lastflexibilisierung. Natürlich könnte die Lastflexibilisierung mit einem ausgebauten Smart Grid weiter vorangetrieben werden, aber inwieweit sich Kosten und Nutzen dabei die Waage halten, ist fraglich. Die Bereitschaft der Haushalte und Unternehmen, Komforteinbussen in Kauf zu nehmen, ist angesichts der vielfach dokumentierten geringen Preiselastizität der Stromnachfrage nicht ausgeprägt.

Damit ein solches Smart Grid-System funktionieren kann, braucht es auf der Mittelspannungs- und der Verteilebene eine starke Vernetzung aller Akteure und einen umfassenden Einsatz von Informations-, Überwachungs- und Steuerungstechnologien. Eine Vorstufe für Smart Grids sind kommunikationsfähige Stromzähler (Smart Meters). Dort, wo heute bereits Smart Meters vorhanden sind, sollten sie vor allem der Sensibilisierung der Endverbraucher betr. Stromverbrauch dienen. Der Erfolg ist bislang sehr bescheiden.

Smart Grids existieren bislang nur als Konzept und beschreiten technisches Neuland. Kosten wie auch Nutzen von Smart Grids sind noch weitgehend unklar. Der IT-Einsatz wird auf jeden Fall kostspielig und die anfallenden Datenmengen – verbunden mit allen erdenklichen Sicherheits- und Datenschutzproblemen – werden enorm sein. Die „totale Vernetzung“ aller massgebenden Akteure wird eine Komplexität bedingen, deren Risiken in Bezug auf die Versorgungssicherheit keinesfalls zu unterschätzen sind.

Im Lichte dieser Überlegungen – und solange eine mengenmässig grosse Speichermöglichkeit des Stromes fehlt – ist das Smart Grid eine Zukunftsvision mit höchst zweifelhaftem Nutzen, aber potenziell hohen Kosten und grossen Risiken für die Versorgungssicherheit.

#### 3.4.4. *Investitionsbedarf*

Der Bundesrat rechnet für Ausbau und Erneuerung im Übertragungsnetz und den Ausbau in den Verteilnetzen mit Kosten von rund 18 Milliarden Franken. Beim Übertragungsnetz werden die Kosten der notwendigen Ausbauprojekte langfristig – d.h. bis 2050 – auf 2.3 bis 2.7 Milliarden Franken geschätzt. Hinzu kommen beim Übertragungsnetz bis 2030 rund 4 Milliarden Franken für Erneuerungsarbeiten. Bei den Verteilnetzen wird – je nach Szenario – mit einem Ausbaubedarf zwischen 3.9 und 12.6 Milliarden Franken gerechnet. Insgesamt belaufen sich die Mehrkosten für den Netzausbau (d.h. ohne Erneuerungsmassnahmen) gemäss Bundesrat bis 2050 auf 6.2 bis 15.3 Milliarden Franken. Hinzu kommt der technische wie kostenmässige Aufwand für die Realisierung der Smart Grids, der sich heute noch nicht verlässlich abschätzen lässt.

Die Beratungsfirma Consentec (2012) hat den Investitionsbedarf auf Ebene Verteilnetze ebenfalls abgeschätzt. Bei einer zusätzlichen Leistung aus erneuerbaren Energien von 5.7 GW im Jahr 2050 werden demzufolge 6.2 Milliarden Franken in den Ausbau der Verteilnetze investiert werden müssen. Sofern die zusätzliche Leistung 18.8 GW betragen soll, sind es sogar 24 Milliarden Franken. Die Differenz zwischen dem moderaten und dem forcierten Ausbau beträgt also 17.8 Milliarden Franken. Soweit anstelle klassischer Massnahmen sog. innovative Massnahmen (ohne Smart Grid) zum Tragen kommen können, die sich teilweise noch in der Testphase befinden, liegt die Spanne zwischen 3.7 und 14.7 Milliarden Franken. Ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien wird demzufolge im Bereich der Verteilnetze Mehrkosten im Umfang von mindestens 11 Milliarden Franken zur Folge haben. Im Lichte der Komplexität der Smart Grids sind diese Schätzungen eher tief angesetzt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Auf Basis der heute verfügbaren Informationen ist davon auszugehen, dass die durch den Um- und Ausbau der Stromnetze (v.a. Verteilnetze) ein Mehrbedarf von mindestens 10 Milliarden Franken entstehen wird. Sollte ein Ausbau in Richtung Smart Meter und Smart Grid wirklich vorangetrieben werden, dann dürften die Netzkosten nochmals nachhaltig steigen. Man denke dabei nur an die Erfahrungen mit komplexen IT-Projekten (Kostenüberschreitungen u.ä.) und die nachfolgende Instandhaltung und regelmässige Erneuerung der entsprechenden Systeme.

### 3.5. Folgerungen

Die Umstellung auf PV- und Windstrom löst enorme Systemkosten aus. PV- und Windstrom fällt fluktuierend und abhängig vom Wetter an. Entsprechend braucht es mehr Backup-Produktionskapazitäten. Das können z.B. Gaskraftwerke sein.

Ausserdem muss der nicht bedarfsgerecht anfallende PV- und Windstrom zwischengespeichert und verstetigt werden. Andernfalls ist der Strom weitgehend nutz- und damit wertlos. Hierfür kommen nach heutigem Stand der Speichertechnik v.a. die Pumpspeicherwerke in Frage. Struktur, Volumen und Kapazität des heutigen Kraftwerkparks stimmen nicht überein mit dem Bedarf. Die erforderlichen Investitionen und der Betrieb der Pumpspeicherwerke sind teuer. Man kann bei PV- und Windstrom 20-30 Rappen pro kWh zu den Gestehungskosten hinzuaddieren. Wenn es nicht zu einem massiven Durchbruch in den Speichertechnologien kommt, wird PV- und Windstrom immer sehr teuer bleiben.

Nicht zu vergessen sind schliesslich die Kosten für den Ausbau und Erweiterung der Stromnetze. Zusatzkosten in Milliardenhöhe sind v.a. auf der Ebene der Verteilnetze zu erwarten.

All diese Systemkosten werden nicht von den Betreibern der PV- und Windenergieanlagen getragen, sondern von der Allgemeinheit der Stromkonsumenten. Um die Erzeugungstechnologien fair miteinander zu vergleichen, müssen bei PV- und Windenergieanlagen die zusätzlichen Systemkosten hinzuaddiert werden. Paradox an all diesen zusätzlichen und gewaltigen Systemkosten ist der Umstand, dass man auf all das weitestgehend verzichten könnte, wenn man am bewährten Strommix von Kernenergie und Wasserkraft festhalten würde. Man entwickelt so nur Produktionstechnologien mit hohen „levelized costs“ und Technologien mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten für Pufferung, Speicherung, Backup und Netzausbau. Wir verschwenden hier viel Forschungs- und Entwicklungsgelder ohne jeglichen Zusatznutzen gegenüber dem Status quo.

## 4. Externe Effekte

Mit der Stromrechnung bezahlen die Verbraucher nur einen Teil der tatsächlichen Kosten. Sämtliche Energieformen, fossile genauso wie erneuerbare und die Kernenergie, haben Auswirkungen, die im Strompreis nicht enthalten sind. Diese externen Effekte lassen sich nur schwer pekuniär beziffern. Trotzdem müssen sie im Rahmen einer Strategiefestlegung in gebührender Weise mitberücksichtigt werden.

### 4.1. Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit der Stromversorgung ist volkswirtschaftlich von grösster Tragweite. Allerdings lässt sich ihr Wert nicht seriös beziffern. Tatsache ist, dass der Mix aus Wasser- und Kernkraft, der die Stromversorgung der Schweiz seit Jahrzehnten dominiert, eine hohe Versorgungssicherheit garantiert (vgl. oben). Wie ist der Umstieg auf „Sonne und Wind“ unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit einzustufen?

#### 4.1.1. Externe Versorgungssicherheit

Bei der externen Versorgungssicherheit geht es um die Frage, wie stark die Versorgung eines Landes vom Ausland, d.h. von Importen, abhängig ist. Problematisch sind hier die Technologien, die auf fossilen Brennstoffen beruhen. Erneuerbare Energien (Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft, Geothermie, Biomasse) schneiden demgegenüber gut ab, weil keine Brennstoffe importiert werden müssen. Als Ersatz von Kernkraftwerken bringen erneuerbare Energien allerdings keine wesentliche Verbesserung der externen Versorgungssicherheit. Denn die Kernenergie schneidet diesbezüglich ähnlich gut ab wie erneuerbare Energien. Natürlich muss die Schweiz die Kernbrennstoffe importieren, aber es lässt sich problemlos ein Vorrat für mehrere Jahre auf kleinem Raum lagern. Die weltweiten Reserven sind ausserdem gross und geographisch breit diversifiziert. In der Vergangenheit gab es nie Probleme bzgl. der Verfügbarkeit von nuklearen Brennstoffen. Als zusätzlicher Aspekt der externen Versorgungssicherheit ist die finanzielle Anfälligkeit der Stromversorgung gegenüber einer starken Verschärfung der globalen CO<sub>2</sub>-Politik zu berücksichtigen. Auch bei diesem Kriterium schneiden Erneuerbare und Kernenergie vergleichbar ab.

Der Umstieg auf Sonne und Wind stärkt die externe Versorgungssicherheit nur, wenn damit eine verringerte Abhängigkeit von Kohle, Gas oder anderen fossilen Brennstoffen einhergeht. Das ist in der Schweiz nicht der Fall. Vielmehr wird die Abhängigkeit von Stromimporten noch zunehmen.

#### 4.1.2. *Interne Versorgungssicherheit*

Die interne Versorgungssicherheit beschreibt die Fähigkeit eines Versorgungssystems, in jedem Zeitpunkt Angebot und Nachfrage auszugleichen. Technologien, die nennenswerte externe Systemkosten verursachen, den Bedarf an Backup-Kapazitäten erhöhen und Anpassungen bei der Netzinfrastruktur bedingen, beeinträchtigen die Versorgungssicherheit. Die flatterhafte Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen destabilisiert das Gesamtsystem umso stärker, je grösser der Anteil dieser Technologien ist. Die Kernenergie demgegenüber nutzt die bereits bestehende Netzinfrastruktur in optimaler Weise und liefert qualitativ hochwertige Bandenergie. Der Ersatz der Kernkraftwerke durch PV- und Windenergieanlagen schwächt die interne Versorgungssicherheit.

#### 4.1.3. *Verwerfungen auf dem Strommarkt*

Die gewichtigste Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit resultiert aus der Subventionierung von PV- und Windenergieanlagen und der damit verbundenen Marktverzerrung. Die subventionierte Produktion und Einspeisung von PV- und Windstrom hat einen spürbar dämpfenden Effekt auf die Börsenpreise und erhöht die Volatilität der Preise. Weil PV- und Windstrom vorrangig eingespeist werden und Grenzkosten nahe null aufweisen, sinkt die Auslastung und damit auch die Rentabilität der konventionellen, steuerbaren Kraftwerke. Daraus resultieren Fehlanreize, welche die Stromversorgung langfristig gefährden.

In der kurzen Frist – d.h. solange Überkapazitäten bestehen – sind noch keine spürbaren Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu erwarten. In dieser Situation befinden wir uns heute. Die sinkenden Börsenpreise werden bisweilen sogar als Wohlfahrtsgewinn für die Stromkonsumenten missverstanden. Die Betreiber der Kraftwerke spüren die Auswirkungen aber bereits heute in Form von sinkenden Renditen ihrer Anlagen.

Der kurzfristige Einfluss von PV- und Windeinspeisung in Höhe von 10% bzw. 30% auf die flexiblen und steuerbaren Technologien wird von der OECD/NEA wie in Tabelle 3 dargestellt geschätzt. Kernkraftwerke vermögen sich im Vergleich zu Kohle- und Gaskraftwerken noch einigermaßen gut zu behaupten. Der Grund dafür sind die relativ geringen variablen Produktionskosten der Kernkraftwerke.

Penetration level		10%		30%	
Technology		Wind	Solar	Wind	Solar
Load losses	Gas turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas turbine (CCGT)	-34%	-26%	-71%	-43%
	Coal	-27%	-28%	-62%	-44%
	Nuclear	-4%	-5%	-20%	-23%
Profitability Losses	Gas turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas turbine (CCGT)	-42%	-31%	-79%	-46%
	Coal	-35%	-30%	-69%	-46%
	Nuclear	-24%	-23%	-55%	-39%
Electricity price variation		-14%	-13%	-33%	-23%

Tabelle 3: Auswirkungen des Zubaus von Wind und Solar auf die Auslastung und Profitabilität von steuerbaren Kraftwerken (Quelle: OECD/NEA 2012)

Ganz anders präsentiert sich die Situation in langfristiger Betrachtung. Die Betreiber werden die dringend benötigten Ersatzinvestitionen für alte steuerbare Kraftwerke immer zögerlicher vornehmen, weil der verzerrte Markt keine hinreichenden Investitionsanreize mehr liefert. Früher oder später werden sich Engpässe ergeben. Das wird in der Schweiz dann der Fall sein, wenn die Kernkraftwerke vom Netz gehen und/oder wenn es darum geht, neue, zusätzliche Nachfrage zu bedienen und/oder wenn der günstige Importstrom versiegt und/oder wenn limitierende Netzengpässe für den Import entstehen.

Eine Korrektur der politisch bedingten Verwerfungen auf dem Strommarkt wird dann kaum noch möglich sein. Denn je weiter der Ausbau von Wind und Sonne schon fortgeschritten ist, umso schwieriger wird die Finanzierung von Kraftwerken mit hohen Investitionskosten. Auch der technisch zwingend erforderliche Ausbau der Speicherkapazitäten wird unter diesen Rahmenbedingungen nicht finanzierbar sein.

Man könnte nun argumentieren, dass im bevorstehenden Umfeld die Strompreise in Knappheitssituationen so stark steigen werden, dass sich Investitionen eben doch wieder lohnen. Die zeitlichen, finanziellen und regulatorischen Unsicherheiten sind aber

viel zu gross. Kein Investor wird bei den erforderlichen Preisausschlägen darauf wetten, dass der Regulator auf lenkende Eingriffe verzichtet. Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass bereits heute über die Subventionierung von Grosswasserkraftwerken und des Vorhaltens von Kapazitäten („Kapazitätsmärkte“) diskutiert wird.

## 4.2. Treibhausgas-Emissionen und andere Umweltexternalitäten

### 4.2.1. Treibhausgas-Emissionen

Alle Stromerzeugungstechnologien sind mit gewissen Umweltexternalitäten verbunden. Aufgrund des befürchteten Klimawandels richtet sich der Fokus üblicherweise auf die Treibhausgas-Emissionen. Sie werden in kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro kWh Strom beziffert.

Bei konventionellen, auf der Verbrennung von fossilen Brennstoffen beruhenden Stromerzeugungstechnologien fällt ein Grossteil der Emissionen direkt bei der Stromproduktion an. Bei anderen Technologien wie bspw. der Photovoltaik ist die Stromproduktion nicht unmittelbar mit Emissionen verbunden. Deshalb wird gerade Solarstrom häufig als besonders emissionsarme Alternative wahrgenommen. Diese Sichtweise ist allerdings verkürzt. Die Herstellung der PV-Anlagen – angefangen beim Ausgangsmaterial (z.B. Silizium) – ist mit hohem Energieverbrauch verbunden, der ebenfalls zu berücksichtigen ist. Man muss auch bei den technologiespezifischen Treibhausgas-Emissionen – wie bei den Gestehungskosten – eine Lebenszyklusbetrachtung vornehmen.

Abbildung 10 zeigt die Treibhausgas-Emissionen unterschiedlicher Technologien auf Basis einer solchen Untersuchung durch das PSI. Gaskraftwerke weisen unter den abgebildeten Technologien die höchsten Treibhausgas-Emissionen auf (noch höher sind die Emissionen von Kohlekraftwerken). Heutige Biogas- und PV-Anlagen verursachen geringere, aber nicht vernachlässigbare Emissionen. In Zukunft werden bei diesen Technologien deutliche Verbesserungen erwartet. Strom aus Wasserkraftwerken weist die geringsten Emissionen auf, gefolgt von Kern- und Windenergie.

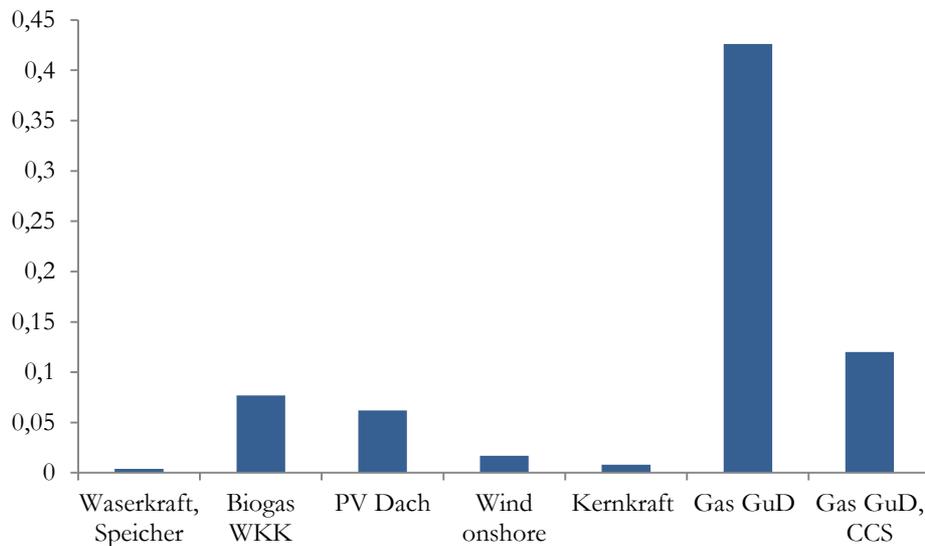


Abbildung 10: Treibhausgasemissionen unterschiedlicher Technologien in kg CO<sub>2</sub>-Aeq./kWh im Jahr 2010<sup>64</sup> (Quelle: PSI 2010)

Die Schweiz kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz ihrer Stromversorgung durch den Umstieg von Kernenergie auf Sonne und Wind nicht verbessern. Es ergibt sich sogar eine deutliche Verschlechterung, wenn Gaskraftwerke betrieben werden müssen. Auch die modernsten GuD-Kraftwerke würden die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Stromversorgung verschlechtern (vgl. Abbildung). Gewisse Kreise setzen grosse Hoffnungen in die sogenannte CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage), bei der das CO<sub>2</sub> abgetrennt und gespeichert wird. Das Verfahren gilt als technisch machbar, weist aber diverse gewichtige Nachteile auf – von der Verringerung des Wirkungsgrads der GuD-Anlagen bis hin zur Frage, wo das CO<sub>2</sub> gespeichert werden kann und wie es sich dort verhalten würde. Eine Umsetzung in der Praxis im grossen Massstab ist in absehbarer Zukunft nicht zu erwarten.<sup>65</sup>

In vielen Ländern wird heute Sonnen- und Windstrom gefördert, um von Kohle- und Gaskraftwerken wegzukommen. Das erscheint auf den ersten Blick im Gegensatz zum in der Schweiz eingeschlagenen Weg im Sinne der Emissionsreduktion zielführend, ist aber aus nüchterner ökonomischer Optik ebenfalls höchst umstritten. Denn PV- und Windenergieanlagen tragen natürlich auch immer nur gerade dann zur Emissionsreduk-

<sup>64</sup> Gas GuD CCS bezieht sich auf das Jahr 2030 (Prognose).

<sup>65</sup> Vgl. hierzu den Hintergrund-Artikel in Anhang B.

tion bei, wenn sie tatsächlich Strom produzieren. Das ist, wie weiter oben diskutiert, längst nicht immer der Fall. Eine aktuelle Studie der Brookings Institution zeigt, dass die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in den USA weitaus effizienter erfolgt, wenn die Kohlekraftwerke anstatt durch PV- und Windenergieanlagen durch Kernkraftwerke ersetzt werden.<sup>66</sup> Bei einem angenommenen CO<sub>2</sub>-Preis von 50 USD pro Tonne vermag die Kernkraft pro installiertes Megawatt Leistung in den USA CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wert von über 400'000 USD zu vermeiden. Bei der Windkraft beträgt der Wert der vermiedenen Emissionen 107'000 USD und bei der PV sogar nur 69'500 USD.

#### 4.2.2. Weitere Umweltexternalitäten

Natürlich gibt es weitere externe Umweltkosten, die ebenfalls zu berücksichtigen sind. Es ist schwierig bis unmöglich, diese seriös zu beziffern. Im Rahmen eines grossangelegten Projekts ist dies trotzdem versucht worden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 ersichtlich. Wasser- und Windkraft erreichen dabei die Bestwerte. PV und v.a. auch Biomasse schneiden deutlich schlechter ab als die Kernkraft, deren Umweltbilanz insgesamt positiv eingeschätzt wird.

	Human health	Loss of biodiversity	Crops (N, O <sub>3</sub> , SO <sub>2</sub> )	Materials: SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Radio-nuclides	Climate Change	Total
Nuclear	1.55	0.09	0.02	0.03	0.02	0.43	2.14
Coal IGCC	8.35	0.79	0.15	0.11	0	17.56	26.96
Lignite IGCC	3.84	0.32	0.04	0.03	0	19.57	23.8
Gas CCGT	4.24	0.52	0.12	0.07	0	8.97	13.93
Hydro (dam)	0.57	0.02	0.01	0.01	0	0.16	0.76
Wind onshore	0.75	0.04	0.01	0.01	0	0.21	1.03
Wind offshore	0.72	0.03	0.01	0.01	0	0.17	0.94
Solar PV	6.58	0.34	0.07	0.09	0	1.81	8.88
Biomass (straw)	15.55	2.94	0.1	0.12	0	1.46	20.17
Biomass (wood)	4.64	0.49	0.13	0.07	0	1.2	6.54

Tabelle 4: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa (EUR/MWh in EU 27), 2005-2010<sup>67</sup> (Quelle: OECD/NEA 2012)

Negativ zu Buche schlagen bei der Kernkraft neben dem Risiko grosser Unfälle (vgl. Abschnitt 4.3.2) die radioaktiven Abfälle. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die meis-

<sup>66</sup> Vgl. Frank, Ch. R. Jr. (2014).

<sup>67</sup> High external cost values for solar in the NEEDS analysis are due to the human health effect of the NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> and particulates emission during construction and operation as well as on the CO<sub>2</sub> emissions during construction. (Source: [www.feem-project.net/cases/links\\_databases.php](http://www.feem-project.net/cases/links_databases.php))

ten nicht-radioaktiven Sonderabfälle – grosse Mengen an hochtoxischen Chemikalien – bei der Produktion von reinem Silizium für die PV anfallen. Bei Kernkraftwerken der dritten und vierten Generation werden die radioaktiven Abfälle deutlich geringer ausfallen, als in Abbildung 11 angegeben. Gleichermassen wird bei der PV langfristig mit einer Reduktion der Sonderabfälle gerechnet.

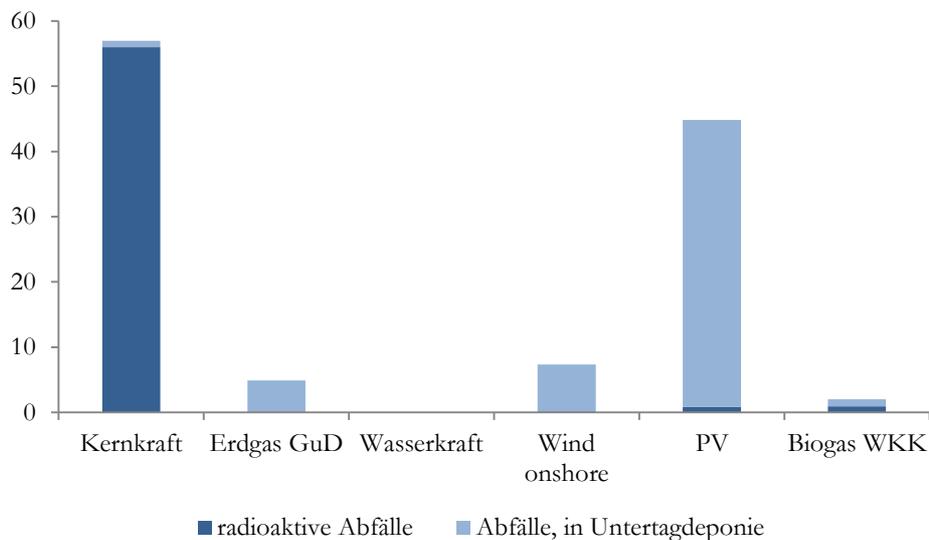


Abbildung 11: Mittel- und hochradioaktive Abfälle sowie Chemieabfälle, die in Untertageponien gelagert werden, in  $m^3/TWh$  (Quelle: PSI 2010)

#### 4.3. Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch grossen Flächenbedarf

Alle Stromerzeugungsanlagen sind mit gewissen Auswirkungen auf das Landschaftsbild verbunden. Kaum jemand dürfte Kernkraftwerke, Windenergieanlagen oder auch PV-Anlagen als „schön“ erachten. Welche Anlagen besonders störend sind, lässt sich nicht objektivieren, sondern ist letztlich eine Frage des persönlichen Empfindens. Die Meinungen gehen gewiss auseinander. Gerade in der dicht besiedelten und naturbewussten Schweiz spielen diese Faktoren etwa im Vergleich zu Offshore-Windanlagen oder grossen Solarparks im Wüstengebieten eine absolut entscheidende Rolle. Der vorgesehene Ausbau von PV und Windkraft hat nämlich zur Folge, dass der Flächenbedarf der Stromproduktion massiv zunehmen wird. Es ist davon auszugehen, dass viele Leute

noch nicht realisiert haben, von welchen Dimensionen hier die Rede ist; die Botschaft des Bundesrats zum ersten Massnahmenpaket äussert sich hierzu jedenfalls nicht.

#### 4.3.1. Photovoltaik

Dem Flächenbedarf, der mit der geplanten Stromproduktion aus PV verbunden ist, kann man sich mit einer einfachen Überschlagsrechnung annähern. Es geht dabei weniger um eine exakte Zahl als die Grössenordnung.

Die Leistung der Sonnenstrahlen senkrecht auf eine Fläche von 1 m<sup>2</sup> auf der Erdoberfläche beträgt etwa 1 kW. Würde die Sonne permanent mit voller Kraft scheinen und wären die Solarzellen mit keinerlei Wirkungsgradverlusten verbunden, so liessen sich pro m<sup>2</sup> in einem Jahr 8'760 kWh Strom produzieren.<sup>68</sup> Die Zahl der Volllaststunden liegt deutlich darunter (vgl. Abschnitt 2.1.4). Die genannten 8'760 kWh sind deshalb von vornherein etwa um den Faktor zehn zu reduzieren. Des Weiteren ist jede Energieumwandlung mit Verlusten verbunden; dies ist bei der Photovoltaik nicht anders. Der Wirkungsgrad der Solarzellen liegt im tiefen zweistelligen Prozentbereich. Dies erhöht den Flächenbedarf nochmals um den Faktor fünf bis zehn. Zu beachten ist schliesslich, dass der Schattenwurf eine nicht zu unterschätzende Komponente bei der Planung von PV-Anlagen ist. Um den Ertrag der Anlagen zu optimieren, müssen gewisse Freiflächen in Kauf genommen werden. Das gilt v.a. für aufgeständerte Anlagen auf Flachdächern.<sup>69</sup>

Tabelle 5 zeigt unsere Schätzungen für den Flächenbedarf zur Produktion von 1 bzw. 11.12 TWh PV-Strom pro Jahr in der Schweiz. Es wurden zwei Szenarien berechnet, wobei das eine Szenario von betont optimistischen Annahmen ausgeht. Um pro Jahr 1 TWh PV-Strom zu produzieren, müssen demzufolge zwischen 6 und 13.2 km<sup>2</sup> bebaut werden. Für die anvisierten 11.12 TWh braucht es eine Fläche von 67 – 147 km<sup>2</sup>. Das entspricht einer Fläche von etwa 10'000 – 20'000 Fussballfeldern.

<sup>68</sup> Ein Jahr hat 8'760 Stunden. Daher gilt: 1 kW × 8'760 h = 8'760 kWh.

<sup>69</sup> Z.B. bei Flachdächern. Ziel der Aufständigung ist ein optimaler Neigungswinkel.

<b>Annahmen</b>	<b>Szenario 1</b>	<b>Szenario 2</b>
Volllaststunden (pro Jahr)	900	1'150
Wirkungsgrad	12%	18%
Flächenauslastung	70%	80%
<b>Ergebnisse</b>		
Ertrag pro m <sup>2</sup>	75.6 kWh	165.6 kWh
Flächenbedarf für 1TWh/Jahr	13.2 km <sup>2</sup>	6 km <sup>2</sup>
Flächenbedarf für 11.12 TWh/Jahr	147 km <sup>2</sup>	67.15 km <sup>2</sup>

*Tabelle 5: Flächenbedarf der Stromproduktion der PV-Anlagen (Quelle: eigene Berechnungen)*

Auch andere Quellen kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Nowak und Gutschner (2011) unterstellen für 2050 – verbunden mit dem Hinweis, dass der Blick ins Jahr 2050 mit grossen Unschärfen verbunden ist – einen mittleren Wirkungsgrad von 17% und erhalten einen Flächenbedarf von 6.7 km<sup>2</sup> pro TWh. Sie weisen ausserdem darauf hin, dass im heutigen Gebäudepark rund 150 km<sup>2</sup> geeignete Dachflächen vorhanden seien. Daneben gibt es weitere Dach- und Fassadenflächen, die genutzt werden könnten. Aber eine „echte“ Energiewende, also eine Energiewende, in deren Rahmen die fossilen Treibstoffe (60% des Endenergieverbrauchs) zumindest teilweise durch PV-Strom ersetzt werden, ist offensichtlich schon aus Platzgründen ausgeschlossen.

#### 4.3.2. Windkraft

Windenergieanlagen sollen gemäss Energiestrategie jährlich 4.26 TWh Strom pro Jahr produzieren. Ende 2013 betrug die installierte Leistung der Windenergie in der Schweiz 60.32 MW, verteilt auf 11 Standorte mit insgesamt 34 Anlagen.<sup>70</sup> Gemäss KEV-Statistik liefern die Windturbinen heute im Durchschnitt 1'489 Stunden Vollast pro Jahr. Unterstellt man, dass sich weitere Standorte finden lassen, an denen die Bedingungen vergleichbar sind mit jenen der Standorte, an denen bereits heute Windstrom produziert wird, ist die Rechnung leicht gemacht:

Für 4.26 TWh Windstrom braucht man ca. 2'840 MW installierte Leistung (2'840 MW × 1'489h = 4'228'760 MWh = 4.2 TWh). Das entspricht beispielsweise 1'420 Anlagen à 2 MW Nennleistung. Dabei handelt es sich um Anlagen mit einer Nabenhöhe von rund 100 Metern und einem Rotordurchmesser von ca. 90 Metern. Der Flächenbedarf pro Anlage wird in einer Studie von Meteotest (2012) aufgrund von Faustregeln zu den Ab-

<sup>70</sup> Anlagen mit >100 kW Leistung.

ständen zwischen Windenergieanlagen auf 230'000 m<sup>2</sup> geschätzt.<sup>71</sup> Der gesamte Flächenbedarf für 4.26 TWh Windstrom pro Jahr lässt sich somit auf 326.6 km<sup>2</sup> beziffern.

Anders gesagt: der Abstand zwischen den Windturbinen muss 450 m betragen. Aneinandergereiht ergibt das eine Kette von 652 km. Das ist zum Beispiel Genf – St Gallen und zurück.

Heute werden auch Windenergieanlagen mit 3 MW installierter Leistung gebaut. Sie sind entsprechend grösser dimensioniert (Nabenhöhe rund 120 Meter, Rotordurchmesser 112 Meter). Am grossen Flächenbedarf ändert sich dadurch nichts, da dieser mit zunehmender Leistung der Anlage zunimmt (360'000 m<sup>2</sup>).

#### **4.4. Risiko schwerer Unfälle**

Fossile Technologien sind mit dem grössten Unfallrisiko verbunden. Bei der Kernkraft ist das Unfallrisiko demgegenüber relativ gering. Daraus lassen die Angaben in Abbildung 12 schliessen. Das PSI gelangt – basierend auf historischen Erfahrungswerten und probabilistischer Sicherheitsanalysen – zum Schluss, dass die erwarteten Unfallkosten pro kWh Strom im Vergleich zu den externen Kosten aus dem alltäglichen Betrieb eher klein sind.

<sup>71</sup> Meteotest (2012).

Energy chain	OECD		EU 27		Non-OECD		World total	
	Accidents	Fatalities	Accidents	Fatalities	Accidents	Fatalities	Accidents	Fatalities
Coal	81	2'123	41	942	1'507	29'816	1'588	31'939
Oil	174	3'338	64	1'236	308	17'990	482	21'328
Gas	103	1'204	33	337	61	1'366	164	2'570
LPG	59	1'875	20	559	61	2'610	120	4'485
Hydro	1	14	1	116	12	30'007 <sup>72</sup>	13	30'021
Nuclear	-	-	-	-	1	4'031 <sup>73</sup>	1	4'031
Total	418	8'554	159	3'190	1'950	85'820	2'368	94'374

Abbildung 12: Schwere Unfälle (mit mindestens fünf Toten), 1970-2005 (Quelle: OECD/NEA 2012)

Für die Kernenergie ergibt sich ein geringer Erwartungswert von Unfallkosten als Resultat der niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Allerdings hat die Kernenergie auch die höchsten denkbaren Konsequenzen im Falle eines Unfalls. Die Statistik zeigt klar, dass Unfälle in Westeuropa, wo die Kernkraftwerke von erfahrenen Betreibern geführt und unter strenger Kontrolle der Sicherheitsbehörden stehen, keine gravierenden Unfälle passiert sind. Es ist deshalb unlogisch, in Deutschland und in der Schweiz aus der Kernenergie auszusteigen und im Rest der Welt die Kernkraftwerke weiter zu betreiben. Auch die Wasserkraftwerke haben – abhängig vom Standort – das Potenzial für Unfälle mit Tausenden von Todesfällen.

#### 4.5. Folgerungen

Die Betrachtung der Gestehungs- und Systemkosten liefert – wie in den Kapiteln 2 und 3 dargestellt – keine Argumente für den Umbau der Stromversorgung vom heutigen Mix hin zu „Sonne und Wind“, sondern lässt vielmehr eindringlich davor warnen. Häufig wird geltend gemacht, die Wende sei unter Gesichtspunkten der Wohlfahrt trotzdem angezeigt, weil mit ihr eine massive, alle Nachteile überkompensierende Reduktion der externen Kosten einherginge. Das Argument ist beliebt, weil sich externe Kosten nicht

<sup>72</sup> The Banqiao and Shimantan dam failures of 1975 in China together caused 26'000 immediate fatalities and 126'000 indirect fatalities due to epidemic and starvation. (Quelle: OECD/NEA 2012)

<sup>73</sup> According to WHO Factsheet 303 ([www.who.int/mediacentre/factsheets/fs303/en/index.html](http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs303/en/index.html)) the Chernobyl accident caused 28 immediate fatalities due to radiation (to which 3 immediate fatalities due to the explosion itself must be added) as well as up to 4'000 potential latent fatalities due to cancer among the most heavily affected groups of population (“liquidators”, evacuees and people living in the “strictly controlled zone”). The latter figure was derived by a WHO Expert Group based on the linear no threshold methodology adopted by the International Commission on Radiological Protection. It corresponds to a 3-4% increase in the number of cancers that would have been likely to happen otherwise in the concerned groups. (Quelle: OECD/NEA 2012)

eindeutig quantifizieren lassen und folglich immer ein gewisser Ermessensspielraum bleibt. Aber ist es plausibel?

Bei nüchterner Betrachtung ist dies klar zu verneinen. Die Versorgungssicherheit wird sich durch den Umbau der Stromversorgung nicht verbessern, sondern vielmehr verschlechtern. Der Ausstieg aus der Kernenergie steht – wie man es auch dreht und wendet – in einem Zielkonflikt mit der Reduktion von Treibhausgas-Emissionen. Die Unfall- und Abfallproblematik spricht längst nicht so deutlich gegen die Kernenergie, wie häufig behauptet wird. Ein wichtiger „Soft Factor“ schliesslich sind die Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch die zahlreichen dezentralen Kraftwerke, deren Akzeptanz in der dicht besiedelten Schweiz höchst ungewiss ist.

## **5. Volkswirtschaftliche Struktur- und Wachstumseffekte**

Ein umfassender Umbau der Stromversorgung hat unweigerlich auch direkte und indirekte Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Dabei ist zwischen positiven und negativen Auswirkungen zu unterscheiden. Entscheidend ist der Nettoeffekt.

Befürworter des Ausstiegs aus der Kernenergie und Cleantech-Lobbyisten argumentierten bis kürzlich häufig mit „First-Mover-Advantages“ (Vorreitereffekten) in der Produktion der Hardware für neue erneuerbare Energien. Die Hoffnung bestand darin, dass die schweizerische Energiewende bei inländischen Unternehmen die Entwicklung von Technologien stimulieren könnte, die sich bald weltweit mit Erfolg exportieren lassen. Seit dem Niedergang der hochsubventionierten deutschen Solarindustrie sind diese Stimmen allerdings weitgehend verstummt. Die EEG-Subventionen, so musste man feststellen, hatten in Deutschland zwar zu einem Investitions-Boom mit einer Vielzahl neugeschaffener Arbeitsplätze geführt, allerdings führten sie nicht zum erhofften Technologievorsprung der deutschen Anbieter. Chinesische Anbieter produzieren die Module mittlerweile weitaus günstiger. Die meisten Arbeitsplätze in der deutschen Solarindustrie sind wieder vernichtet worden – abgesehen von jenen, die für die Installation und Wartung der heimischen Anlagen verantwortlich sind. Das Beispiel zeigte – einmal mehr – exemplarisch, dass die staatliche Förderung vermeintlicher Zukunftsbranchen kaum je zum Erfolg führt. Vielmehr leidet heute die deutsche Industrie – wie

auch die deutschen Haushalte – unter im internationalen Vergleich sehr hohen Strompreisen.

Negativ zu Buche schlägt langfristig sicher eine Verringerung der Versorgungssicherheit. Die Kosten eines elektrischen Totalblackouts werden in der Schweiz ohne Berücksichtigung von Entschädigungen für immaterielle oder indirekte Schäden auf mindestens zwei bis vier Milliarden Franken pro Tag geschätzt. Offen bleibt, welche planwirtschaftlichen Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei Umsetzung der Energiestrategie 2050 ergriffen werden müssen. Zu befürchten ist, dass der fehlende politische und gesellschaftliche Konsens das Investitionsklima über Jahre hinaus deutlich verschlechtern wird, so dass die Importabhängigkeit zunimmt.

Wie dem auch sei, die indirekten volkswirtschaftlichen Effekte des Umbaus der Stromversorgung können nur im Zusammenhang mit den – letztlich übergeordneten – klimapolitischen Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 analysiert werden. Die Strom- und Energiekosten generell hängen massgeblich davon ab.

Die Energiestrategie 2050 beschränkt sich bekanntlich nicht auf den Kernenergieausstieg bzw. den damit verbundenen Umbau der Elektrizitätsversorgung, sondern verfolgt parallel dazu eine äusserst ambitionierte Klimapolitik. Das klimapolitische Ziel ist die langfristige Realisierung der „1-Tonnen-CO<sub>2</sub>“-Gesellschaft. Konkret ist vorgesehen, dass die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 nicht höher sein sollen als 1-1.5 Tonnen pro Person. Im Jahr 2000 betragen diese 5.8 Tonnen pro Person. Es wird somit nicht weniger als eine Reduktion um 76-83% angestrebt. Die Bewältigung dieser Herausforderung bedingt enorme Energieeinsparungen. Im Mittelpunkt der Planspiele des Bundesrats stehen vielfältige Massnahmen zur Erhöhung der Gesamtenergieeffizienz.

Der Ausstieg aus der Kernenergie wirkt in diesem Zusammenhang in zweifacher Hinsicht widersprüchlich: Zum einen produzieren die Kernkraftwerke weitgehend CO<sub>2</sub>-freien Strom. In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Ziele stellt der Umstieg auf neue Erneuerbare keine Verbesserung dar. Im Gegensatz zu anderen Ländern, wo PV und Wind gefördert werden, um vom CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlenstrom wegzukommen, lässt sich der Umbau der Stromversorgung in der Schweiz nicht klimapolitisch begründen. Vielmehr erschwert er

die Erreichung der klimapolitischen Ziele. Zum anderen geht eine Erhöhung der Gesamtenergieeffizienz normalerweise mit einer Erhöhung des Stromanteils am Gesamtenergieverbrauch einher. Unter realistischen Bedingungen ist sogar von einer Erhöhung des Pro-Kopf-Stromverbrauchs auszugehen, wenn substantielle Verbesserungen der Energieeffizienz angestrebt werden. Man denke dabei an die Auswirkungen einer umfassenden Elektrifizierung des Personenverkehrs und der flächendeckenden Anwendung von Wärmepumpenanlagen (mindestens ein Drittel des eingesparten Heizwertes von Öl und Gas müsste mit elektrischer Energie gedeckt werden können). Eine Erhöhung des Stromverbrauchs im Rahmen der Energiestrategie 2050 ist allerdings problematisch, weil die neuen Erneuerbaren die wegfallende Kernenergie nicht voll kompensieren werden. Inländische Gaskraftwerke oder auch Stromimporte können – klimapolitisch betrachtet – nicht die Lösung sein.

Die Grundlagenarbeiten der Energiestrategie 2050 gehen – basieren auf „bottom-up“-Analysen von Prognos – davon aus, dass die Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz in der Schweiz enorm sind. Diese Potenziale sollen umfassend genutzt werden. Negative volkswirtschaftliche Auswirkungen werden nicht erwartet. Die entscheidende Frage lautet: Was geschieht, wenn diese Potenziale eben nicht im gewünschten Ausmass genutzt werden können?

## 5.1. Planvorstellungen der Energiestrategie 2050

### 5.1.1. Die Szenarien

Die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie von September 2013 beinhaltet drei Szenarien.

- Das Szenario „*Neue Energiepolitik*“ ist das Zielszenario der Energiestrategie 2050. Angestrebt wird eine Reduktion des energiebedingten CO<sub>2</sub>-Ausstosses in der Schweiz bis 2050 auf 1-1.5 Tonnen pro Kopf (vgl. oben). Bezüglich der Instrumente zur Zielerreichung werden keine expliziten Vorgaben gemacht, allerdings wird in der Diskussion stets von einer Lenkungsabgabe auf Treib-, Brennstoffe und Strom ausgegangen. Das Szenario ist an Voraussetzungen geknüpft, die heute nicht erfüllt sind. Insbesondere erfordert es eine international abgeglichene CO<sub>2</sub>-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik.

- Das Szenario „*Weiter wie bisher*“ dient dem Bundesrat als Referenz und bildet eine Fortführung der bis 2010 verfolgten Energiepolitik ab. Es handelt sich hierbei klimapolitisch keineswegs um ein „laissez faire“-Szenario. In den Grundlagen wird davon ausgegangen, dass sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Szenario bis 2050 gegenüber dem Jahr 2000 um 38-48% pro Kopf reduzieren lassen.
- Das dritte Szenario – „*Politische Massnahmen*“ – steht im Mittelpunkt der Botschaft. Es musste nachgereicht werden, weil die zur Umsetzung des Szenarios „Neue Energiepolitik“ erforderlichen Voraussetzungen nicht erfüllt sind.<sup>74</sup> Mit diesem massnahmenorientierten Szenario, dessen Umsetzung gemäss Prognose weitgehend unabhängig von der internationalen Energiepolitik möglich ist, soll bis 2050 knapp die Hälfte der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele des Szenarios „Neue Energiepolitik“ erreicht werden können. Es stellt gewissermassen ein Eingeständnis dar, dass ein klimapolitischer Alleingang der Schweiz nur bedingt möglich ist.

Alle Szenarien beruhen auf Annahmen zur Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung, dem Ausmass und Tempo des technischen Fortschritts, den künftigen Weltmarktpreisen für Energieträger und dem Zustandekommen internationaler Vereinbarungen zur Reduktion der Treibhausgase. Annahmen für einen derartig langen Zeitraum sind jedoch zwangsläufig höchst spekulativ. So sind z.B. die Annahmen zur künftigen Bevölkerungsentwicklung durch neuere Szenarien des BFS bereits überholt. Gleiches gilt für die Weltmarktpreise für Energieträger usw. Deutliche Abweichungen von den in den Szenarien getroffenen Annahmen sind auch in den kommenden Jahren alles andere als ausgeschlossen. Solche Abweichungen hätten erhebliche Auswirkungen sowohl auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung als auch auf die Nachfrage nach Energieträgern.

#### 5.1.2. *Energie- und Stromverbrauch in den Szenarien*

Die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele, die den drei Szenarien zugrunde liegen, erfordern eine entsprechende Reduktion des Energieverbrauchs. Der Energieverbrauch der Schweiz ist in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts stark angestiegen, stärker noch als der Wohlstand. Zwischen 2000 und 2010 stieg der Energieverbrauch weiter, wenn auch

<sup>74</sup> Die Grundlagen von Mai 2011 enthielten nur ein Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“.

weniger stark als zuvor (von 777 PJ auf 841 PJ). Gemäss dem Szenario „Weiter wie bisher“ soll er bis 2050 auf 658 PJ sinken. Das entspräche – wohlbemerkt bei anhaltendem Bevölkerungswachstum – einer Reduktion um 22% gegenüber 2010. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird gegenüber 2010 eine Reduktion um 33% erwartet, im Szenario „Neue Energiepolitik“ sogar eine Reduktion um 46%. Angesichts der erwarteten Bevölkerungszunahme müssen pro Person noch stärkere Reduktionen erreicht werden: Das Szenario „Weiter wie bisher“ sieht bis 2050 gegenüber 2010 eine Reduktion um 32% vor, das Szenario „Politische Massnahmen“ eine Reduktion um 41% und das Szenario „Neue Energiepolitik“ sogar eine Reduktion um 53% (vgl. *Abbildung 13*).

Die Intuition legt nahe, dass beim Energieverbrauch – Stichwort Gebäude – durchaus Pro-Kopf-Reduktionspotenzial besteht, wohingegen beim Stromverbrauch nicht zuletzt aufgrund der Wechselwirkung zwischen Energieeffizienz und Stromverbrauch kaum substantielle Einsparmöglichkeiten gegeben scheinen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ soll sich der Gesamtstromverbrauch bis 2050 gegenüber 2010 in der Tat um 17% erhöhen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ steigt er bis 2050 um 4%. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ schliesslich sinkt er gegenüber 2010 allerdings um 10%. Pro Kopf bedeutet dies im Szenario „Weiter wie bisher“ einen minimalen Anstieg um 2%, im Szenario „Politische Massnahmen“ eine Reduktion um 10% und im Szenario „Neue Energiepolitik“ eine Reduktion um 21% (vgl. *Abbildung 14*). All dies trotz des Beitrags, den der Strom zur Erhöhung der Gesamtenergieeffizienz leisten muss (vgl. oben).

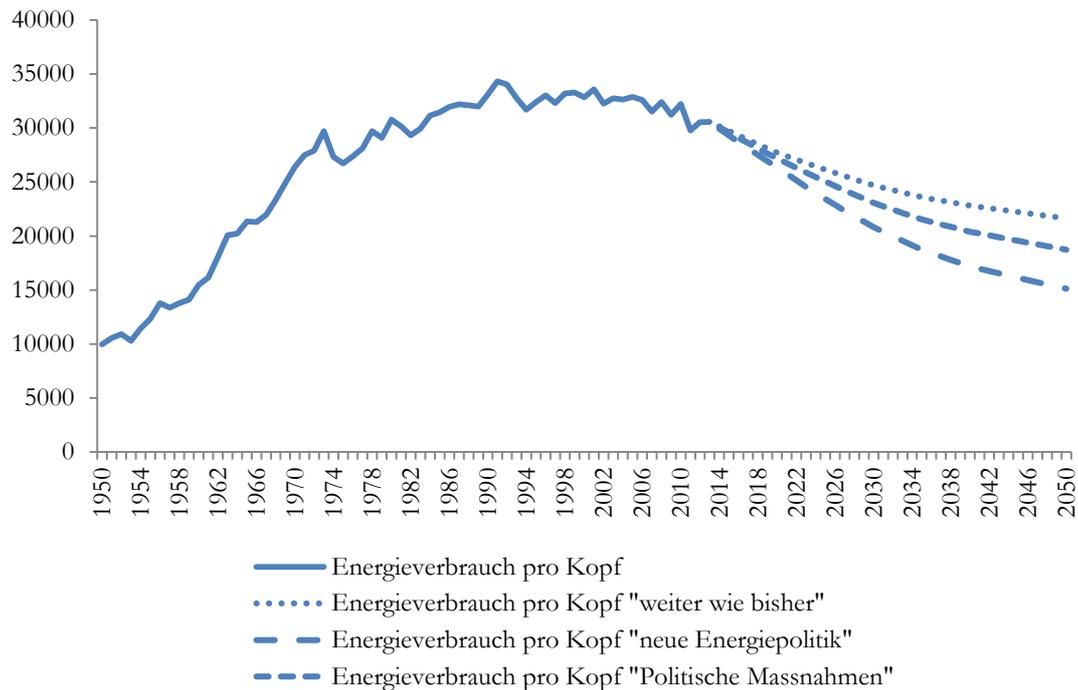


Abbildung 13: Entwicklung der Endenergienachfrage pro Kopf in den drei Szenarien, in kWh

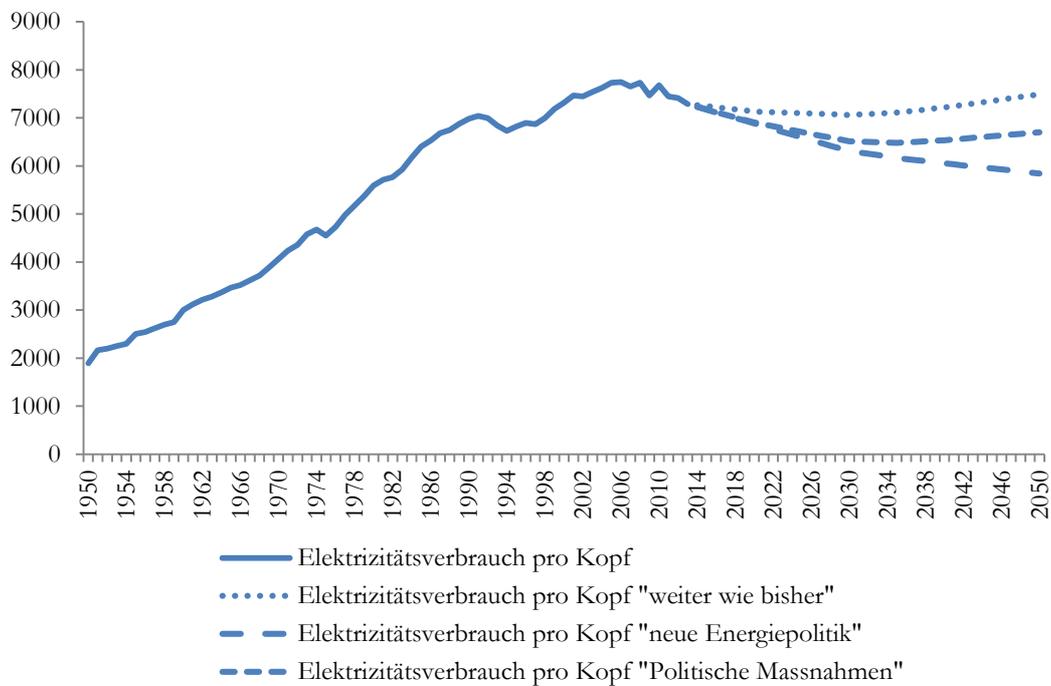


Abbildung 14: Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf in den drei Szenarien, in kWh

### 5.1.3. Energie- und Stromverbrauch pro BIP

Eine Senkung des Energie- bzw. Stromverbrauchs gemäss oben dargestellter Entwicklung scheint durchaus denkbar, allerdings nicht ohne Auswirkungen auf die Wirtschaftsleistung des Landes. Die dem Bundesrat zur Verfügung gestellten Grundlagen abstrahieren von diesem Aspekt völlig, indem sie für jedes Szenario dasselbe BIP-Wachstum unterstellen. Es wird der Eindruck erweckt, dass die Entwicklung der Wirtschaftsentwicklung letztlich exogen vorgegeben ist und es an der Schweizer Politik liegt, den Unternehmen vorzugeben, wie energieeffizient sie ihre Güter und Dienstleistungen produzieren sollen.

Im Jahr 2010 betrug der Endenergieverbrauch pro Franken Wirtschaftsleistung 0.47 KWh. Das Szenario „Weiter wie bisher“ sieht für 2050 einen Verbrauch von 0.25 KWh pro Franken Wirtschaftsleistung vor. Im Szenario „neue Energiepolitik“ soll der Verbrauch sogar auf 0.18 KWh pro Franken sinken. Im Vergleich zum Jahr 2000 (0.52 KWh pro Franken) bedeutet das, dass pro Franken Wirtschaftsleistung nur noch rund ein Drittel Energie verbraucht werden soll. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird für 2050 ein Energieverbrauch von 0.22 KWh pro Franken erwartet.

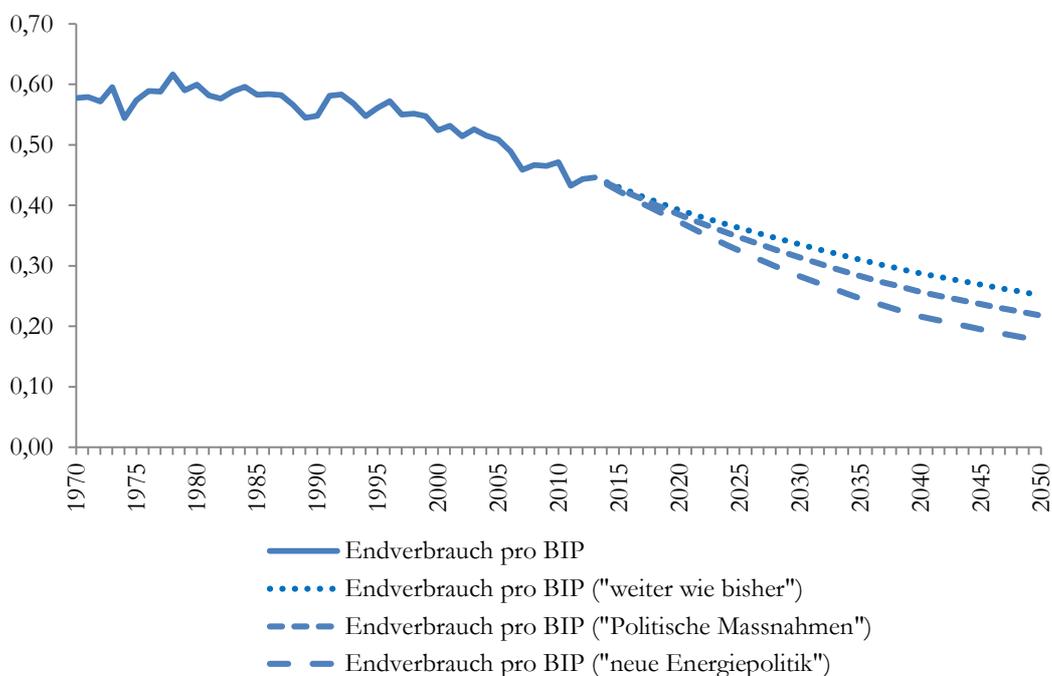


Abbildung 15: Energieverbrauch pro BIP, in KWh pro Franken

Bei der Elektrizität wird eine entsprechend ähnliche Steigerung der Effizienz erwartet. In den Szenarien “Weiter wie bisher” und “Politische Massnahmen” soll die Stromnachfrage bis 2050 von 0.11 KWh pro Franken (2010) auf rund 0.09 KWh pro Franken sinken, im Szenario “Neue Energiepolitik” sogar auf rund 0.07 KWh pro Franken.

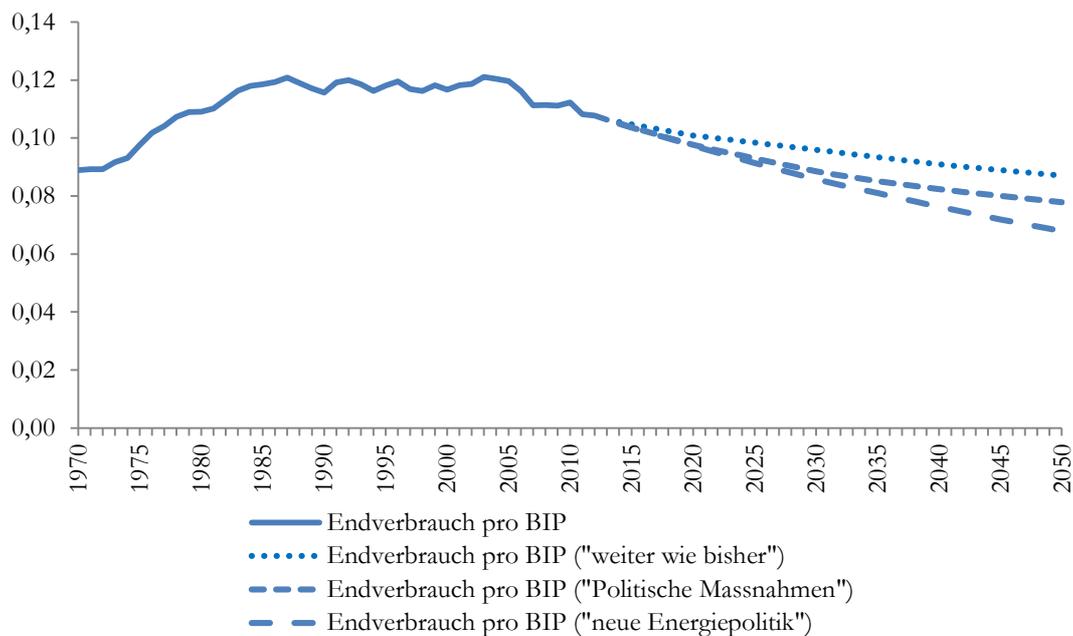


Abbildung 16: Elektrizitätsverbrauch pro BIP, in KWh pro Franken

## 5.2. Studien zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen

Seit der Ankündigung des Bundesrats, aus der Kernenergie auszusteigen und eine „neue Energiepolitik“ aufzugleisen, sind diverse Studien publiziert worden, die versuchen, die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 „top-down“ auf der Basis von sog. berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodellen zu ermitteln. Mit solchen Modellen folgen ökonomische Beratungsinstitute üblicherweise dem Ruf der Politik, die Konsequenzen von Politikänderungen aus systemischer Sicht quantitativ zu ermitteln. Die entsprechenden Studien haben den öffentlichen Diskurs seither wesentlich geprägt und sollten deshalb rekapituliert werden.

### 5.2.1. Ergebnisse

Ein halbes Jahr nach dem Entscheid des Bundesrats, aus der Kernenergie auszusteigen, wurde von der ETH Zürich eine erste Simulationsstudie zu den volkswirtschaftlichen

Auswirkungen der Energiestrategie 2050 vorgelegt. Auf Basis eines Modells wurde die langfristige Wirtschaftsentwicklung der Schweiz bis im Jahr 2050 in zwei Szenarien berechnet: Im Referenzszenario wird unterstellt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 65% gesenkt werden. Das andere Szenario sieht zusätzlich zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen einen etappenweisen Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie vor. Die Studie kommt zum Schluss, dass die sich durch den Kernenergieausstieg ergebende Wachstumseinbusse sehr gering ist: Anstelle eines jährlichen Wachstums von 1.29% resultiert im Szenario mit Kernenergieausstieg ein Wachstum von 1.24% pro Jahr. Das Einkommensniveau des Jahres 2050 im Referenzszenario wird im Falle eines Ausstiegs aus der Kernenergie bereits rund ein Jahr später erreicht.

Ähnlich sind die Ergebnisse des Beratungsunternehmens Ecoplan, das vom Bund beauftragt wurde, die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der neuen Energiepolitik zu analysieren. Die Ergebnisse dieser Studie sind Teil der Grundlagen der Vernehmlassungsunterlagen zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050. Im Modell wird zunächst die Höhe der Lenkungsabgabe auf Strom und CO<sub>2</sub> ermittelt, die es braucht, um die Ziele der Szenarien „neue Energiepolitik“ und „politische Massnahmen“ zu erreichen. Basierend darauf werden die Auswirkungen der Lenkungsabgabe auf Wirtschaftswachstum und Wohlstand abgeschätzt.

Die Ergebnisse sind wie folgt: Im Szenario „politische Massnahmen“ steigt die Höhe der Abgabe auf CO<sub>2</sub> bis 2050 auf 210 Franken/t CO<sub>2</sub>, im Szenario „neue Energiepolitik“ sogar auf 1'140 Franken/t CO<sub>2</sub>. Die Stromabgabe beträgt im Szenario „politische Massnahmen“ 22% und im Szenario „neue Energiepolitik“ 40%. Trotz der im internationalen Vergleich extrem hohen Lenkungsabgaben fallen die Auswirkungen auf das BIP in den Berechnungen sehr gering aus: Das BIP fällt im Szenario POM im Jahr 2050 um 0.6% tiefer aus als im Referenzszenario. Im Szenario NEP ist im Jahr 2050 mit einem um 2.7% tieferen BIP zu rechnen als im Referenzszenario. Das wesentliche Resultat der Untersuchung von Ecoplan ist also, dass es zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 zwar hoher Abgaben bedarf, die negativen Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung aber – analog zur Studie der ETH – äusserst gering bleiben. Zu beachten ist allerdings: Die Berechnungen beruhen auf der Annahme, dass

bis 2020 eine Lenkungsabgabe implementiert ist. Ist diese Voraussetzung nicht erfüllt, ist auch die Schlussfolgerung zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen nicht zulässig. Auch eine Studie der KOF/ETH hat sich mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kernenergie und einer CO<sub>2</sub>-Abgabe, wie sie zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Zieles für 2050 nötig erscheint, befasst. Die Auswirkungen werden unter verschiedenen Rahmenbedingungen simuliert. Die Modellierung der inländischen Wirtschaftssektoren ist zwar weniger detailliert als in der Studie von Ecoplan, dafür werden hier die wirtschaftlichen Beziehungen zwischen verschiedenen Volkswirtschaften in die Analyse einbezogen. Wenig überraschend ist ein wesentliches Ergebnis der Analyse, dass die Kosten des Kernkraftausstiegs in der Schweiz auch davon abhängen, welche Politik im Ausland verfolgt wird. Erfüllt bspw. auch der Rest der Welt die Kopenhagen-Kriterien, sind die marginalen Kosten des Atomausstiegs im Vergleich zu einem Szenario, in dem nur die CO<sub>2</sub>-Abgabe eingeführt wird, praktisch null. Unabhängig von der Politik im Ausland verringert sich gemäss den Berechnungen das reale BIP pro Kopf im Vergleich zum Jahr 2000 um rund 20%, wenn die CO<sub>2</sub>-Abgabe eingeführt, der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen und der Anteil der neuen Erneuerbaren wie vorgesehen ausgebaut wird. Annahme ist dabei allerdings, dass ab 2000 kein technischer Fortschritt erfolgt (statische Betrachtung). Das bedeutet, dass gegenüber dem gewohnten Wirtschaftswachstum ein durch technischen Fortschritt zusätzliches Produktivitätswachstum von 0.5% pro Jahr nötig wäre, um einen BIP-Einbruch zu verhindern. Dies entspricht einem Produktivitätswachstum, das um einen Drittel höher ist als der historische Durchschnittswert.

#### 5.2.2. Grenzen der Modelle

All diesen Studien liegen sogenannte berechenbare allgemeine Gleichgewichtsmodelle (engl. Computable General Equilibrium Models; CGM-Models) zugrunde. Diese Modelle verbinden ökonomische Theorie mit tatsächlich beobachteten Daten des wirtschaftlichen Geschehens, um basierend darauf die Auswirkungen von Politikänderungen zu quantifizieren. Der Grundgedanke der Modelle besteht darin, dass die marktwirtschaftliche Koordination auf Grundlage bestimmter idealtypischer Annahmen über das individuelle Verhalten der Wirtschaftssubjekte erklärt werden kann. Verfügt man über Kenntnisse der Anfangsbedingungen, lässt sich – theoretisch – der Zustand eines

beliebigen zukünftigen Zeitpunkts beschreiben. Das macht diese Modelle für die Politikberatung natürlich attraktiv.

Allerdings wird ihnen auch häufig – und zu Recht – relativ wenig Vertrauen entgegen gebracht. Denn Funktionsweise und Wirkungsmechanismen der Modelle bleiben zwangsläufig all jenen verborgen, die nicht aktiv am Modell mitgearbeitet haben (CGE-Modelle als „Black Box“). Im vorliegenden Kontext könnte entsprechenden Vorbehalten entgegengehalten werden, dass unterschiedliche Forschungsteams unabhängig voneinander zu ähnlichen Ergebnissen gelangt sind. Es gibt allerdings weitere triftige Gründe, der Tauglichkeit dieser Modelle für die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 mit grosser Skepsis entgegenzutreten.

Die zur Erfassung der Verhaltensweisen und strukturellen Beziehungen dienenden Parameter müssen auf Basis von Beobachtungsdaten geschätzt bzw. kalibriert werden. Dies beinhaltet einerseits zeitunabhängige Beziehungen zwischen den einzelnen Wirtschaftssektoren. Dazu greift man auf bestehende Input-Output-Tabellen zurück, was einem üblichen, wenngleich fragwürdigen, Vorgehen bei diesen Modellen entspricht. Die Annahme, dass die Beziehungen zwischen den Wirtschaftssektoren stabil bleiben, ist beim vorliegenden langen Betrachtungshorizont offensichtlich problematisch. Häufig bleibt der Anwendungsbereich dieser Modelle auf kurzfristige und marginale Parameteränderungen beschränkt.

Noch problematischer ist aber die Verwendung von Elastizitäten zur Beschreibung des (künftigen) Verhaltens der Akteure. Elastizitäten dienen zur Erfassung der Reaktionen aufgrund von überschaubaren Änderungen einer einzelnen Grösse unter sonst unveränderten Bedingungen. Eine Strompreiselastizität der Nachfrage von -0.3 bedeutet beispielsweise, dass sich die Nachfrage nach Strom um 0.3% verringert, wenn der Strompreis um 1% ansteigt. In der langen Frist sind die Elastizitäten in der Regel höher als in der kurzen Frist, weil die Akteure mehr Zeit zur Anpassung haben. Die Validität eines empirisch gestützten Modells ist zwangsläufig immer auf den Erfahrungsbereich der zur Schätzung verwendeten Beobachtungsdaten beschränkt. Mit der Energiestrategie 2050 wird aber eine fundamentale Veränderung der Rahmenbedingungen einhergehen. Die Energiepreise werden einer bisher nicht beobachteten Dynamik unterliegen und auf ein Niveau angehoben werden müssen, mit dem in der Vergangenheit noch keine Erfah-

rungen gemacht worden sind. Mit den vorliegenden Modellen wird folglich der Versuch unternommen, Aussagen über die wirtschaftlichen Auswirkungen von hohen und in der Vergangenheit nicht beobachteten Preisen für Energieträger vorzunehmen.

### **5.3. Energie: Luxusgut oder limitierender Faktor?**

Betrachtet man die letzten 60-70 Jahre, also die Jahre, in denen ein Grossteil des heutigen Wohlstands der Schweiz überhaupt erst geschaffen wurde, ist festzustellen, dass das Wirtschaftswachstum in einem engen Zusammenhang steht mit steigendem Energieeinsatz bzw. -verbrauch. Auch in anderen Ländern ist eine hohe Korrelation zwischen dem realen BIP und dem Energieverbrauch festzustellen. Obwohl das reale BIP in der Schweiz mittlerweile, d.h. seit Mitte der 1990er Jahre, tendenziell schneller wächst als der Energieverbrauch, besteht dieser Zusammenhang in der langfristigen Betrachtung weiterhin. Die Trends weisen jeweils in dieselbe Richtung. Siehe dazu Abbildung 13, in der das reale BIP, der Energie- sowie der Elektrizitätsverbrauch im Jahr 1970 auf 1 normiert sind.

Der Energieverbrauch hat sich in der Schweiz zwischen 1970 und Mitte der 1990er Jahre praktisch Hand in Hand mit dem realen BIP, der Wirtschaftsleistung, entwickelt. Seither fand eine gewisse „Entkopplung“ statt, die sich dadurch manifestiert, dass die Wirtschaftsleistung deutlich stärker stieg als der Energieverbrauch. Der Stromverbrauch ist seit 1970 insgesamt deutlich stärker gestiegen als die Wirtschaftsleistung, auch wenn seine Zunahme in den letzten Jahren geringer war als das Wirtschaftswachstum.

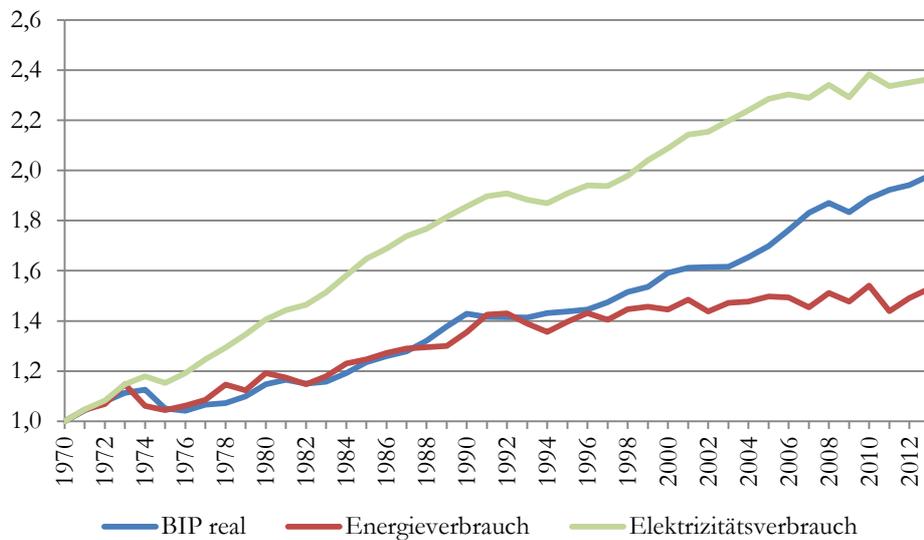


Abbildung 17: Entwicklung der Wirtschaftsleistung, des schweizerischen Energieverbrauchs und des Elektrizitätsverbrauchs in den Jahren 1970-2010 (Werte indexiert; 1970=1)

Angesichts des unstrittigen Zusammenhangs zwischen dem Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum stellt sich die Frage der Kausalität: Erhöht das Wirtschaftswachstum den Energieverbrauch – oder ist es umgekehrt der Energieverbrauch, der das Wirtschaftswachstum überhaupt erst ermöglicht? Die richtige Antwort auf diese Frage hat offensichtlich gewichtige Implikationen.

Die eine mögliche Antwort besteht darin, dass die wachsende Wirtschaft zwar steigenden Energieverbrauch verursacht, diesen aber letztlich nicht bedingt. Soweit dies zutrifft, kann man sich Energie als eine Art „Luxusgut“ vorstellen, vergleichbar z.B. mit Schmuckgegenständen: Eine teure Halskette kauft man sich schliesslich nur, wenn man sie sich auch leisten kann. Man könnte aber auch – ohne wirklich nennenswerte Nutzeneinbusse – auf die Halskette verzichten. Umgemünzt bedeutet dies: Energie verschwendet man nur, wenn man sich diese Verschwendung leisten kann, weil der Wohlstand gross genug ist. Die politische Implikation wäre bei diesem Kausalzusammenhang zwischen Energieverbrauch und Wohlstand, dass der Energieverbrauch in der Tat politischen Restriktionen unterlegt werden kann, ohne dass dies Auswirkungen auf den Wohlstand hat. Dies ist die Stossrichtung der Planvorstellungen der Energiestrategie 2050.

Der Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung könnte aber auch anders gelagert sein. Es ist schliesslich auch denkbar, dass Energie als wichtiger Input in Produktionsprozessen ein limitierender Faktor für Wirtschaftswachstum ist, d.h. dass steigende Wirtschaftsleistung in der Regel auch steigenden Energieeinsatz bedingt. Sofern dies zutrifft, bedeutet eine politische Begrenzung des Energieverbrauchs zugleich eine Beeinträchtigung des Wirtschaftswachstums. Von der Möglichkeit dieses Kausalzusammenhangs wird in den Szenarien der Energiestrategie 2050 schlichtweg abstrahiert.

Eine dritte Möglichkeit besteht darin, dass die Kausalität in beide Richtungen wirkt. Demzufolge hat Energieverbrauch durchaus eine gewisse Luxuskomponente, ist aber gleichermassen ein limitierender Faktor für die Entwicklung der Wirtschaftsleistung. Die internationale Literatur deutet in der Tat darauf hin, dass sich Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch gegenseitig beeinflussen, wobei aber die Kausalität von Energieverbrauch zu BIP-Wachstum gewichtiger zu sein scheint als die Luxusgut-Komponente. Insgesamt ist aus der empirischen Evidenz zu folgern, dass sich der Energieverbrauch nicht ohne negative Auswirkungen auf das zukünftige Wirtschaftswachstum beschränken lässt.

Bis zu einem gewissen Grad lässt sich die „Energieeffizienz“ der Wirtschaft gewiss durch höhere Energiepreise oder andere Steuerungsmassnahmen erhöhen, allerdings ist dieses Potenzial beschränkt. Eine politische Steuerung des Energieverbrauchs pro BIP ist nicht unbegrenzt möglich – und hat im Falle eines Überschliessens zwangsläufig negative Auswirkungen auf die Wirtschaftsleistung. Dies gilt im Besonderen, wenn die Massnahmen ohne adäquate internationale Koordination erfolgen.

#### **5.4. Effizienzpotenziale**

Natürlich ist aus volkswirtschaftlicher Perspektive ein hohes Mass an Energieeffizienz wünschenswert. Niemand würde einen Zustand, in dem Energie verschwendet wird, einem Zustand mit hoher Energieeffizienz vorziehen, wenn er vor die Wahl gestellt wird. Energieeffizienz ist deshalb ein politisch schlagkräftiges Argument. Kaum ein Verband hat sich bisher getraut, die Überlegungen des Bundesrates zur Energieeffizienz offen zu hinterfragen.

Eine übliche Argumentation gegen die in Abschnitt 5.3 aus der „Vogelperspektive“ vorgelegten Vorbehalte gegenüber dem Potenzial an volkswirtschaftlicher Effizienzsteigerung lautet dahingehend, dass die angestrebte Entkopplung des Energieverbrauchs eben trotzdem möglich sei, weil zahlreiche heute bekannte Effizienzpotenziale ungenutzt seien. Man müsse sich nur eingehend mit den einzelnen Sektoren und deren Energieverbrauch auseinandersetzen, dann zeige sich das Potenzial deutlich. Eine vielbeachtete Studie des Beratungsbüros McKinsey liess im Jahr 2009 verlauten, die USA würden rund einen Viertel der Energie verschwenden, weil umfassende Energieeffizienzpotenziale ungenutzt blieben.<sup>75</sup> In diese Richtung argumentiert auch der Bundesrat. Aber trifft dies wirklich zu?

Man sollte sich kurz vergegenwärtigen, wie diese Effizienzpotenziale ermittelt werden. Ein Beratungsunternehmen wird damit beauftragt zu untersuchen, welche Effizienzmassnahmen unter Berücksichtigung des gerade geltenden „State of the Art“ in einem bestimmten Sektor ergriffen werden *könnten*. Anschliessend wird der tatsächliche Verbrauch in diesem Sektor mit dem ermittelten potenziellen Verbrauch verglichen und daraus das technische Effizienzpotenzial abgeleitet. Das ist der klassische „ingenieurmässige“ Ansatz zur Ermittlung des Effizienzpotenzials. Dabei darf nicht vergessen werden, dass alle Geräte eine bestimmte Lebensdauer haben, vor deren Ablauf ein Ersatz zum einen einer Wertvernichtung gleichkommt und zum anderen die Energiebilanz nicht verbessert. In einem weiteren Schritt werden deshalb die Kosten der Umsetzung dieser Effizienzmassnahmen geschätzt. Soweit sie geringer sind als die identifizierten Einsparungen, spricht man von „wirtschaftlichen“ Massnahmen. Diese werden schliesslich addiert und zu einem aggregierten volkswirtschaftlichen Effizienzpotenzial aufgerechnet. Auf diese Weise kam McKinsey wie erwähnt zum Schluss, ein Viertel des Energieverbrauchs der USA sei pure Verschwendung. Es handelt sich um die berühmten Tausendernoten, die auf dem Trottoir liegen und nicht aufgelesen werden.

In Dieter Helms Buch „The Carbon Crunch“ werden die ökonomischen Fehlschlüsse, denen Energieeffizienzstudien häufig unterliegen, deutlich aufgezeigt. Zitat aus dem

<sup>75</sup> Vgl. McKinsey & Co. (2009).

Buch zur McKinsey-Studie:<sup>76</sup> *„Something fishy is going on here, and it is worth exploring in a bit of detail how people could be so stupid as to ignore all the „free money“, or alternatively what lies in their way. It really matters because it is this dollar-bills-in-the-street argument that is used to justify all sorts of energy efficiency policies and political interventions – and why they rarely deliver what their advocates promise.“*

Die wichtigsten ökonomischen Denkfehler seien nachfolgend zusammengefasst.

Erstens wird häufig geltend gemacht, es gäbe finanzielle Barrieren, welche die Haushalte und Unternehmen davon abhalten, „das auf dem Trottoir liegende Geld aufzuheben“. Investitionen in Energieeffizienz sind schliesslich nicht kostenlos und müssen finanziert werden. Dieses Argument ist allerdings nicht stichhaltig, denn es ist nicht nachvollziehbar, weshalb Hauseigentümer oder Unternehmen für rentable Effizienzmassnahmen bei den Banken keine Kredite erhalten sollten.

Zweitens wird vermutet, dass die Haushalte oder Unternehmen häufig gar nicht wissen, dass sie sich mit Investitionen in die Energieeffizienz besserstellen könnten. Es handelt sich dabei um das beliebte Argument, wonach der „homo oeconomicus“, der sich durch perfekte Information auszeichnet, in der Realität eben selten anzutreffen sei. Dies trifft natürlich zu. Ebenfalls zutreffend ist allerdings, dass Unternehmen und Haushalte in den unterschiedlichsten (Lebens-)Bereichen unzählige Möglichkeiten zur Besserstellung ungenutzt lassen. Gewinnorientierte Unternehmen haben einen starken Anreiz, Haushalte und Unternehmen auf entsprechende Versäumnisse hinzuweisen. Unternehmen, die im (globalen) Wettbewerb stehen, haben alles Interesse, wirtschaftliche Effizienzpotenziale zu nutzen. Und bei den Konsumenten kommen Komfort- und Sicherheitskomponenten hinzu. Man will eben Haus und Garten beleuchten, die Wohnung angenehm beheizen usw. Es dürfte Gründe also geben dafür, dass die neuerdings vielzitierte Energieeffizienzbranche schwach entwickelt ist. Vielleicht sind die brachliegenden Potenziale bei genauer Betrachtung häufig eben doch nicht so gross. Abgesehen davon bemühen sich auch die Behörden mit unterschiedlichem Erfolg seit vielen Jahren darum, Haushalte und Unternehmen auf ungenutzte Effizienzpotenziale aufmerksam zu machen.

<sup>76</sup> Vgl. Helm (2012).

Drittens wird bisweilen angenommen, die Leute seien (intellektuell) schlicht nicht in der Lage, die Effizienzpotenziale als solche zu erkennen, selbst wenn sie darauf hingewiesen werden. Das ist der verhaltensökonomische Ansatz, der von eingeschränkter Rationalität der Wirtschaftssubjekte ausgeht. Problematisch ist dabei zum einen, dass mit dem Hinweis auf eingeschränkte Rationalität alle möglichen staatlichen Eingriffe legitimiert werden können. Zum anderen ist damit ein hohes Mass an behördlicher Wissensanmassung verbunden. Staatliche Energieeffizienzprogramme gehen letztlich immer davon aus, dass die Behörden besser Bescheid wissen als die Direktbetroffenen. Dass es auch so etwas wie Behördenversagen gibt, wird nicht berücksichtigt.<sup>77</sup>

Aus diesen Gründen ist zu befürchten, dass die wirtschaftlichen Effizienzpotenziale nur allzu häufig stark überschätzt werden.<sup>78</sup> Besonders gross ist die Gefahr, dass die Kosten der Planung und erfolgreichen Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen von den Behörden unterschätzt werden. Unter Berücksichtigung aller direkten und indirekten Kosten dürfte das Potenzial an wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen weitaus geringer sein, als angenommen. Das technische Effizienzpotenzial dürfte gross sein, aber dieses enthält sowohl das wirtschaftliche als auch das unwirtschaftliche Effizienzpotenzial.

### 5.5. Folgerungen

Die Grundlagen der Energiestrategie 2050 unterstellen implizit, dass die anvisierte Reduktion des Energie- und Stromverbrauchs ohne nennenswerte Auswirkungen auf die Wirtschaftsleistung erreicht werden kann. Diverse „Top-down“-Studien scheinen den Beleg für die Richtigkeit dieser Annahme zu liefern, sind aber methodisch fragwürdig und dürfen nicht unkritisch zur Kenntnis genommen werden. Die internationale Empirie zum Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung lässt darauf schliessen, dass die reichliche Verfügbarkeit von kostengünstiger Energie ein wichtiger Treiber des Wohlstands ist.

<sup>77</sup> Ganz abgesehen davon lehrt die „Public Choice“-Theorie, dass Bürokraten Anreize haben, ihr Anwendungsgebiet auszuweiten und Probleme für ihre Lösungen zu suchen.

<sup>78</sup> Allcott, H. und M. Greenstone (2012) zeigen die methodischen Mängel einer Vielzahl der empirischen Studien in diesem Bereich deutlich auf. Auch die erwähnte McKinsey-Studie genügt nicht modernen wissenschaftlichen Standards.

Potenzialabschätzungen zur Energieeffizienz unterscheiden häufig nicht mit hinreichender Sorgfalt zwischen „wirtschaftlichen“ und „unwirtschaftlichen“ Effizienzmassnahmen. Deshalb wird das wirtschaftliche Effizienzpotenzial in der Regel überschätzt. Die Erzwingung von nur scheinbar wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen ist – unabhängig vom gewählten Instrument – volkswirtschaftlich ineffizient und stellt eine Form von Rationierung dar.

Werden in der Schweiz im Alleingang die Energiepreise massiv erhöht, wird die Wettbewerbsfähigkeit darunter unweigerlich leiden und es werden Produktionsverlagerungen ins Ausland erfolgen sowie Neuansiedlungen ausbleiben. Gebote, Verbote und andere Massnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sind letztlich Substitute für direkte Preiserhöhungen und wären mit denselben Auswirkungen verbunden.

---

## A. Zukunft der Geothermie

---

(Autor: Markus Häring)

### **Stromproduktion**

Erdwärme liefert Bandenergie. Damit unterscheidet sich die Energiequelle fundamental von Sonne und Wind. Erdwärme ist von jedem Ort aus in der Tiefe zu finden. Die Temperaturzunahme mit der Tiefe – der geothermische Gradient – ist für jeden Standort mit genügender Präzision bekannt. Auf einer kontinentalen Kruste ohne vulkanische Anomalien beträgt er rund 30 Grad pro Kilometer. Das trifft mit unwesentlichen Variationen auch auf die Schweiz zu. Der Zerfall radioaktiver Isotope in der Erdkruste und im Erdkern hält den Wärmefluss aufrecht. Die geothermische Stromproduktion ist wie jeder thermische Prozess durch den Carnot-Wirkungsgrad limitiert. Deshalb müssen möglichst heisse Gesteinsschichten erbohrt werden. Bei Produktionstemperaturen unter 140°C fällt der Wirkungsgrad unter 10%, wie bestehende Geothermiekraftwerke in Bayern beweisen. Für eine ökonomisch vertretbare Stromproduktion sind Bohrungen bis ca. 5 Kilometer Tiefe erforderlich.

Wärmeleitung im Gestein ist ein langsamer Prozess. Um viel Wärme aus dem Untergrund zur Oberfläche zu fördern, muss eine möglichst grosse Wärmetauscherfläche mit dem Transportmedium Wasser geschaffen werden. Hydrothermale Systeme nutzen im Untergrund vorhandenes Wasser, das die Wärme des Gesteins bereits aufgenommen hat. Hydrothermale Ressourcen sind zur direkten Wärmegewinnung von Interesse. In petrothermalen Systemen (Engineered Geothermal Systems, EGS) werden die Wärmetauscherflächen durch die stimulierte Scherung des heissen Gesteins erzeugt. Im grössten Teil der Schweiz findet man auf einer Tiefe von 5 Kilometern kristalline oder metamorphe Gesteine. Das Potential zur Stromproduktion beschränkt sich deshalb fast ausschliesslich auf petrothermale Systeme.

Bei beiden Systemen hat es in der Schweiz Rückschläge gegeben: In Basel (petrothermales System) löste die Stimulation des Gesteins unakzeptabel grosse Erschütterungen aus. Aufgabe ist es nun, eine Technik zu entwickeln, mit der die unvermeidlichen Scherbebewegungen verlässlich unterhalb der Fühlbarkeitgrenze gehalten werden. Lösungsvorschläge sind vorhanden, aber die Prüfung in Pilotanlagen steht noch aus. Rückschläge

sind bei neuen Technologien typisch und sind nicht als negativ zu werten. Im Gegenteil, sie fokussieren die Forschung auf bestehende Schwachstellen.

Für hydrothermale Systeme besteht ein inhärentes Fündigkeitsrisiko. Sowohl in den Bohrungen Triemli wie St. Gallen wurde zu wenig heisses Wasser gefunden. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Wahrscheinlichkeit förderwürdiger Vorkommen ab. Das Potential, in der Schweiz Strom aus hydrothermalen Systemen zu produzieren, ist sehr beschränkt. Petrothermale Systeme sind hingegen interessant, da das Fündigkeitsrisiko weitgehend entfällt. Sie sind nicht auf spezielle geologische Konstellationen angewiesen und haben dadurch ein wesentlich höheres Potential. Ein Gesamtwirkungsgrad der Stromproduktion über 15% ist aus thermodynamischen Gründen nicht zu erwarten. Da es sich um eine nachhaltige Ressource handelt, ist dies noch akzeptabel. Auch die erkannten Risiken sind technisch lösbar.

Was den baldigen Durchbruch der Geothermie aber verhindert, ist nicht die Machbarkeit, sondern die ausstehende Perspektive der Wirtschaftlichkeit. Rund drei Viertel der Gesamtinvestition eines Geothermiekraftwerks sind Bohrkosten. Ohne massive Kostensenkung auf einen Bruchteil der heutigen Bohrkosten ist die Stromproduktion auf absehbare Zeit ohne KEV nicht wirtschaftlich. Tiefbohrtechnik ist eine Domäne der Erdöl- und Gasindustrie. Erfindungen sind aus dieser Branche zu erwarten, wie die neusten Entwicklungen in der Schiefergasproduktion gezeigt haben. Entscheidend für die Innovation ist dort die grosse Anzahl ( $\pm 30'000$ /Jahr) von Bohrungen, wo praktisch mit jedem Loch technische Neuerungen geprüft und weiter verbessert werden können.

Die Energiestrategie des Bundes sieht bis 2050 eine geothermische Stromproduktion von 4.4 TWh pro Jahr vor. Für diese Produktion braucht es eine minimale installierte Leistung von 500 MWe. Pro Bohrdoublette (Produktionsbohrung und Injektionsbohrung) muss eine Zirkulation von 50 l/s erreicht werden, um 2 MWe zu produzieren. Das entspricht 500 Tiefbohrungen à 5 km. Eine solche Bohrung kann mit heutiger Technik inklusive Ausbau in 150 Tagen abgeteuft werden. Das würde bedeuten, dass ab sofort jedes Jahr mit 6 Bohranlagen ohne Unterbruch gebohrt werden müsste. Diese Anzahl schwerer Bohranlagen gibt es in Europa zurzeit nicht.

Das wäre – bei heutigen Preisen – ein Bohrprogramm in der Höhe von 19 Milliarden Franken, respektive Investitionen von 27 Milliarden Franken in geothermische Kraftwerke. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ohne KEV dürften die Bohrkosten jedoch nur 3.7 Milliarden resp. 5.3 Milliarden Franken für die Kraftwerke betragen. Das ist ein Fünftel heutiger Kosten.

Solche Kostensenkungspfade sind nicht völlig ausgeschlossen, wie die Entwicklung der Schiefergastechnologie zeigt, aber doch unwahrscheinlich. Im Gegensatz zum Gas wird in der Geothermie noch kein Geld verdient. Gegen eine schnelle Entwicklung spricht auch die Tatsache, dass in den USA die Bodenschätze den Landeigentümern gehören und in der Schweiz den Kantonen. Bewilligungsverfahren für Tiefbohrungen dauern in der Schweiz rund ein Jahr.

Als Vergleich: In den USA werden jährlich 30'000 Tiefbohrungen abgeteuft, 17'000 davon für Schiefergas. Die Bohrkosten für Schiefergasbohrungen liessen sich durch Skaleneffekte (economies of scale) und die Möglichkeit, neue Techniken auszuprobieren und Verbesserungen anzubringen, massiv verringern. Die Kostenreduktionen sind in erster Linie das Resultat schnellerer Bohrmethoden. Die Tagesraten einer Bohranlage sind nach wie vor relativ hoch, doch sinken auch diese dank kleinerer und leichter Geräte. In der Schweiz wurden in den letzten 42 Jahren übrigens sechs Bohrungen tiefer als 4 km (= 0.14 Bohrungen/Jahr) abgeteuft (siehe Tabelle 1). Bei dieser Bohrkadenz ist keine Kostensenkung zu erwarten.

1972	Linden 1	5448 m	Ölexploration
1977	Romanens 1	4022 m	Ölexploration
1979	Entlebuch 1	5152 m	Ölexploration
1988	Thun 1	5914 m	Ölexploration
2006	Basel 1	5009 m	EGS
2013	St.Gallen 1	4450 m	Hydrothermal

Explorationsbohrungen der Schweiz über 4 Kilometer Tiefe

Fliessraten von 50 l/s pro Bohrung wurden in EGS-Systemen noch nie erreicht. Die höchste kontinuierliche Fliessrate aus einem EGS-System wurde in der Bohrung GPK2

in Soultz-sous-Forêts (F) mit 25 l/s erreicht. Fließraten von >50 l/s sind nur aus weniger tiefen hydrothermalen Hochenthalpie-Vorkommen in vulkanischen Gebieten bekannt.

Als wichtigster „show stopper“ gilt zurzeit die induzierte Seismizität. Interessante Konzepte zur Vermeidung fühlbarer Seismizität wurden entwickelt, sind aber noch nicht geprüft. Geo Energie Suisse (Projektgesellschaft der Energieversorger AET, ebl, EOS Holding, ewb, ewz, GVM, IWB) propagiert ein Verfahren, welches die Grösse der Wärmetauscherflächen so klein hält, dass bei einer Scherung entlang dieser Flächen keine Herdlösungen mit fühlbarer Magnitude mehr vorkommen sollten. Um trotzdem die benötigte Wärmetauscherfläche zu erreichen, soll eine Grosszahl von Scherflächen erzeugt werden. Das Konzept lehnt sich an ähnliche Techniken, wie bei der Schiefergasproduktion. Im kristallinen Gestein sollte sich der Einsatz von Spüladditiven erübrigen.

### **Wärme**

Der Nachteil des trägen Wärmeflusses kann auch zum Vorteil genutzt werden. Advektive Wärmeleitung ist ein umkehrbarer Prozess. Dies wird zunehmend – und vor allem bereits heute wirtschaftlich – in oberflächennahen (max. 500 m, meist < 250 m) Geospeichern genutzt. Geospeicher sind Gruppen von Erdwärmesonden, in welche im Sommer Abwärme aus verschiedenlichen Quellen, in der Regel aus passiver oder aktiver Kühlung von Gebäuden, eingespeist wird. Die saisonale Speicherung von Wärme steigert die Leistung einfacher Erdwärmesonden (EWS), respektive den Wirkungsgrad der Wärmepumpen markant. Diese risikoarme Technologie hat eine vielversprechende Zukunft und kann sich zu einer wesentlichen Substitution von Heizöl entwickeln. Sie wird einen wichtigen Beitrag im Sinne der Energiestrategie 2050 leisten. In einigen Kantonen erhalten EWS-Bohrungen noch Förderbeiträge. Eine KEV besteht nicht.

(In der Schweiz wird rund ein Drittel des importierten Erdöls für Raumwärme verbrannt. Ein Verbrennungsprozess ist zur Bereitstellung von Raumwärme nicht notwendig. Raumwärme kann durch Transformation aus lokalen Niedertemperaturquellen effizient produziert werden.)

### **Was ist zu tun?**

Geothermie ist eine nachhaltige Energieressource mit ungenutztem Potential. Forschung und Entwicklung zur Stromproduktion aus Geothermie, die mittelfristig auch zu ökonomischen Lösungen führen kann, ist weiterhin förderwürdig. An den schweizerischen Hochschulen werden unter dem Programm SCCER Forschungsprojekte definiert, welche eine langfristige Perspektive für die geothermische Stromproduktion eröffnen. Die Programme sollten in internationaler Zusammenarbeit mit renommierten Hochschulinstituten, insbesondere auch der USA, erarbeitet werden und nicht im Alleingang. Eine der SCCER-Ambitionen ist ein Untertagelabor in der Schweiz, das bereits ab 2016 zur Verfügung stehen sollte. Das US Department of Energy (DOE) propagiert ebenfalls den Bau eines Underground Laboratory, das demselben Zweck dienen soll. Das DOE will noch dieses Jahr eine entsprechende Ausschreibung platzieren.

Der Bau geothermischer Kraftwerke mit einem Geschäftsplan, der nur dank KEV funktionieren kann, ist nicht zielführend. Hingegen ist der Bau von Pilotanlagen, welche der Erprobung und Verbesserung der Technik dienen, zu fördern. Entsprechend sind Pilotanlagen mit Forschungsgeldern zu finanzieren und nicht mit Einspeisevergütungen. Der heutige Stand erlaubt noch keine wirtschaftliche Produktion. Zur Entwicklung der Bohrtechnik ist die internationale Zusammenarbeit mit der Erdöl- und Erdgasbranche zu suchen.

Bei der oberflächennahen Geothermie, insbesondere der saisonalen Speichertechnik, ist die Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Wärmesystemen vorhanden. Die beste Förderung ist hier eine Vereinfachung der behördlich verfügbaren Rahmenbedingungen und der daraus resultierenden Bewilligungsverfahren.

### **Zusammenfassung**

Für eine wirtschaftliche Stromproduktion aus Geothermie braucht es:

- Eine gesicherte Erfolgchance, mit jeder Produktionsbohrung eine kontinuierliche Fließrate von 50 l/s zu erreichen. Solche Fließraten wurden in EGS Projekten bisher weltweit noch nie erreicht.

- Eine gesicherte Vermeidung fühlbarer Seismizität. Experimentelle Daten zu theoretischen Lösungsansätzen stehen noch aus. Standardisierte Verfahren zur Kontrolle induzierter Seismizität gibt es noch nicht.
- Eine Senkung der Bohrkosten um einen Faktor 5.
- Für eine Produktion von 4.4 TWh/Jahr braucht es mindestens 500 erfolgreiche Tiefbohrungen von rund 5 km Länge. Diese Bohrkapazität besteht heute in Europa nicht. Ohne gleichzeitige massive Reduktion der Bohrkosten, Verkürzung der Bohrdauer und Verkürzung der Bewilligungsverfahren in den nächsten Jahren ist dieses Ziel nicht mehr zu erreichen.

Unter diesen Voraussetzungen erscheint die Vorgabe von 4.4 TWh Strom pro Jahr aus Geothermie wenig realistisch.

---

## B. Carbon Capture and Sequestration (CCS)

---

(Autor: Markus Häring)

Eine Massnahme zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses besteht bei Verbrennungsprozessen, zum Beispiel in Kohle- und Gaskraftwerken, darin, das Klimagas Kohlendioxid abzuscheiden (carbon capture) und es danach im Untergrund zu entsorgen (carbon sequestration).

Ab einem Druck von 7.4 MPa und einer Temperatur von 31°C kommt CO<sub>2</sub> in einen überkritischen Aggregatzustand mit Eigenschaften, die zwischen denjenigen eines Gases und einer Flüssigkeit liegen. Im Untergrund erreicht CO<sub>2</sub> diesen Zustand ab einer Tiefe von rund 800 Metern. So lässt es sich unter Verdrängung von Formationsflüssigkeiten oder Gas in durchlässige Gesteinsformationen einpumpen. In Erdgasfeldern wird das superkritische CO<sub>2</sub>, das eine geringere Dichte als Wasser aufweist, durch die gleichen Deckschichten gefangen gehalten, die bereits das Erdgas zurückhalten. Beim Einpressen in saline Aquifere strebt das leichtere CO<sub>2</sub> nach oben und wird beim Erreichen undurchlässiger Deckschichten zurückgehalten. Dabei bindet sich CO<sub>2</sub> mit Calcium und Magnesium führenden Mineralstoffen und wird immobilisiert. Forschung und Entwicklung der Technologie konzentrieren sich auf ein vertieftes Verständnis dieser Prozesse.

Weltweit können fünfzehn Projekte von CO<sub>2</sub>-Sequestrierung aufgeführt werden, darunter vier kommerzielle Projekte, die jedoch zur Verbesserung der Öl- und Gasproduktion dienen. Bei den übrigen handelt es sich um Versuchsanlagen mit bescheidenen Injektionsraten und wiederum meist im Zusammenhang mit der Verbesserung schwierig produzierbarer Öl- und Gasvorkommen.

Im kommerziellen Stil angewandt wurde die Methode ausschliesslich im Zusammenhang mit der Verbesserung der Gasproduktion (z.B. K12-B Gasfeld offshore, Niederlande)<sup>79</sup>. Mit dem Einpressen von CO<sub>2</sub> wird Erdgas aus dem Reservoirgestein ausgetrieben, um die Förderrate zu steigern.

<sup>79</sup> <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/k12b.html>

Das meistzitierte Beispiel einer industriellen Anwendung von CO<sub>2</sub>-Sequestration ist das Sleipner Gasfeld offshore Norwegen. Das CO<sub>2</sub> stammt dort jedoch nicht aus einem Verbrennungsprozess, sondern ist Bestandteil (9%) des geförderten Erdgases. Das CO<sub>2</sub> wird auf der Produktionsplattform vom Methan abgeschieden und wieder verpresst. Allerdings nicht in die Formation, aus welcher sie produziert wurde, sondern viel weniger tief in junge, teilverfestigte Meeressandformationen in knapp tausend Metern Tiefe.

Ein erstes kommerzielles onshore Projekt in Norwegen (Mongstad), ebenfalls Sequestrierung in ein salines Aquifer, wurde 2013 nach sechs Jahren Planung und Kosten von 1.1 Milliarden USD aufgegeben.

Das Projekt CARMA (Carbon management in power generation), der ETH Zürich und Lausanne, des PSI und der Universität Bern forscht nach den Möglichkeiten, Gaskraftwerke ohne CO<sub>2</sub>-Belastung zu betreiben<sup>80</sup>. Es bestehen Technologien, um CO<sub>2</sub> vor der Verbrennung (H<sub>2</sub>-Gasturbine) oder nach der Verbrennung (Ausscheidung aus den Verbrennungsgasen) auszuschcheiden. Die Lagerung von CO<sub>2</sub> im Untergrund ist wie oben beschrieben möglich in ausgebeuteten Gasfeldern und in salinen Aquiferen. In der Schweiz kommt vorläufig nur letzteres in Frage.

Im Rahmen des Projekts CARMA wurde 2013 eine Roadmap für die Entwicklung der Sequestrierung im schweizerischen Mittelland erarbeitet.<sup>81</sup> Die Forschung wird sich zunächst auf Grundlagenstudien beschränken. Die Realisierung einer Versuchsanlage wird geprüft.

### **Einschränkungen und Risiken**

Die wichtigste Einschränkung der CO<sub>2</sub>-Verpressung ist, dass das zu verpressende Volumen pro Kohlenstoff-Einheit mindestens 2.7 mal grösser ist als dasjenige des ursprünglichen Brennstoffes. Ab einer Tiefe von rund 800 Metern, genauer ab einem Druck höher 7.4 MPa, liegt CO<sub>2</sub> in einer superkritischen Phase vor, d.h. es lässt sich nicht mehr weiter komprimieren und nimmt Eigenschaften einer Flüssigkeit an. Das geochemische Langzeitverhalten des sauren Mediums (pH < 3) gegenüber dem Gestein

<sup>80</sup> <http://www.carma.ethz.ch/>

<sup>81</sup> [http://www.carma.ethz.ch/box\\_feeder/roadmap](http://www.carma.ethz.ch/box_feeder/roadmap)

ist ungenügend untersucht. Es beeinflusst entscheidend die Retention und das Migrationsverhalten im Untergrund.

Abscheidung, Transport und Verpressen benötigen einen Energieaufwand, der den Ressourcenverbrauch substantiell erhöht, respektive den Wirkungsgrad der Stromproduktion um mindestens 20% verringert.

Wenig untersucht ist bei der Einpressung grosser Volumina der Nebeneffekt induzierter Seismizität. Immerhin handelt es sich dabei um Mengen, welche die Volumenänderung im Untergrund zum Beispiel gegenüber geothermischen Anlagen um mehrere Grössenordnungen übertreffen würde. Bei der kontinuierlichen Verpressung grosser Mengen von Abwässern in den USA sind induzierte Beben bis zu Magnituden  $>5$  erzeugt worden (Rocky Mountain Arsenal M 5.3, 1967). Bei einer CO<sub>2</sub>-Sequestrierung, welche einen messbaren Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beitragen sollte, würden noch viel grössere Volumina anfallen.

Die Grundsatzfrage, ob CO<sub>2</sub> pro Volumeneinheit in der Atmosphäre oder in der Geosphäre einen bedeutenderen Einfluss hat, wurde bisher kaum angesprochen oder gar untersucht.

Letztlich fehlen in der Schweiz zurzeit jegliche gesetzlichen Grundlagen für eine Einlagerung von CO<sub>2</sub>. Ein Sachplan wie für die Lagerung radioaktiver Abfälle, wo es sich im Vergleich zu CO<sub>2</sub> um vernachlässigbare Mengen handelt, gibt es nicht. Diese Frage wurde erstmals im Zusammenhang mit der Erstellung der Roadmap angesprochen.

Über die Kosten von CCS in der Schweiz können noch keine verlässlichen Aussagen gemacht werden. Wirtschaftlich zu rechtfertigen sind weltweit bisher erst Anwendungen zur Stimulation der Gasförderung (enhanced recovery).

---

## C. Abschätzung der Pumpspeicher-Kosten, welche durch die Zielsetzung für die Stromproduktion durch PV- und Windkraft-Anlagen entstehen

---

(Autor: Emanuel Hoehener)

Gemäss den Zielsetzungen des Bundes sollen zur Substitution der Stromproduktion durch Nuklearanlagen 11.12 [TWh/Jahr] an PV- und 4.2 [TWh/Jahr] an Windkraft Kapazitäten installiert werden.

Diese Zielsetzung ist bereits aus Gründen der inneren Logik eigenartig, soll doch eine Produktionsmethode, welche über Jahrzehnte erprobt, kontrollierbar, zuverlässig und kostengünstig Grundlast-Strom produziert und damit die Versorgungssicherheit gewährleistet, durch Produktionsmethoden ersetzt werden, welche Nachhaltigkeit vortäuschen, unkontrolliert, stochastisch produzieren und Investitionen in komplexe Zusatzanlagensysteme erfordern, um eine einigermaßen tolerierbare Versorgungsqualität sicherzustellen.

Konsequenterweise müssten folgende fundamental wichtigen Systemkomponenten ausgebaut werden: Verbundnetz auf allen Netzebenen und **die Speicherkapazitäten**. Dieser Bericht fokussiert auf Letztere. Da angenommen werden kann, dass im anvisierten Zeitfenster (bis 2050) ausser der bewährten, hydraulischen Pumpspeicherung keine neuen Techniken zur Energiespeicherung<sup>82</sup> breite Anwendung finden werden, ist es angebracht, Kostenschätzungen auf der Basis der Pumpspeichertechnik zu machen.

### 1. Ausgangslage und Basisannahmen für PV

Gemäss <sup>83</sup> kann man für die Schweiz die Energieausbeute aus PV mit 922 [kWh/kWp] annehmen (d.h. für 1 [kW] nominell installierter Pannelleistung erhält man in der Schweiz im Mittel 922 [kWh/Jahr]). Im Quervergleich mit beispielsweise demselben Wert einer

<sup>82</sup> Verschiedenste alternative Verfahren zur Speicherung von grossen Mengen an elektrischer Energie werden gegenwärtig diskutiert. Viele scheitern an der Realität der erzielbaren Wirkungsgrade, andere erprobte Verfahren wie beispielsweise grosse Luftspeicher und/ oder Erdgasspeicher sind für die Schweiz nicht anwendbar (Topographie, Geologie (Salzstöcke), CO<sub>2</sub> Emission usw.). Welche zukünftige Technik auch immer zur Anwendung kommen könnte, für die Zielsetzung 2050 müsste diese zurzeit Marktreife erlangt haben um noch gewichtig zum Tragen zu kommen. Da sind wohl die Züge bereits abgefahren.

<sup>83</sup> Siehe unter anderem Vortrag R. Frischknecht vom 6. Mai 2014.

CCGT-Anlage (Gas-Combi-Kraftwerk) ergibt sich daraus das Äquivalent von rund 964 [h/J] oder 11 [%] Jahres-Volllastbetrieb für PV-Anlagen in der Schweiz. Dieser Wert, in der PV- und Wind- Fachterminologie als „Power Factor“ im Gebrauch, wird durch verschiedene andere Quellen bestätigt (u. a. Swissgrid) und wird für die folgenden Überlegungen als einer der Basiswerte angenommen.

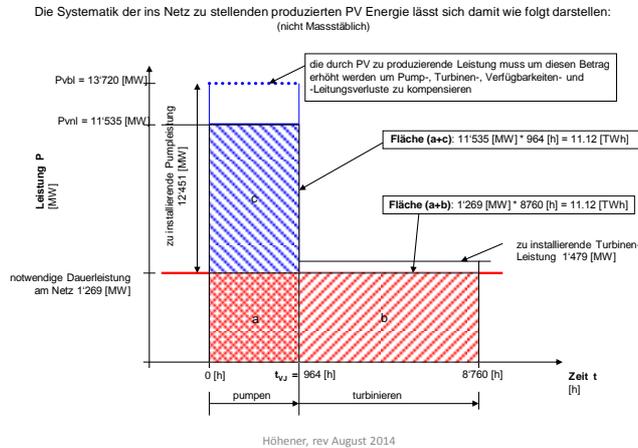
Wenn man nun die PV-Anlagen zur Grundversorgung als Ersatz der Nuklearwerke beiziehen will, müssen die anvisierten 11.12 [TWh/Jahr] stetig über das Jahr geliefert werden können, was bedeutet, kontinuierlich eine Leistung von 1'269 [MW] bereitzustellen. Die Hydro-Turbinen und Generatoren der Pumpspeicher müssen entsprechend für diese Leistung konzipiert werden (d.h. 1'269 [MW]/ Wirkungsgrad).

Da die PV-Anlagen nur während einer beschränkten Zeit – in unserem Fall während 11 [%] - des Jahres Volllast liefern können, müssen diese für eine Leistung von 13'720 [MW] (!) ausgelegt werden. Die Erklärung dazu geht aus Abbildung 18 hervor.

Klassische Pumpspeicher wurden bisher immer so ausgelegt, dass deren hydraulische Leistungs-Aufnahme resp. -Abgabe symmetrisch war, was bedeutet, dass das Wasservolumen, welches hochgepumpt wird, in der gleichen Zeiteinheit auch wieder turbinieren werden kann. In vielen Fällen wurden dazu sog. Pumpturbinen eingebaut, d.h. Maschinen, die sowohl pumpen als auch turbinieren können (dazu muss nur die Drehrichtung des Aggregates geändert werden, der Generator wird dazu „motorisch“ geschaltet. Beispiel: Zentrale Ova Spin der Engadiner Werke).

*Anmerkung: Dass in der Schweiz in der Mehrzahl der Pumpspeicher mehr turbiniert als gepumpt wird, hängt damit zusammen, dass die Pumpturbinen-Zentralen in der Regel eine der Entspannungsstufen in einer Kaskade von Kraftwerken, welche durch eine Stauanlage (Stau-Speicher) gespeist werden und daher neben der Pumpspeicherfunktion auch Element der saisonalen Speichernutzung sind (Beispiele: Engadiner Werke, Kraftwerke Mattmark, Maggia Werke, usw.).*

C. Abschätzung der Pumpspeicher-Kosten, welche durch die Zielsetzung für die Stromproduktion durch PV- und Wind-kraft-Anlagen entstehen



6

Abbildung 18: Kosten der Pumpspeicherung für die Glättung der Stromproduktion aus PV-Anlagen.

Die Zielsetzung von 11.12 [TWh] pro Jahr Strom im Netz zu Grundlastqualität aus PV-Anlagen – nur diese Qualitätsforderung macht Sinn – kann nur durch ein asymmetrisch konzipiertes Pumpspeicher-System befriedigt werden: Dem Pumpenleistungsbedarf von 12'451 [MW] während 11 [%] des Jahres steht eine notwendige Turbinenleistung von 1'479 [MW] während 89 [%] zur Befriedigung der Grundlastqualität gegenüber!

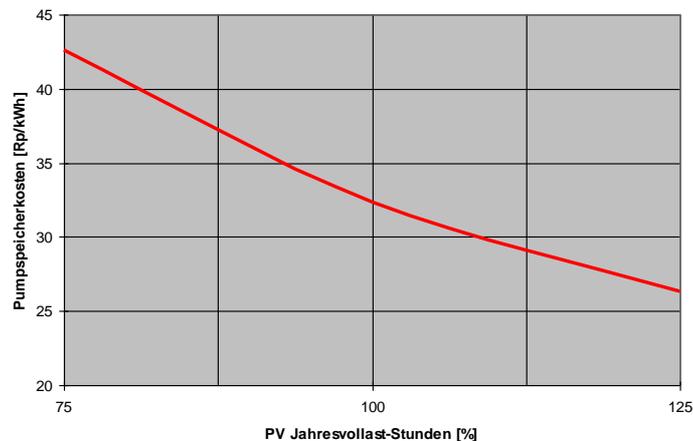
Die zusätzliche, für den Ausgleich der fluktuierenden PV-Produktion notwendige Speicher-Pumpenleistung von 12'451 [MW] entspricht rund 83 [%] der gegenwärtig gesamten in der Schweiz installierten elektrischen Generatorleistung, welche sich aus je rund 3'200 [MW] AKW-, 3'800 [MW] Laufkraftwerk- und 8'000 [MW] Speicherkraftwerk-Leistung zusammensetzt! Heute sind, die zurzeit im Bau befindlichen Anlagen Nant de Drance und Linth-Limmern 2015 eingeschlossen rund 3'280 [MW] Speicherpumpen und Turbinenleistung installiert, wovon allerdings nur etwa 1'900 [MW] Saisonal-Speicherkapazität zuzuordnen sind. Damit wäre die Pumpkapazität auf Grund der PV-Zielsetzung um rund Faktor 3.8 auszubauen. Nominell würde die heute installierte Speicherturbinenleistung genügen, da jedoch die heutigen Anlagen bezüglich Speicherkapazität unzureichend sind und die zusätzlichen Speicher geographisch von den heutigen Anlagen getrennt sind, muss man davon ausgehen, dass auch diesbezüglich Ausbauten notwendig sein werden. Unter Berücksichtigung der auch für die Zielsetzung

Wind notwendigen Kapazität könnten dies bis zu 2'000 [MW] Mehrleistungsbedarf sein.

Im Weiteren soll in diesem Bericht nicht diskutiert werden, ob derartige Anlagen in der Schweiz physisch erstellt werden können, d.h. ob das Potential dazu in der Natur (im Gelände) vorhanden wäre, sondern: Was wären die der PV-Technik anzulastenden Kostenfolgen, wenn man diese erstellen würde?

## 2. Grundannahmen für die Berechnung

Nachfolgend werden die Ergebnisse auf Basis der Grundannahmen in Abhängigkeit des Power Factors der PV-Anlagen dargestellt.<sup>84</sup> Die Variation des Zeitfaktors „Volllast“ (Power Factor) der PV-Anlagen um +/- 25 [%] führt zu den in den Abbildung 19 und Abbildung 20 graphisch dargestellten Ergebnissen.



100% entspricht 964 Tage PV Vollast pro Jahr (= 11% des Jahres)

Höhener, rev August 2014

2

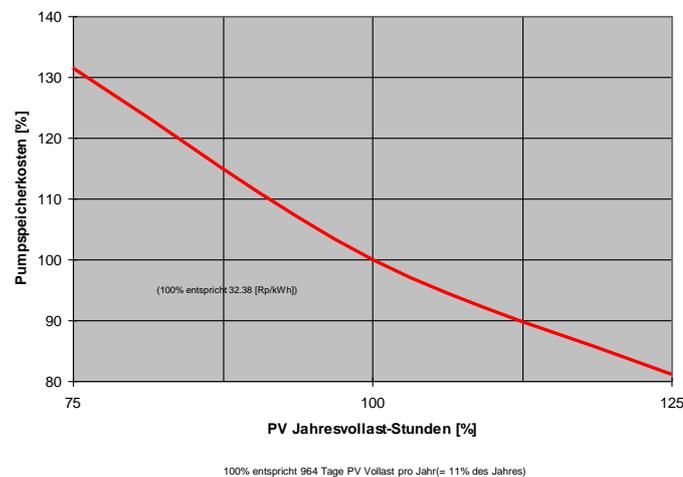
Abbildung 19: Kosten der Pumpspeicherung für PV-Anlagen: Basis in [Rp/kWh], gemäss Grundannahmen.

Man beachte: In der Abszisse ist die Jahresvolllastzeit (Power Factor) in [%] eingetragen, dabei entsprechen 100 [%] der für die Schweiz ermittelten 964 [h/Jahr] (siehe oben). So

<sup>84</sup> Für genauere Angaben zu den Grundannahmen wende man sich an die Autoren.

sind  $x = 125$  [%] dementsprechend  $964 \text{ [h/Jahr]} \times 1.25 = 1'205 \text{ [h/Jahr]}$  und  $x = 75$  [%] entsprechen  $964 \text{ [h/Jahr]} \times 0.75 = 723 \text{ [h/Jahr]}$ .

Die Pumpspeicherung von stochastisch anfallender Stromproduktion zu deren Qualitätsverbesserung ist enorm teuer: 32.4 [Rp/kWh] als Basiswert! Ein wesentlicher Treiber dieser Kosten ist die oben genannte notwendige Asymmetrie der dazu benötigten Anlagen, d.h. die auf Grund des geringen „Power Factors“ der PV hohe erforderliche Pumpleistung und damit auch das gross Speichervolumen.



Höhener, rev August 2014

3

Abbildung 20: Kosten der Pumpspeicherung für PV-Anlagen: Basis in [%] (gemäss Grundannahmen)

Eine Veränderung der angenommenen Volllastzeit der PV-Anlagen (und damit der Asymmetrie) um +/- 25 [%] hat eine relativ abgeschwächte Kostenänderung von -18.8 [%] für eine Verbesserung des PV-Ertrags resp. +31.5 [%] für dessen Verschlechterung zur Folge.

Da eine PV-Anlage im Tagesablauf Leistung entsprechend einer typischen Gauss'schen Verteilkurve liefert, könnte man sich überlegen, der Rechnung beispielsweise ein 80 [%]-Last-Kriterium zu Grunde zu legen. Die Anzahl der Produktionstage ginge dann wohl hoch, der Leistungsbedarf für die Pumpen zurück usw. Allerdings wäre das in einem Zeitalter, in dem Energieeffizienz hochgehalten wird, eine Verschwendung, denn

20 [%] der PV-Energie müssten nutzlos vernichtet werden (man kann sie nicht exportieren, da das umgebende Ausland zu diesem Zeitpunkt auch „long“ wäre).

### 3. Variation der Parameter

Modellrechnungen wie auch die Vorliegende hängen in der Regel sehr stark von den zugrunde liegenden Annahmen ab.

Konsequenterweise wurde auch der Einfluss der Veränderung der angenommenen Ausgangswerte nachgerechnet:

- a) Variation der Abschreibdauer.
- b) Variation der Investitionskosten für die Pumpspeicherung.
- c) Variation des Kapitalzinssatzes.
- d) Variation der Gewinnmarge.
- e) Variation der Betriebskosten für die Pumpspeicher.
- f) Variation von Pumpen- und Turbinen- Wirkungsgrad.

Dabei wurde darauf geachtet, dass die Werte im realistischen, eher vorsichtigen Bereich bleiben. Die Resultate der Variationsrechnung sind auf Anfrage erhältlich.

Ein Kriterium, das möglicherweise sehr gewichtige Kostenfolgen haben könnte, ist die Annahme der Betriebskosten. Hauptursache dafür ist die erforderliche Rate an Start/Stop-Betrieb in einem Umfang, mit dem bisher bei den Pumpspeichern keine Erfahrungen vorliegen. Aus dem Betrieb von thermischen Kraftwerken (beispielsweise CCGT Anlagen) kennt man die Regel, dass ein Kaltstart 1'000 [h] Betrieb gleichgesetzt wird. Ähnliches trifft auch auf Pumpturbinen zu, auch deren rotierende Teile und Lager werden warm (Dehnung) und haben einen optimalen Betriebstemperaturpunkt. Allerdings, im Gegensatz zu thermischen Anlagen, kühlen die schneller ab, da ein Teil der Apparate immer in Kontakt mit Wasser ist. Da fehlt eine Erfahrungsbasis.

### 4. Einfluss der Zielsetzung Windkraft

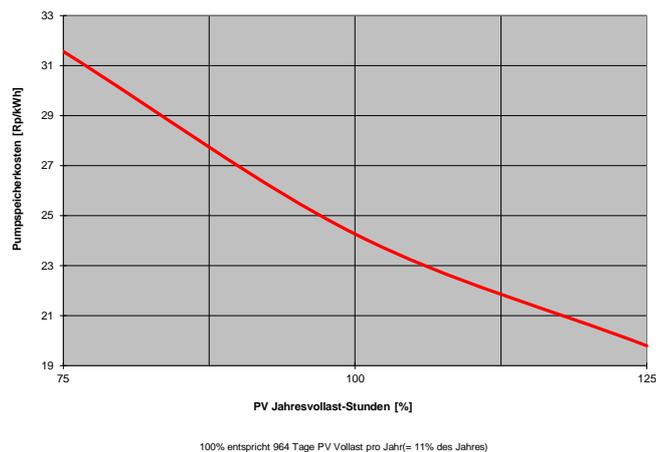
Wie einleitend bereits dargelegt, wird mit der Energiewende auch ein Ziel für die Stromproduktion aus Windkraft gesetzt: 4.2 [TWh/Jahr]. Die Grundproblematik dieser

Art der Stromproduktion ist dieselbe wie für PV, stochastisch und schwer, respektive unzuverlässig prognostizierbar.

Die Diskussion betreffend „Power Factor“ für Windkraft in der Schweiz unterstreicht diese Aussage, entsprechende Recherchen führen zu Aussagen, wie „die Schweiz ist kein Windturbinenland“ bis zu „man kann mit 25% rechnen“ (dies dann allerdings mit dem Verweis auf Erfahrungen an der deutschen Nordseeküste). Eigene Erfahrungen unterstützen erstere Aussage, die unstete Geländestruktur der Schweiz verursacht turbulente Windströmungen, welche trotz teilweise starken Winden deren Nutzung ineffizient machen. Erinnert sei in diesem Zusammenhang daran, dass der Grossteil der Schweizer Seen keine „Seglerparadiese“ sind, aus den eben genannten Gründen.

So bleibt Frage der Annahme des „Power Factors“, d.h. der möglichen Jahres-Volllastzeit des Windes als Grundlage der Berechnungen, für schweizerische Verhältnisse. Für die vorliegende Arbeit wurden dazu 15 [%] angenommen (was 1'314 Volllaststunden im Jahr entspricht), wohl wissend, dass dies möglicherweise zu hoch gegriffen ist und damit die Windkraft eher günstiger darstellt, als diese tatsächlich sein würde.

Die weiteren Überlegungen und das Rechenmodell sind absolut identisch mit den Schritten, wie diese bereits in den Abschnitten oben dargelegt wurden.

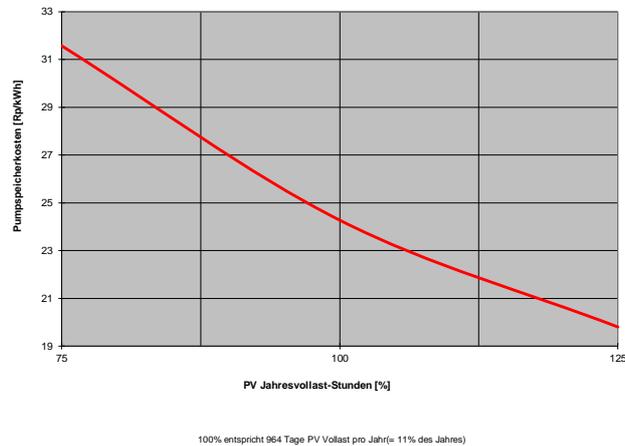


Höhener, rev August 2014

10

Abbildung 21: Kosten der Pumpspeicherung für Wind-Anlagen: Basis in [Rp./kWh] (gemäss Grundannahmen)

Und die Darstellung der Kosten für die Pumpspeicherung von Windkraft in [%] der Basisannahme:



Höhener, rev August 2014

11

Abbildung 22: Kosten der Pumpspeicherung für Wind-Anlagen: Basis in [Rp/kWh] (gemäss Grundannahmen)

Unter der Annahme eines „Power Factors“ von 15 [%], der zu Gunsten der Windkraft ist, ergeben sich als Basiswert für die Veredelung der produzierten Stromqualität 24.3 [Rp/kWh] an Kosten.

## 5. Zusammenfassung

Sonne und Wind stellen keine Rechnung! Nur, wie die Modellrechnung zeigt, ist die Nutzung von Sonnenenergie (hier PV) und letztlich auch Windenergie bei weitem nicht zum Nulltarif zu haben.

Bewusst weggelassen wurden in den Überlegungen die primären Investitionskosten für PV-Anlagen (wie auch für Windanlagen). Diese sind umstritten – weil durch Subventionen verfälscht – und zudem ist deren zukünftige Preisentwicklung spekulativ. Auch darf nicht vergessen werden, dass die entsprechenden Anlagen um 22 [%] bis 25[%] grösser dimensioniert werden müssen, um Pump-, Turbinen- und Leitungs-Verluste zu kompensieren. Auch weggelassen wurden Abschätzungen über die Kosten des Landbedarfs für Windkraftanlagen.

Hier nicht berücksichtigt wurden die implizierten Netzkosten, denn zur Pumpspeicherung muss der PV-Strom (und allenfalls auch Wind-Strom) zuerst auf Netzebene 2 oder 1 hochtransformiert werden, um der Pumpspeicheranlage zugeführt werden zu können. Die Umkehrung gilt dann auch für den Turbinenbetrieb. Diesem Thema muss noch vertieft nachgegangen werden.

So stehen am Ende die Aussagen:

- Pumpspeicherung von Strom aus PV- und/oder Windkraft-Anlagen, d. h. Veredelung von Zappelstrom, kostet in der Grössenordnung 20 [Rp/kWh] bis 30 [Rp/kWh].
- Die heutigen Pumpspeicher sind für die notwendige Betriebsform ungeeignet (Asymmetrie), die bisher installierten Kapazitäten reichen bei weitem nicht zur Befriedigung der Zielgrösse 11.12 [TWh/J] PV- und 4.2 [TWh/J] Windstrom.
- Kritisch für die Umsetzbarkeit der notwendigen Leistungsausbauten werden jedoch nicht die Leistungsbetrachtungen, sondern die dazu notwendigen zusätzlichen Speichervolumen sein. Heute gibt es in der Schweiz Speichervolumen für das Äquivalent von rund 17.4 [TWh] pro Jahr. Allein für den Ausgleich der fluktuierenden PV-Produktion wären zusätzlich rund 13.2 [TWh/J] zu Lasten PV und 5 [TWh/J] zu Lasten Windkraft an zusätzlicher Speicherkapazität bereitzustellen, das sind rund  $76\% + 29\% = 105\%$  zusätzlich. Wo findet man die zu vernünftigen Kosten in der hydraulisch bereits ausgebauten Schweiz?

*Anmerkung dazu: Prof. Sinn hat errechnet, dass zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland 400 Pumpspeicher notwendig wären. Er kommentiert, dass zurzeit nur 35 vorhanden sind. Die dazu notwendigen Investition gibt er mit 100'0000 [M€] an. Die Annahmen, welche dieser Berechnung zu Grunde liegen, sind nicht bekannt. Deutschland hat einen von der Schweiz völlig unterschiedlichen Produktionspark und es ist anzunehmen, dass in den Überlegungen die Anwendung von (bestehender) rotierender thermischer Reserve mit einbezogen wurde (hauptsächlich Kohle und Gas). Gemäss vorliegender Berechnung wäre der Investitionsbedarf für Pumpspeicher in der Schweiz bei 26'700 [M€].*

- Die Rendite der heute im Betrieb stehenden Pumpspeicher, wie auch derjenigen, welche zurzeit im Bau sind, ist negativ. Dies dank den ersten Massnahmen und Auswirkungen der mitteleuropäischen Energiewende. Niemand wird zurzeit Geld in derartige Projekte investieren, einige ausführungsfähige Vorhaben wurden bereits gestoppt.

*Anmerkung dazu: Inzwischen hat auch BR Luthard dies erkannt und man spricht bereits von genereller Subventionierung der Wasserkraft (man verlässt die bisherige 10 [MW]-Grenze). Das sind die Windfallkosten, die entstehen, wenn man die Erstellung technischer Systeme, deren katastrophal schlechte Ökonomie man schönredet, mit Subventionen fördert und die Konsequenzen daraus.*

- Technisch sind die Anlagen ein Muss, sofern Netzstabilität und Versorgungssicherheit garantiert werden sollen. Durch das Abschalten der Kernkraftwerke werden dem schweizerischen Netz rund 71 [%] der Grundlastversorgung entzogen! Neben der stochastischen Produktion der PV-Technik ist auch noch deren Saisonalität ein kritischer Faktor: Nur rund ein Drittel der Produktion fällt auf das Winterhalbjahr, in dem die Nachfrage am grössten ist. Dies unterstreicht zusätzlich die Notwendigkeit der besprochenen saisonalen Zwischenspeicherung.
- Die technische Realisierbarkeit ist fraglich, da die Topographie und der Landschaftsschutz zusätzliche Ausbauten dieser Grössenordnung nicht zulassen. Auch wirtschaftlich dürfte dieses Unterfangen unvorstellbar sein.

---

## D. Folgen der Energiestrategie 2050 für die Netze

---

(Autor: Hans Achermann)

Die Umsetzung der Energiewende 2050 bringt grosse Veränderungen der Stromnetze mit sich. Die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke und der Anschluss von dezentralen Erzeugern ändern die Stromflussverhältnisse (Lastfluss) grundlegend. Dies, weil die Netze grundsätzlich konzipiert wurden, um einerseits Strom von zentralen Kraftwerken in Richtung Verbraucher zu leiten und andererseits auf den höheren Spannungsebenen nationalen und internationalen Stromaustausch (Handel) zu ermöglichen. Die Dimensionierung der Netze wurde demgemäss auf den maximalen Stromverbrauch im Winter abgestimmt. Mit der dezentralen Stromproduktion durch Verbraucher („Prosumers“) muss das Netz zusätzlich in der Lage sein, den eingespeisten Strom auch in die Gegenrichtung (zu andern Verbrauchern) zu transportieren. Da die Energiestrategie 2050 sich auch weitgehend auf Importe abstützt, muss sich die Schweiz auch auf die Aufrüstung der ausländischen Netze – z.B. für den Transport des im Norden Deutschlands produzierten Windstroms – verlassen können. Es fragt sich, ob die grosse Herausforderung des Netzbbaus mit der Zielsetzung der Strategie Stromnetze<sup>85</sup> – „die nachhaltige Beschleunigung der bedarfsgerechten Netzentwicklung“ – gemeistert werden kann. Der Bund ist sich bewusst: „Ohne zusätzliche gesetzgeberische Massnahmen kann eine Strategie Stromnetze allerdings kaum die gewünschte Wirkung erzielen.“ Dazu sollen nebst diversen Gesetzes- und Verordnungsänderungen die Leitlinien z.B. punkto inländische Versorgung, internationale Anbindung (supergrid) etc. gesetzlich verankert werden.

Die dezentralen Einspeisungen und die damit zusammenhängende Bidirektionalität des Stromflusses ziehen – ohne und mit Liberalisierung des Strommarktes – technische (und auch administrative) Probleme nach sich, die ohne Erstere nicht auftreten würden. Die Strategie Stromnetze 2050 will diese Problematik u.a. auch mittels des sog. Smart Grid lösen. Sog. intelligente Netze und Komponenten werden dabei stark vernetzt, was nicht nur technisches Neuland, sondern auch massiven kostspieligen IT-Einsatz mit

<sup>85</sup> Bundesrat (2013c).

gigantischen Datenmengen bedeutet und damit zusammenhängend Datenschutz- und IT-Sicherheitsprobleme.

Von der bestehenden robusten Stromversorgung und Netzkonzeption will die Energiestrategie 2050 einen Umbau auf ein neues Netzdesign, dessen Versorgungssicherheit – hauptsächlich aufgrund der Komplexität – höchst ungewiss sein wird. Dies ist nicht ein Plädoyer gegen intelligente Netze oder gegen den technischen Fortschritt. Es ist die Analyse der Energiestrategie 2050 betreffend der Folgen für das Netz. Es ist auch kein Plädoyer gegen dezentrale erneuerbare Energien: Wer deren verursachte Kosten (inkl. der anteilmässig verursachten zusätzlichen Netzkosten!) selber und ohne Subventionen bezahlt, soll sie installieren.

### **Übertragungsnetze**

Bereits heute stösst das Netz (europaweit) an seine Kapazitäten. National und international sind präventive Massnahmen zur Vermeidung von Engpässen (z.B. Auktionierung von Grenzkapazitäten) oder Redispatch (netztopologische Veränderung der Kraftwerkseinspeisungen) notwendig. Zunehmende Schwankungen der Stromproduktion erhöhen den Aufwand für den Netzbetrieb.

Die von übergeordneten Leitstellen oft mehrmals täglich durchgeführten Engpassmanagementmassnahmen weisen auf den akuten Bedarf von Netzausbauten hin. Nationale Engpässe können dabei Limitierungen der grenzüberschreitenden Kapazitäten zur Folge haben. Dasselbe gilt für die ausländischen Höchstspannungsnetze. So schätzt swissgrid<sup>86</sup> die Kosten für den notwendigen Ausbau und die Erneuerung des Höchstspannungsnetzes auf einer Länge von 1'300 km auf 4 bis 6 Mrd. Franken. Ebenso planen die Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands<sup>87</sup> gesamthaft ca. 5'000 km Netzverstärkungen auf bestehenden Trassen und ca. 3'500 km auf neuen Trassen. Je höher die Abhängigkeit von ausländischen Importen, umso mehr ist die Schweiz darauf angewiesen, dass die Netze in Europa auch tatsächlich und schnell ausgebaut werden. Bei wachsendem

<sup>86</sup> Swissgrid homepage. [Online]. Verfügbar unter:  
[http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/Energiewende\\_de.pdf](http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/Energiewende_de.pdf)

<sup>87</sup> 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Zweiter Entwurf. [Online]. Verfügbar unter:  
[http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2014\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf). 4.11.2014].

Zubau von Windkraftwerken im Norden steigt das Risiko, dass Transporte in Deutschland von Norden nach Süden und in die Schweiz begrenzt werden müssen. Die Versorgungssicherheit nimmt ab.

Die Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands planen dabei, diesem Risiko mit ca. 2'300 km sog. Stromautobahnen (super grids), d.h. verlustarmen Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen (HGÜ), zu begegnen. Die HGÜ machen den wenig sinnvollen Transport zwischen der weit auseinander liegenden Produktion (Windparks im Norden) und dem Verbrauch (im Süden) möglich. Sie sind ein wichtiges Element der Energiewende in Deutschland und sind der hohe Preis für den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Schweiz will ihr Interesse an einer Anbindung an dieses paneuropäische Netz einbringen.

### **Verteilnetze**

Die Umstellung von einer zentralen auf eine dezentrale Stromproduktion verändert auch die traditionell auf den maximalen Stromverbrauch dimensionierten – und neu auf die Produzenten bzw. Prosumers (Verbraucher und Produzent) auszurichtenden – Verteilnetze. Die Verteilnetze (Niederspannung und Mittelspannung) müssen neu so bemessen sein, dass die maximale Leistung von einem oder mehreren Produzenten unter Einhaltung der Spannungstoleranzen und weiterer elektrischer Parameter (z.B. Kurzschlussströme, Spannungsschwankungen, Oberschwingungen, stetige Kommutierung bei netzgeführten Wechselrichtern (was passiert beim Netzwiederaufbau?) etc.) abtransportiert werden können. Die dafür bereit zu stellende Übertragungskapazität wird nur etwa während 1/10 der Zeit (im Sommer über Mittag) gebraucht – den Rest der Zeit liegt sie mehrheitlich brach.

### **Smart Grid und Smart Meters**

Die „Europäische Technologieplattform Smart Grids“<sup>88</sup> definiert das Smart Grid folgendermassen: *“A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.”* Die Energiestrategie 2050 setzt bei der

<sup>88</sup> Smart Grids. European Technology Platform.[Online]. Verfügbar unter: <http://www.smartgrids.eu/FAQ#12>

Lösung der durch die dezentralen Einspeisungen entstehenden Verteilnetzprobleme auf die Entwicklung von solchen „intelligenten Netzen“. Die kleinen dezentralen und grossen zentralen Stromerzeuger sowie die Verbraucher und die Speicherung sollen miteinander koordiniert werden, so dass das Netz optimal betrieben werden kann. Damit ein solches System funktioniert, braucht es eine starke Einbindung aller Akteure (insbesondere auch der Endverbraucher) und eine sehr detaillierte Kenntnis der jeweils momentanen Netzsituation. Dies bedingt den umfassenden Einsatz von Mess-, Informations-, Überwachungs-, Steuer- und Regelungstechnologien. Dafür muss parallel zum Stromnetz ein Kommunikationsnetz betrieben werden. Dieses braucht eine stetige Instandhaltung und kann anfällig für Sicherheits- und Datenschutzprobleme sein.

Wie das sogenannte „Smart Grid“ alle die technischen Probleme der Einbindung der erneuerbaren Energien und der Netzengpässe angehen will, ist heute noch unklar. Folglich bestehen auch nur vage Vorstellungen, wie das Smart Grid konkret aussehen soll. Die „Strategie Stromnetze“ sagt dazu u.a.: *„Mit der zunehmenden Komplexität des Gesamtsystems Erzeugung-Netz-Verbrauch müssen sich die 50-Hz-Netzbetreiber insbesondere im Hinblick auf Smart Grids zum Systementwickler und -integrator entwickeln.“* Das Smart Grid wird in sich schon eine Herausforderung. Wie weit es die zukünftigen Netzprobleme mit einigermaßen vernünftigem Aufwand lösen kann, ist fraglich. M.E. gibt es zurzeit vom BFE nur ein wenig konkretes „Positionspapier zu „Smart Grids““. <sup>89</sup> Der BFE-Bericht „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ <sup>90</sup> vermittelt einen Überblick über die Komplexität und die Implementierungszeiträume. Tatsache bleibt, je mehr erneuerbare Einspeisungen installiert werden, desto komplexer, anfälliger und kostspieliger wird das intelligente Netz. Je höher die Importe, desto akuter die Netzprobleme auf dem Höchstspannungsnetz.

Ganz wichtig ist schliesslich festzuhalten, dass ohne die – auf absehbare Zeit nicht verfügbare – Speicherung eine netz- und kundenfreundliche Einspeisung (d.h. Einspeisung des Stroms, wenn er gebraucht wird) auch durch ein Smart Grid nicht realisiert werden

<sup>89</sup> BFE (Auftraggeber): Positionspapier zu „Smart Grids“.12.2010 [Online]. Verfügbar unter: [http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06006](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06006)

<sup>90</sup> BFE (Auftraggeber): Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid. 19.7.2013 [Online]. Verfügbar unter: [Online]. [http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06011](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06011)

kann. Ein Autor des EKZ<sup>91</sup> beschreibt dies in einer Studie eindrücklich: „Auch wenn die PV-Anlagen im EKZ-Versorgungsgebiet stark abgeregelt würden ... wären für die Einspeicherung aller Stromüberschüsse rund 75 Mio. kWh Speicherkapazität nötig. Das entspricht der doppelten Kapazität des Speicherkraftwerks ‚Linth-Limmern‘...“ Dies heisst mit anderen Worten, dass die Probleme der dezentralen Einspeisung auf absehbare Zeit mit kostspieligen Netzbauten gelöst werden und sich die Verbraucher nach dem Angebot richten müssen.

### **Netzkosten**

Die Netzkosten für den Endverbraucher setzen sich zusammen aus den Kosten für die Netznutzung und für die Systemdienstleistungen. Gemäss StromVG obliegt den Netzbetreibern die „Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes“. Die Energiestrategie 2050 zieht umfangreiche Erhöhungen an den Netzkosten nach sich. Gegenwärtig belaufen sich die Netzkosten auf ca. 50% der totalen Endverbraucherkosten. Die Bezahlung der zusätzlichen Netzkosten, die durch den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen entstehen, bezahlt die Allgemeinheit der Verbraucher. Die heutigen gesetzlichen Vorgaben (StromVV Art.16) belasten dem Erzeuger nur „unverhältnismässige Mehrkosten“. Dies ist nicht verursachergerecht, sondern eine asoziale Kostenumverteilung. Ändern wird sich dies in Zukunft nicht, weil sich bei einer Verschiebung der zusätzlichen Netzkosten auf den Verursacher neue (selbst mit KEV subventionierte) Erzeugungsanlagen nicht mehr lohnen. Ein korrekter Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Stromquellen (z.B. Kernenergie, PV-Anlagen) müsste nämlich nebst den Gestehungskosten der Quelle auch deren anteilige Netzkosten berücksichtigen.

### **Netznutzungskosten**

Die Basis der heutigen Netznutzungsansätze stellen die Aufwendungen für den Betrieb und Unterhalt der Netze dar. Die Netznutzungskosten werden auf der Übertragungsebene hauptsächlich wegen der zunehmenden Importe (wegen der Ausserbetriebnahme der KKW) und auf den tieferen Spannungsebenen hauptsächlich wegen der (mit Hilfe der KEV) forcierten dezentralen Einspeisungen und der Energiestrategie ganz allge-

<sup>91</sup> Moeckli, M. et al. (2012).

mein erhöht werden. Zwar wird in der Strategie Stromnetze präzisiert: *„Das Potential der inländischen Erzeugung soll nicht durch fehlende Netzkapazitäten beeinträchtigt werden, jedoch ist hierbei mit Bezug auf die anfallenden Anschluss- und Netzverstärkungskosten im Verhältnis zum Leistungs- und Energiepotential des anzuschliessenden Kraftwerkes die Verhältnismässigkeit zu wahren.“*

Mit der Ausserbetriebnahme der KKW entstehen diverse neue Lastfluss- bzw. Belastungssituationen, die zu unverhältnismässig kostspieligen Netzbauten im Übertragungsnetz führen. Damit wird jegliche „Verhältnismässigkeit“ durch die Energiestrategie 2050 a priori ausser Kraft gesetzt. Im völligen Widerspruch zur Verhältnismässigkeit steht auch der Anschluss von leistungsmässig und erst recht energiemässig kleinen PV-Anlagen. Man kann nicht gleichzeitig Verhältnismässigkeit predigen und einen Umbau der Verteilnetze zu „Smart Grids“ als „zwingend nötig“ erachten (vgl. Strategie Stromnetze).

Der Betrieb der Netze wird immer komplexer und aufwändiger. Für eine sichere Stromversorgung muss die Stabilität des gesamten zusammenhängenden Europäischen Höchstspannungsnetzes gewährleistet sein. Lokale Engpässe (d.h. Leitungen, deren Kapazitäten für die Menge des zu transportierenden Stroms knapp oder gar nicht ausreichend dimensioniert sind) stellen eine Gefahr für die Sicherheit der Stromversorgung dar. Zur Abhilfe wird die Netzbelastungskonfiguration mittels nationalem Redispatch und/oder internationalem Countertrade geändert, um die kontinuierliche Versorgung aufrechterhalten zu können. Dies ist mit grossem Aufwand und hohen Kosten verbunden.

### **Grenzüberschreitende Engpässe**

Nachdem sich die Energiestrategie 2050 insbesondere auch auf Importe abstützt, kommt der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit zu. Die grenzüberschreitende Kapazität ist abhängig von den Netzverhältnissen im In- und Ausland. Da bereits heute die Kapazität limitiert ist und über eine Auktion versteigert wird, dürften auch zukünftig Importe – ob aus Langfristverträgen oder kurzfristigem Handel stammend – entweder eingeschränkt oder verteuert werden.

### Systemdienstleistungskosten

Der Regelenergiebedarf steigt, je weniger gut Angebot und Nachfrage im Voraus prognostiziert werden. Je grösser der Anteil unsteter, schwer voraussehbarer Stromproduktion (z.B. durch PV-Anlagen) ist, desto höher sind folglich die im Voraus zu reservierenden Regelreserven. Regelkraftwerke sind schnell zuschaltbar und flexibel steuerbar und entsprechend teuer. Schliesslich hängen von ihnen massgebend die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit ab.

### Reservekraftwerke

Nicht zu den Netzkosten gehören zurzeit noch die Kosten für die Aufrechterhaltung von genügend Reservekraftwerken. Sie sind korrekterweise dennoch zu erwähnen. Durch die starke Förderung der erneuerbaren Energien werden viele konventionelle Kraftwerke vom Markt verdrängt. Sie lassen sich nur noch kurzzeitig und damit nicht mehr rentabel einsetzen. Sie sind aber unbedingt nötig für die Versorgungssicherheit, denn sie liefern den Ersatzstrom, wenn z.B. die wetterabhängigen Energien nicht einspeisen (z.B. die PV-Anlagen in der Nacht). Eine Subventionierung (z.B. über Kapazitätsgebühren) soll die Vorhaltung von Reservekraftwerken zukünftig gewährleisten. Diese weitere marktverzerrende Subvention, die ohne subventionierte dezentrale Einspeisung nicht nötig würde, wird sicher auf die Endverbraucher überwältzt werden.

### Kosten und Energieeinsparungen und Smart Meters

Das BFE hat sich für die Installation von Smart Meters eingesetzt, weil damit grosse Einsparungen verbunden sein sollen. Die Studie „Folgeabschätzungen einer Einführung von ‚Smart Metering‘ im Zusammenhang mit ‚Smart Grids‘ in der Schweiz“<sup>92</sup> des BFE weist bei einer flächendeckenden Einführung der Smart Meters einen Nettobarwert (Pb 2015) der kumulierten direkten Kosten zwischen 2015 und 2035 von 5.2 Mrd. Franken aus. Zusammenfassend kommt sie zum Schluss, „... dass ein Rollout mit einer Abdeckung von 80% für die Zeit 2015 bis 2035 ein gesamtwirtschaftlich positives Kosten-Nutzen-Verhältnis und in sehr langer Frist ein klar positives Resultat aufweist. Allerdings bestehen grosse Unsicherheiten.“

<sup>92</sup> BFE (Auftraggeber): 500627 Folgeabschätzung einer Einführung von „Smart Metering“ im Zusammenhang mit „Smart Grids“ in der Schweiz, Schlussbericht 5.6.2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de&project=500627#suchergebnisse>

Demgegenüber haben einige Feldversuche (z.B. CKW<sup>93</sup>) gezeigt, dass langfristig das Sparpotential des Durchschnittskunden (low involvement Kunde) mit grosser Wahrscheinlichkeit <1% sein wird. Alle Studien und Pilotprojekte sind sich einig, dass Sparen nur durch eine Verhaltensänderung erreicht werden kann. Dazu braucht es keine teuren neuen Smart Meters. Die CKW<sup>94</sup> stellte zudem fest: „Kundennutzen der intelligenten Zähler sind gering“ und: „Als ebenso gering erwies sich die Zahlungsbereitschaft für die intelligenten Zähler“. Schliesslich fand CKW: „Auch werden die Technologiekosten vielfach stark unterschätzt. So ist CKW in der Praxis mit Kosten konfrontiert, die um 35% (Infrastruktur) bzw. 90% (Kommunikation) höher liegen als beispielsweise das BFE in seinem Impact Assessment zu Smart Metering annimmt.“

Die zukünftige Ausgestaltung des Marktes bzw. der Preis der Energie und nicht der Smart Meters wird für das Sparverhalten massgebend sein.

Das Verbleiben beim guten alten Zähler und beim – durch Rundsteuerung zu verändernden konventionellen – Tarifwechselsystem könnte eine Alternative zum verbraucherseitigen Smart Grid bzw. Smart Meter darstellen. Dies bedeutet nicht, dass Stromkonsumenten nicht freiwillig und auf ihre eigenen Kosten Smart Meters und die dafür notwendigen zusätzlichen Hilfseinrichtungen erwerben (oder mieten) dürfen, falls sie einen Profit darin sehen.

### **Kosten des Netzausbaus**

Der Bundesrat rechnet für den Ausbau und die Erneuerung im Übertragungsnetz und für den Ausbau der Verteilnetze mit Kosten von rund 18 Mrd. Franken.<sup>95</sup> Beim Übertragungsnetz werden die Kosten der notwendigen Ausbauprojekte langfristig – d.h. bis 2050 – auf 2.3 bis 2.7 Mrd. Franken geschätzt. Hinzu kommen beim Übertragungsnetz bis 2030 rund 4 Mrd. Franken für Erneuerungsarbeiten. Bei den Verteilnetzen wird – je nach Szenario – mit einem Ausbaubedarf zwischen 3.9 und 12.6 Mrd. Franken gerechnet. Insgesamt belaufen sich die Mehrkosten für den Netzausbau (d.h. ohne Erneue-

<sup>93</sup> A. Rast (2012).

<sup>94</sup> CKW Smart Metering – Pilotprojekt stellt Kundennutzen in Frage. Medienmitteilung 13.1.2014 [Online]. Verfügbar unter: [http://www.ckw.ch/ueberckw/aktuelles-und-medien/news\\_medienmitteilungen/medienmitteilungen\\_2014/smart\\_metering.html](http://www.ckw.ch/ueberckw/aktuelles-und-medien/news_medienmitteilungen/medienmitteilungen_2014/smart_metering.html)

<sup>95</sup> Medienmitteilung Bundesrat vom 23.05.2012: „Bundesrat legt Stossrichtung der Strategie Stromnetze fest“

rungsmassnahmen) gemäss Bundesrat bis 2050 auf 6.2 bis 15.3 Mrd. Franken. Die Kosten für den Übergang zu einer flächendeckenden Einführung von Smart Meter und Smart Grid im Verteilnetz sind in diesen Schätzungen nicht enthalten. Nachdem – wie oben erwähnt – der Nettobarwert der Smart Meter Einführung zwischen 2015 und 2035 schon 5.2 Mrd. Franken ausmacht, dürfte die Einführung des Smart Grid auf der Verteilebene ein Mehrfaches davon betragen. Der Aufwand dafür ist schwer zu beziffern.

Im Auftrag von BFE hat Consentec<sup>96</sup> (2012) den Investitionsbedarf auf Ebene Verteilnetze ebenfalls abgeschätzt. Bei einer zusätzlichen Leistung aus erneuerbaren Energien von 5.7 GW bzw. 18.8 GW im Jahr 2050 werden demzufolge zwischen 6 Mrd. bzw. 23 Mrd. Franken in den Ausbau der Verteilnetze investiert werden müssen. Soweit innovative Massnahmen, die erst seit kurzem auf dem Markt sind und sich teilweise noch in der Testphase befinden, zum Zug kommen, liegt die Kostenspanne – wiederum in Bezug auf den Leistungszubau – zwischen 3.7 und 14.7 Mrd. Franken. Ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien wird demzufolge im Bereich der Verteilnetze also Mehrkosten im Umfang von 11 Mrd. Franken zur Folge haben. Im Vergleich zum Aufwand für ein Smart Grid, das sehr viel höhere Betriebs- und Ersatzkosten verursacht, ist der dauerhafte konventionelle Ausbau der Verteilnetze sicher kostengünstiger.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die obgenannten „innovativen Massnahmen“ nur punktuelle Schlüsselemente (z.B. lokale Speicherung) eines Smart Grid sind. Die Kosten eines intelligenten Verteilnetzes sind wegen der System(un)reife und der Komplexität sehr schwer abzuschätzen. Sie dürften allerdings ebenfalls in die Milliarden gehen. Hinzu kommt, dass elektronische Komponenten durchschnittlich ca. alle 15 Jahre ersetzt werden müssen, was bei den Betriebskosten zu berücksichtigen wäre.

### **Fazit aus Sicht des Netzes**

Der Ausstieg aus der Kernenergie und deren Ersatz durch dezentrale Einspeisungen von erneuerbarer Energie und Importe bedingen sehr teure und technisch anspruchs-

<sup>96</sup> BFE (Auftraggeber): Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze 29.5.2012 [Online]. Verfügbar unter:  
[http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06010](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06010)

volle Netz-Umänderungen bzw. Netzverstärkungen. Das BFE setzt dabei auf das Luftschloss Smart Grid. Sowohl die Kosten wie die technische Komplexität des Netzes werden durch den Übergang zu einem Smart Grid noch zusätzlich steigen. Die Kosten dafür werden nicht den Verursachern, sondern der Allgemeinheit der Strombezügler aufgebürdet. Solange die Speicherung von Strom nicht technisch im grossen Stil machbar und bezahlbar ist, ist der Zusatznutzen eines Smart Grid für keinen der Akteure im Netz vorhanden. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist (selbst bei günstiger Speicherung) fraglich. Wegen der steigenden Importe erhöht sich – trotz Ausbau der Übertragungsnetze – die Abhängigkeit vom Ausland, was – zusammen mit der gesteigerten Komplexität – einen negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben kann. Der bestehende netzkosten- und auch kundenfreundliche Strombezug geht mit der Einspeisung von unzeitigem Strom verloren. Der Endverbraucher muss zwar die Netzzusatzkosten (nebst der KEV) der dezentralen Einspeisung schultern, erhält dafür aber einen negativen Nutzen. Die zusätzlichen Möglichkeiten der Laststeuerung sind gegenüber heute (Rundsteuerung) gering. Der Zusatznutzen der Energiestrategie 2050 ist – ohne Speichermöglichkeiten – für den Stromkonsumenten negativ. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist folglich in keiner Weise gegeben. Stark erhöhte Netzkosten belasten – selbst bei niedrigen Energiekosten – alle Verbraucher übermässig. Dazu kommt, dass – vor allem beim Netzausbau – sehr tiefgreifende gesetzliche Massnahmen notwendig sein werden, um die unrealistisch hohen Zielsetzungen auch nur in Sichtweite rücken zu lassen.

Es ist unbestritten, dass das Netz im In- und Ausland bereits heute verstärkt werden muss. Über den inländischen Ausbau haben die Schweizer noch einigermaßen eine Kontrolle, über den ausländischen Ausbau weniger. Dass aber aufgrund einer fehlgeleiteten Energiepolitik unnötigerweise ein zusätzlicher Netzausbau sowie weitere Netzinfrastrukturkosten erforderlich werden, ist unverständlich. Die Summe aller Investitionen wird gewaltig hoch werden. Die Energiepolitik müsste hier – aufgrund übergeordneter Kriterien wie Versorgungssicherheit, Auslandabhängigkeit, Kosten/Nutzen, Autarkie, Nachhaltigkeit, Mehrwert, Wachstum etc. sowie der Verhältnismässigkeit – andere Prioritäten setzen.

## Literaturverzeichnis

Allcott, H. und M. Greenstone (2012), *«Is There an Energy Efficiency Gap?»*, Journal of Economic Perspectives, Vol. 26 (1)

BKW Energie AG, <http://www.bkw.ch/uran.html>

Borner, S. et al. (2012): *«Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates»*, Basel.

Bretschger, L. et al. (2011), *«Energiezukunft Schweiz»*.

British Petroleum (2014), *«BP Statistical Review of World Energy»*.

Bundesamt für Energie BFE (2014), *«Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013»*.

Bundesamt für Justiz (2011): *«Verfassungsfragen zum Ausstieg aus der Kernenergie»*, Bern, 8. August 2011.

Bundesamt für Justiz (2012): *«Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie»*, Gutachten z.Hd. des Bundesamts für Energie, Bern.

Bundesamt für Umwelt (2014), *«Emissionen nach CO<sub>2</sub>-Gesetz und Kyoto-Protokoll»*, Aktualisierung vom 10.04.2014

Bundesrat (2013a), *«Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“»*, Bern.

Bundesrat (2013b), *«Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050»*, 04.09.2013.

Bundesrat (2013c), *«Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050»*.

Ecoplan (2012), *«Energiestrategie 2050 - volkswirtschaftliche Auswirkungen»*.

Forster, P. et al. (2007), *«Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing»*, in: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge und New York.

- Frank, Ch. R. Jr. (2014), «*The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies*». Global Economy & Development Working Paper, 73, May 2014.
- Fraunhofer Institut ISE (2014), «*Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*», 28.07.2014.
- Frondel, M. and C. Vance (2011), «*Re-Identifying the Rebound – What About Asymmetry?*» Ruhr Economic Papers Nr. 276, RWI, RUB und USAEE Working Paper No. 11–093. Bochum, Dortmund, Essen.
- Gillingham et al (2013), «*The rebound effect is overplayed*», Nature, 493, S.475f.
- Hargraves, R. (2014), «*Thorium billiger als Kohle-Strom*», Übersetzung für den deutschen Sprachraum von S. Aegerter, Charleston, SC.
- Heindl, P. (2012), «*Management des Emissionshandels verursacht hohe Kosten - vor allem Kleinemittenten belastet*», in: ZEWnews, April 2012.
- Helm, D. (2012): «*The Carbon Crunch – How We’re Getting Climate Change Wrong – And How to Fix It*», Yale University Press.
- Heymann, E. und H. Berscheid (2013), «*Carbon Leakage: Ein schleichender Prozess*», Deutsche Bank Research, Frankfurt 2013.
- Jagmetti, R. (2011): «*Verfassung oder Gesetz? Zur grundlegenden Änderung des Kernenergierechts*», Zürich.
- Joskow, P. L. 2011. «*Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*», American Economic Review, 101(3): 238-41.
- Lundsgaard-Hansen, J. (2013): «*Energiestrategie 2050 – das Eis ist dünn. Die Schweiz und Deutschland auf neuen Wegen*», Verlag Neue Zürcher Zeitung, Zürich.
- McKinsey & Co. (2009): «*Unlocking Energy Efficiency in the U.S. Economy*».
- McKittrick, R. und E. Aliakbari (2014), «*Energy Abundance and Economic Growth: International and Canadian Evidence*», Fraser Institute, Vancouver 2014.
- Meister, U. (2010): «*Energiesicherheit ohne Antarkie. Die Schweiz im globalen Kontext*», Avenir Suisse, Zürich.

- Meteotest (2012), «Energiestrategie 2050 - Berechnung der Energiepotenziale für Wind- und Sonnenenergie».
- Moeckli, M. et al. (2012), «Ein Gigawatt in zwölf Stunden».
- Müller, R.P. (2013), «Energiewende: Neue Politik in altem Kleid? Verfassungsrechtliche Aspekte eines Ausstiegs aus der Kernenergie», Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht, 12/2013, 635-667.
- Nowak, S. und Th. Biel (2012), «Bundesamt für Energie BFE, Photovoltaik (PV) Anlagekosten 2012 in der Schweiz – Überprüfung der Tarife der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für PV-Anlagen».
- OECD/NEA (2012), «Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems».
- Paul Scherrer Institut (PSI) (2010), «Energie-Spiegel Nr. 20, Nachhaltige Elektrizität: Wunschenken oder bald Realität?», Juni 2010.
- Rast, A. (2012), «Auf den Zähler gefühlt».
- Sinn, H. W. (2008), «Das grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik», Berlin 2008.
- Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften SATW (2012): «Zukunft Stromversorgung Schweiz».
- Swiss Eole (2013), «Windenergie in der Schweiz - Ausbau aktuell», Stand: 2.12.2013
- Swissolar (2014), Medieninformation vom 9.7.2014: «Vernehmlassung zur Revision der Energieverordnung: Drobender Einbruch des Photovoltaikmarktes».
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013), «International Energy Outlook 2013», 25. July 2013
- VSE (2012): «Basiswissen-Dokument: Strom aus Geothermie».