

12.xxx

**Erläuternder Bericht  
zur Energiestrategie 2050  
(Vernehmlassungsvorlage)**

vom 28. September 2012

---

# Inhaltsverzeichnis

## Übersicht

4

1	Grundzüge der Vorlage.....	10
1.1	Ausgangslage.....	10
1.1.1	Die Energieversorgung in der Schweiz.....	10
1.1.2	Energiepolitik des Bundes.....	18
1.1.3	Klima- und Umweltpolitik des Bundes.....	19
1.1.4	Raumplanung des Bundes.....	21
1.1.5	Energieausssenpolitik des Bundes.....	22
1.1.6	Die Nuklearkatastrophe von Fukushima.....	24
1.2	Schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie.....	26
1.2.1	Ergebnisse der Energieperspektiven 2050.....	26
1.2.2	Grundsatzentscheid von Bundesrat und Parlament.....	27
1.2.3	Die Energiestrategie 2050 des Bundes.....	28
1.3	Erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050.....	32
1.3.1	Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz.....	32
1.3.2	Massnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien.....	45
1.3.3	Fossile Kraftwerke.....	51
1.3.4	Netze.....	53
1.3.5	Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie Leuchtturmprogramm.....	56
1.3.6	Vorbildfunktion des Bundes.....	56
1.3.7	Programm EnergieSchweiz.....	58
1.4	Zweite Etappe der Energiestrategie 2050.....	60
1.5	Verhältnis zur ökologischen Steuerreform.....	62
1.6	Energetische Wirkung des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050.....	62
1.6.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs.....	64
1.6.2	Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs.....	68
1.6.3	Entwicklung des Stromangebotes.....	70
1.6.4	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	72
1.7	Versorgungssicherheit.....	73
1.8	Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht.....	75
1.9	Erledigung parlamentarischer Vorstösse.....	76
2	Erläuterungen zu einzelnen Artikeln.....	78
2.1	Energiegesetz.....	78
2.2	Weitere Änderungen bisherigen Rechts.....	103
2.2.1	Bundesgerichtsgesetz vom 17. Juni 2005.....	103
2.2.2	CO <sub>2</sub> -Gesetz vom 23. Dezember 2011.....	103
2.2.3	Bundesgesetz vom 14. Dezember 1990 über die direkte Bundessteuer.....	108
2.2.4	Bundesgesetz vom 14. Dezember 1990 über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden.....	109
2.2.5	Wasserrechtsgesetz vom 22. Dezember 1916.....	109
2.2.6	Kernenergiegesetz vom 21. März 2003.....	110
2.2.7	Elektrizitätsgesetz vom 24. Juni 1902.....	113
2.2.8	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007.....	114
2.2.9	Strassenverkehrsgesetz vom 19. Dezember 1958.....	116
3	Auswirkungen.....	116
3.1	Auswirkungen auf den Bund.....	116
3.1.1	Finanzielle Auswirkungen.....	116
3.1.2	Personelle Auswirkungen.....	119
3.2	Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden.....	120
3.2.1	Finanzielle Auswirkungen.....	120
3.2.2	Personelle Auswirkungen.....	120
3.3	Volkswirtschaftliche Auswirkungen.....	121
3.3.1	Abdiskutierte Gesamtkosten Kraftwerkspark – Netzkosten und direkte volkswirtschaftliche Kosten.....	121
3.3.2	Auswirkungen auf Wachstum, Wohlfahrt und Beschäftigung.....	123

3.3.3	Auswirkungen einzelner Massnahmen.....	125
3.3.4	Auswirkungen auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen .....	126
3.4	Auswirkungen auf die Umwelt .....	126
4	Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates.....	127
4.1	Verhältnis zur Legislaturplanung .....	127
4.2	Verhältnis zur Nachhaltigkeitsstrategie des Bundes.....	128
4.3	Verhältnis zum Raumkonzept der Schweiz.....	128
5	Rechtliche Aspekte .....	129
5.1	Verfassungs- und Gesetzmässigkeit.....	129
5.2	Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz.....	133
5.3	Erlassform.....	135
5.4	Unterstellung unter die Ausgabenbremse.....	135
5.5	Einhaltung der Grundsätze des Subventionsgesetzes .....	135
5.6	Delegation von Rechtsbefugnissen .....	137
5.7	Datenschutz .....	137

## Übersicht

*Vor dem Hintergrund der Nuklearkatastrophe in Fukushima und abstützend auf den Resultaten der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) sowie weiteren, energiepolitischen Entscheidungsgrundlagen haben Bundesrat und Parlament im Jahr 2011 den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die bestehenden fünf Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Dieser Richtungsentscheid bedingt, dass das Schweizer Energiesystem bis 2050 etappenweise umgebaut werden muss. Die dazu nötigen Massnahmen werden innerhalb der Energiestrategie 2050 gebündelt, welche das UVEK im Auftrag des Bundesrats erarbeitet hat. Mit dem erläuternden Bericht zur Energiestrategie 2050 legt der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie vor, mit dem schrittweise bis im Jahr 2050 unter anderem der Endenergie- und Stromverbrauch reduziert, die erneuerbaren Energien gefördert und die CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden sollen. Dies unter Bewahrung der bereits heute hohen, zuverlässigen, wirtschaftlichen und nachhaltigen Energieversorgung in der Schweiz.*

### Die Energiestrategie 2050

Mit der Energiestrategie 2050 legt der Bundesrat dar, wie der etappenweise Umbau des Energiesystems bis im Jahr 2050 erfolgen soll. Die Strategie orientiert sich am Szenario *Neue Energiepolitik* mit folgenden Zielvorgaben:

- Der *Endenergieverbrauch* soll im Jahr 2035 bei rund 152 Terawattstunden (TWh) und 2050 bei 125 TWh liegen.
- Der Bundesrat geht davon aus, dass die *Stromnachfrage* noch einige Jahre leicht ansteigen wird. Er strebt ab 2020 eine Stabilisierung der Nachfrage an und setzt sich – unter Berücksichtigung von Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum – zum Ziel, den Stromverbrauch bis 2050 auf 53 TWh abzusenken und den Landesverbrauch inklusive Ausbau der Pumpspeicherung auf 57,6 TWh zu reduzieren.
- In Berücksichtigung des schrittweisen Wegfalls der Stromproduktion aus der Kernenergie geht der Bundesrat davon aus, dass der Stromdeckungsbedarf im Jahr 2035 rund 27,5 TWh und im Jahr 2050 rund 23,7 TWh betragen wird.
- Der Verbrauch von fossilen Energien soll gesenkt und dadurch die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden.

Mit der Energiestrategie 2050 setzt der Bundesrat folgende Prioritäten:

- *Energie- und Stromverbrauch senken*: Der Bundesrat will den sparsamen Umgang mit Energie im Allgemeinen und Strom im Speziellen fördern. Dies mit verstärkten Effizienzmassnahmen.
- Senken des Anteils fossiler Energie am Schweizer Energiemix: Damit soll auch die Importabhängigkeit der Schweiz bei der Energieversorgung gesenkt werden.
- *Stromangebot ausweiten*: Die Wasserkraft und die neuen erneuerbaren Energien sollen ausgebaut werden. Zur Deckung der künftigen Energienachfrage ist auch der Ausbau der fossilen Stromproduktion bei der Wärme-Kraft-Kopplung nötig, und es müssen voraussichtlich Gaskombikraftwerke in Betrieb genommen werden. Die Interessenskonflikte zwischen Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz sowie Raumplanung sollen konstruktiv gelöst werden. Stromimporte werden für eine sichere Stromversorgung weiterhin nötig sein.

- *Stromnetze ausbauen:* Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromimport ist ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze und ein Umbau der Verteilnetze zu so genannten intelligenten Netzen (Smart Grids) nötig. Diese Netze bergen ein grosses Potenzial zur Optimierung des Stromsystems und für Einsparungen im Verbrauch. Der Bundesrat hat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, eine *Strategie Stromnetze* auszuarbeiten.
- *Energieforschung verstärken:* Die Portfolios der Energieforschung im ETH-Bereich, an den Fachhochschulen und den Universitäten sollen überprüft und die Zusammenarbeit zwischen den Hochschulen, der Wirtschaft und den Technologiekompetenzzentren weiter gefördert werden.
- *Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, Städte und Gemeinden:* Die öffentliche Hand geht mit gutem Beispiel voran und soll künftig den Eigenbedarf an Strom und Wärme weitgehend durch erneuerbare Energieträger decken.
- *Stärkung der internationalen Zusammenarbeit im Energiebereich:* Mit der Europäischen Union ist so rasch als möglich der Abschluss der Stromverhandlungen anzustreben. Zudem sollen die Kontakte mit den Nachbarstaaten und die Mitarbeit der Schweiz in internationalen Organisationen vertieft werden.

### **Erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050**

Bei dem nun vorliegenden Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie handelt es sich um das *erste* von weiteren Paketen, die für den langfristigen und etappenweisen Umbau des Energiesystems bis im Jahr 2050 nötig sein werden. Mit den vorgesehenen Massnahmen können die langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele des Bundesrats nur teilweise erreicht werden. Deshalb geht der Bundesrat davon aus, dass weitere Massnahmen beschlossen werden müssen, um auch künftig eine sichere und zuverlässige Energieversorgung in der Schweiz zu gewährleisten. Hierzu wäre die Verfassung anzupassen.

Für die Zeit nach 2020 soll eine weitere Etappe konzipiert werden, in der gemeinsam mit der Weiterentwicklung der Klimapolitik die Energiepolitik strategisch neu ausgerichtet wird. Hierfür soll eine Energieabgabe auf sämtliche Energieträger mit Rückerstattung an Wirtschaft und Bevölkerung geprüft werden. Der Übergang vom bestehenden Förder- hin zu einem Lenkungssystem soll flussend und innerhalb einer vertretbaren Übergangsfrist stattfinden. Sobald die im Vorfeld vom Bund festgelegten Energie- und Klimaziele erreicht worden sind, wäre die Energieabgabe entsprechend zu kürzen (Ziffer 1.4).

Mit den vom Bundesrat für diese erste Etappe der Umsetzung der Energiestrategie vorgeschlagenen Massnahmen sollen hauptsächlich jene Effizienzpotenziale genutzt werden, welche die Schweiz bereits heute mit den vorhandenen beziehungsweise absehbaren Technologien realisieren kann und für die keine tiefgreifende, internationale Zusammenarbeit mit der Europäischen Union und mit Drittstaaten erforderlich ist. Dabei wird das nachhaltig nutzbare Potenzial der erneuerbaren Energien weitgehend erschlossen.

### **Mit Energieeffizienz den Verbrauch senken**

Um den Energie- und Elektrizitätsbedarf auch künftig zu decken, muss in erster Linie der Verbrauch gesenkt werden. Deshalb setzt der Bundesrat auf eine konsequente Umsetzung der Energieeffizienz im *Gebäudebereich*, bei *Elektrogeräten*, in *Industrie*, *Gewerbe* und bei den *Dienstleistungsbetrieben* sowie im Bereich der *Mobilität* (Ziffer 1.3.1):

- Mit einem Anteil von rund 46 Prozent am inländischen Energieverbrauch kommt der Energiereduktion im *Gebäudebereich* eine Schlüsselrolle bei der Erfüllung der Ziele der Energiestrategie zu. Entsprechend liegt hier der Fokus bei der Verstärkung

des bestehenden Gebäudeprogramms: Die finanzielle Förderung von Bund und Kantonen soll deutlich ausgebaut und die Globalbeiträge des Bundes an die kantonalen Förderprogramme erhöht werden. Weiter ist eine Verschärfung und der Ausbau der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich vorgesehen. Mit einer Anpassung des Steuerrechts will der Bundesrat zudem Hausbesitzer dazu motivieren, Gesamtsanierungen anstelle von Teilsanierungen vorzunehmen.

- Auch das energetische Sparpotenzial in der *Industrie, im Gewerbe und im Dienstleistungsbereich* ist beträchtlich. Mit der Einbindung von Unternehmen in Vereinbarungen über verbindliche Effizienzziele sowie dem Ausbau der wettbewerblichen Ausschreibungen und der Verstärkung der freiwilligen Effizienzmassnahmen wird dieses Potenzial erschlossen.
- Serienmässig hergestellte *Elektrogeräte* verbrauchen eine beträchtliche Menge an Elektrizität. Gegenwärtig bestehen für dreizehn Gerätekategorien verbindliche Effizienzvorschriften beziehungsweise energetische Mindestanforderungen. Solche Effizienzansforderungen sollen auf weitere Gerätekategorien ausgeweitet und periodisch dem technischen Fortschritt angepasst werden. Gebrauchsvorschriften sollen zudem dazu beitragen, dass Elektrogeräte angemessen eingesetzt werden.
- Im Bereich der *Mobilität* sieht der Bundesrat Massnahmen vor, welche die Energieeffizienz der Fahrzeuge, des Schienenverkehrs, bei der Verkehrsinfrastruktur und beim Einsatz von Transportmitteln optimieren. Auch soll bereits bestehende Verkehrsinfrastruktur zur Energieerzeugung genutzt werden.
- Schliesslich sollen auch die *Energieversorgungsunternehmen* dazu beitragen, möglichst viel Strom einzusparen. Heute basiert ihr Geschäftsmodell vorwiegend auf dem Ansatz, möglichst viel Elektrizität zu verkaufen. Auch aufgrund ihrer Nähe zu den Konsumenten drängt sich eine Verknüpfung des Stromverkaufs mit dem Bereitstellen von innovativen Dienstleistungen und Produkten im Bereich der Energieeffizienz auf. Mit verpflichtenden Effizienzzielen für Energieversorger will der Bundesrat den Weg für einen Markt für Energiedienstleistungen ebnen.

### **Erneuerbare Energien fördern und den Kraftwerkspark sowie die Stromnetze um- und ausbauen**

Um den stufenweisen Wegfall der Elektrizitätsproduktion aus der Kernkraft aufzufangen, will der Bundesrat das Potenzial der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien – unter Abwägung von Schutz und Nutzen – ausschöpfen (Ziffer 1.3.2):

- Aufgrund des vorliegenden Massnahmenpakets erhöht sich die *Stromproduktion aus den neuen erneuerbaren Energien* bis 2050 schrittweise auf 24,2 Terawattstunden (TWh). Davon werden dereinst rund 11,12 TWh auf die Photovoltaik, 4,26 TWh auf Wind und 4,29 TWh auf die Geothermie fallen.
- Die Stromproduktion aus der Gross- und Kleinwasserkraft soll bis 2035 auf eine Jahresdurchschnittsmenge von mindestens 43 TWh und bis 2050 auf 44,15 TWh ausgebaut werden.
- Damit das nutzbare Potenzial der erneuerbaren Energien erschlossen werden kann, schlägt der Bundesrat eine *Erhöhung der finanziellen Förderung der erneuerbaren Energien* vor. Im Vordergrund steht die Optimierung und der Ausbau des bestehenden Modells der Einspeisevergütung. Mit der Entfernung bestehender Kostendeckel (Gesamtdeckel und Teildeckel für einzelne Technologien) will der Bundesrat sicherstellen, dass die nötigen Mittel zur Förderung der erneuerbaren Energien vorhanden sind. Einzig für die Photovoltaik sollen weiterhin Zubaukontingente festge-

legt werden, um eine nachhaltige Entwicklung der Branche und der Förderkosten sicher zu stellen. Weitere Massnahmen – wie beispielsweise die Optimierung der Vergütungssätze, die Einführung einer Eigenverbrauchsregelung oder Gebietsauscheidungen für die Nutzung erneuerbarer Energien – sollen dazu beitragen, den neuen erneuerbaren Energien zum endgültigen Durchbruch zu verhelfen.

- Die Energiestrategie berücksichtigt, dass das Zusammenspiel zwischen Bandenergie und Spitzenstrom neu gestaltet werden muss. Eine begrenzte Anzahl von *Gaskombikraftwerken* könnte das ganze Jahr hindurch Strom liefern und zur Netzstabilität beitragen. *Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen* sind dazu prädestiniert, im Winterhalbjahr gleichzeitig Strom und Wärme zu liefern und können die dann reduzierte Stromproduktion aus Sonne und Wasserkraft kompensieren (Ziffer 1.3.3). Aus Kostengründen will der Bundesrat vor allem Anlagen im Kontext mit industriellen Prozessen, bei grossen Gebäuden und bei vereinzelt Wärmenetzen fördern. Hinzu kommen *Stromimporte*, die für den temporären Ausgleich auch weiterhin nötig sein werden.
- Die verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien und der damit einhergehende Wechsel von zentraler zu vermehrt dezentraler und unregelmässiger Stromerzeugung bedingt, dass innerhalb des Kraftwerksparks entsprechende *Back-up-Kapazitäten* bereitgestellt werden müssen, mit denen Betriebsausfälle grosser Produktionsanlagen aufgefangen werden können. Diese Aufgabe kommt in erster Linie den bestehenden und geplanten *Pumpspeicherwerken* zu. Diese alleine reichen jedoch nicht aus – deshalb stärkt der Bundesrat die Förderung der Energieforschung speziell auf dem Gebiet der Energiespeicherung. Damit die Erkenntnisse aus der Forschung einst erfolgreich in Produkte einfließen werden, sieht der Bundesrat eine Mittelaufstockung bei den Pilot- und Demonstrationsprojekten vor (Ziffer 1.3.5).
- Die *Energienetze* sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein zentrales Element des Energieversorgungssystems. Die zum Teil über 40 Jahre alten Stromleitungen sind den heutigen und zukünftigen Stromflüssen nicht mehr gewachsen. Unabhängig von der Energiestrategie besteht ein dringender Ausbaubedarf im Übertragungsnetz sowie ein Um- und Ausbaubedarf in den Verteilnetzen, damit der sichere Netzbetrieb gewährleistet bleibt. Das Stromnetz der Zukunft ist flexibel, intelligent und kosteneffizient ausgestaltet und optimal in Europa eingebunden. Der Bundesrat schlägt Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren sowie zur Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart Metering) vor. Zudem lässt er eine *Strategie Stromnetze* ausarbeiten, mit der die Aufgabenteilung zwischen den wichtigsten Akteuren klar geregelt wird. Auf diese Weise erhofft sich der Bundesrat eine effizientere Durchführung der Bewilligungsverfahren (Ziffer 1.3.4).
- Mit *EnergieSchweiz* verfügt der Bund über ein partnerschaftliches Programm für unterstützende Massnahmen in den Bereichen der Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien. Das Programm ist ein integraler Bestandteil des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 – sämtliche unterstützenden Massnahmen werden künftig unter dem Dach von EnergieSchweiz umgesetzt werden. Entsprechend wird das Programm weiter gestärkt und ausgebaut (Ziffer 1.3.7).

### **Energetische Wirkungen des Massnahmenpakets**

Allein mit dem vorliegenden ersten Massnahmenpaket – ohne Technologiesprünge und mit internationaler Zusammenarbeit auf heutigem Niveau – werden die langfristigen Ziele der

neuen Energiepolitik des Bundesrats (Szenario *Neue Energiepolitik*) nur teilweise erreicht (Ziffer 1.6):

- Die Modellrechnungen des Bundes zeigen, dass mit konsequenter Umsetzung der Massnahmen der *Endenergieverbrauch* im Jahr 2020 voraussichtlich bei 213 Terawattstunden (TWh), im Jahr 2035 bei 178 TWh und 2050 bei 157 TWh liegen wird. Damit würde die Endenergienachfrage bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 um 8,8 Prozent sinken. Ab 2020 beschleunigt sich die Wirkung, so dass sich die Endenergienachfrage bis 2035 um 24 Prozent und bis 2050 um gut 33 Prozent reduzieren könnte. Damit würden beim Endenergieverbrauch die Ziele des Bundesrats bis 2020 zu 39 Prozent, bis 2035 zu 43 Prozent und bis 2050 zu 45 Prozent erreicht werden.
- Ein ähnliches Bild zeichnen die Modellrechnungen für die Entwicklung des *Elektrizitätsverbrauchs* auf der Basis des vorliegenden Massnahmenpakets: Demnach würde im Jahr 2020 der Stromkonsum bei 59 TWh, im Jahr 2035 bei 58 TWh und 2050 bei 61 TWh liegen. Trifft dies ein, sänke die Elektrizitätsnachfrage bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 um 0,2 Prozent und bis 2035 um 1,4 Prozent. Bis 2050 jedoch stiege der Verbrauch wieder um 3,6 Prozent an. Dies aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs.
- Bis im Jahr 2034 wird weiterhin Strom aus der Kernkraft anfallen. Ohne grössere Technologiesprünge wird trotz dem erheblichen Ausbau der erneuerbaren Energien auch noch im Jahr 2050 die fossile Stromproduktion ergänzend nötig sein, um den *Strombedarf* in der Schweiz zu decken.
- Mit dem Zielszenario *Neue Energiepolitik* sollen die jährlichen, energiebedingten *CO<sub>2</sub>-Emissionen* der Schweiz bis 2050 rund 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf betragen. Damit langfristig das Ziel des Bundesrats erreicht werden kann, müssten die energetischen *CO<sub>2</sub>-Emissionen* der Energienachfrage von rund 40 Millionen Tonnen im Jahre 2010 um 7,6 Millionen Tonnen bis 2020 reduziert werden. Bis 2035 wären es dann 14,3 Millionen und bis 2050 rund 31,9 Millionen Tonnen an eingesparten *CO<sub>2</sub>-Emissionen*. Mit dem Massnahmenpaket des Bundesrats gehen die gesamten *CO<sub>2</sub>-Emissionen* – auf der Basis des unter der Ziffer 1.6.3 beschriebenen Stromproduktionsmixes – auf 18,2 Millionen Tonnen zurück. Dies wäre gleichbedeutend mit einem jährlichen *CO<sub>2</sub>-Ausstoss* von rund zwei Tonnen pro Kopf.

### **Volkswirtschaftliche Auswirkungen**

Energiepreise sind sehr volatil. So lag etwa der Erdölpreis im Januar 2006 bei 63 US\$/Barrel, sechs Jahre später, im Januar 2012 lag er bei 115 US\$/Barrel. Aufgrund der grossen Energienachfrage dürften die Energiepreise künftig generell ansteigen.

Vertiefte Analysen des Bundes zeigen, dass die langfristigen volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 – dies ausschliesslich auf dem vorliegenden Massnahmenpaket basierend – moderat ausfallen werden (Ziffer 3.3):

- *Um- und Ausbau Kraftwerkspark*: Die abdiskontierten Gesamtkosten für den Um- und Ausbau des schweizerischen Kraftwerksparks im Zeitraum von 2010 bis 2050 betragen 191 Milliarden Franken (theoretisch im Schnitt 4,8 Milliarden pro Jahr). Rund 125 Milliarden Franken fallen auf den bestehenden Kraftwerkspark, 66 Milliarden Franken werden für den Kraftwerkzubaue benötigt.
- *Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien*: Das langfristig angestrebte Zubauziel von jährlich 24,2 Terawattstunden führt zu geschätzten Mehrkosten im Jahr 2050 von 1,1 Milliarden Franken. Dies entspricht einer Förderabgabe in der Höhe von 1,89 Rappen pro Kilowattstunde.



- *Netzkosten:* Das Netz ist heute veraltet. Der Bundesrat rechnet für Ausbau und Erneuerung im Übertragungsnetz und den Ausbau im Verteilnetz mit Kosten von rund 18 Milliarden Franken. Das Bundesamt für Energie beziffert die Kosten der Ausbauprojekte im Bereich der Stromnetze bis 2050 auf 2,3 bis 2,7 Milliarden Franken. Daneben fallen bis 2030 rund vier Milliarden Franken für die Erneuerung des Übertragungsnetzes an. Bei den Verteilnetzen ist der Ausbaubedarf bis 2050 noch höher. Der Grund liegt in der zunehmenden dezentralen Einspeisung von erneuerbarem Strom. Je nach Szenario fallen hier Investitionen zwischen 3,9 und 12,6 Milliarden Franken an. Insgesamt belaufen sich die Kosten des Netzausbau in der Schweiz – ohne Erneuerungsmassnahmen – bis 2050 auf rund 6,2 bis 15,3 Milliarden Franken.
- *Direkte volkswirtschaftliche Kosten:* Auf der Basis des vorliegenden ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 wachsen die summierten jährlichen (annuisierten) Investitionen bis 2050 auf 3,1 Milliarden Franken an. Die daraus resultierende, nicht diskontierte Summe beträgt 84,7 Milliarden Franken. Demgegenüber stehen eingesparte Energieträgerimporte, die bis auf 1,9 Milliarden Franken im Jahr 2050 anwachsen werden. Dies entspricht einer nicht diskontierten Summe in der Höhe von rund 46 Milliarden Franken.
- *Bruttoinlandprodukt:* Ausgehend von der Modellannahme, dass mit einer Weiterführung der bestehenden Energiepolitik das jährliche, durchschnittliche Wirtschaftswachstum bis 2050 bei 1 Prozent liegen wird, beträgt mit dem ersten Massnahmenpaket des Bundesrats das jährliche Wirtschaftswachstum bis 2050 im Schnitt rund 0,98 Prozent.
- *Wohlfahrt:* Die Berechnungen des Bundes kommen ausserdem zum Schluss, dass mit vorliegendem Massnahmenpaket der Wohlfahrtsgewinn im Jahr 2050 bei rund 0,1 Prozent liegen wird. Diese Berechnungen berücksichtigen auch den so genannten Sekundärnutzen, den die Bevölkerung aus der Neuausrichtung der Energiepolitik zieht: Die Reduktion der Luftschadstoffe beispielsweise wirkt sich positiv auf die Wohlfahrt aus.
- *Auslandabhängigkeit Energieversorgung:* Die Energiestrategie trägt zum Abbau der Auslandsabhängigkeit bei der Energieversorgung bei. Aufgrund der weltweiten grossen Energienachfrage ist es strategisch wichtig, die hohe Importabhängigkeit zu reduzieren und den Anteil einheimischer Produktion nebst Effizienzanstrengungen zu erhöhen.

### **Auswirkungen auf die Umwelt**

Die Energiestrategie 2050 verstärkt die Umwelt- und Klimapolitik des Bundes nachhaltig. Mit dem neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz will die Schweiz die Emissionen der Treibhausgase bis 2020 um mindestens 20 Prozent unter das Niveau von 1990 senken. Dafür ist ein Massnahmenmix aus Lenkungsabgabe, Emissionshandel, Förderung und Vorschriften geplant. Die Energiestrategie sieht den Einsatz solcher Instrumente vor (vgl. Ziffer 1.1.3).

### **Rechtliche Umsetzung der Energiestrategie**

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 bedingt Anpassungen in bisherigen Bundesgesetzen (Ziffer 2ff). Davon betroffen ist insbesondere das Energiegesetz, das einer Totalrevision unterzogen wird. Weitere Änderungen bisherigen Rechts sind in Ziffer 2.2 aufgeführt.

# 1 Grundzüge der Vorlage

## 1.1 Ausgangslage

### 1.1.1 Die Energieversorgung in der Schweiz

#### Bestehende gesetzliche Grundlagen

Im Jahr 1990 haben sich Volk und Stände für einen Energieartikel<sup>1</sup> in der Bundesverfassung ausgesprochen. Mit Artikel 89 zur Energiepolitik verpflichten sich Bund und Kantone, im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung einzustehen. Der Bund legt Grundsätze über die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien sowie über den sparsamen und rationellen Energieverbrauch fest. Er ist zudem befugt, Vorschriften über den Energieverbrauch von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten zu erlassen und die Entwicklung von Energietechniken in den Bereichen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien zu fördern. Für Massnahmen, die den Verbrauch von Energie in Gebäuden betreffen, sind vor allem die Kantone zuständig. Artikel 90<sup>2</sup> der Bundesverfassung hält fest, dass die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie Sache des Bundes ist. Schliesslich ist in Artikel 91<sup>3</sup> der Transport von Energie geregelt. Seit 1990 haben alle Kantone eigene Energiegesetze beziehungsweise energierechtliche Vorschriften erlassen oder angepasst.

Die Energieversorgung der Schweiz beruht unter anderem auf der Basis folgender Gesetze:

- *Das Energiegesetz (EnG)*<sup>4</sup> bezweckt die Sicherstellung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung und Verteilung der Energie, die sparsame und rationelle Energienutzung sowie die verstärkte Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energien. Es wurde am 1. Januar 1999 in Kraft gesetzt.
- Der Bundesbeschluss betreffend die Gesetzgebung über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte und über die Fortleitung und die Abgabe elektrischer Energie aus dem Jahr 1908 bildete die Basis zum *Wasserrechtsgesetz (WRG)*<sup>5</sup>, das am 22. Dezember 1916 in Kraft gesetzt wurde. Das Gesetz regelt die Nutzbarmachung der Gewässer, das Erteilen von Konzessionen sowie die Höhe der Wasserzinsen.
- *Das Stromversorgungsgesetz (StromVG)*<sup>6</sup>, das im Jahr 2007 vom Parlament verabschiedet worden ist, sieht eine zweistufige Marktöffnung im Elektrizitätsbereich vor: Von 2009 bis 2013 haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100'000 Kilowattstunden (kWh) freien Marktzugang. Danach können auch Haushalte und andere Kleinverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Einführung der vollen Marktöffnung erfolgt per Bundesbeschluss, der einem fakultativen Referendum untersteht. Das Höchstspannungsnetz muss von einer nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) mit Schweizer Mehrheitsbeteiligung betrieben werden. Die Elektrizitätskommission (ElCom) überwacht die Öffnung des Strommarktes.

<sup>1</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 89 Energiepolitik; SR 101.0.

<sup>2</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 90 Kernenergie; SR 101.0.

<sup>3</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 91 Transport von Energie; SR 101.0.

<sup>4</sup> Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG); SR 730.0.

<sup>5</sup> Bundesgesetz vom 22. Dezember 1916 über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG); SR 721.80.

<sup>6</sup> Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (StromVG); SR 734.7.

- Das *Elektrizitätsgesetz (Eleg)*<sup>7</sup> bildet seit 1902 die Grundlage für den sicheren Einsatz von Elektrizität.
- Das *CO<sub>2</sub>-Gesetz*<sup>8</sup> wurde vom Bundesrat am 1. Mai 2000 in Kraft gesetzt. Damit legte die Schweiz verbindliche Ziele für die CO<sub>2</sub>-Reduktion fest. Diese sollen in erster Linie durch entsprechende Massnahmen in der Energie-, Verkehrs-, Umwelt- und Finanzpolitik sowie durch freiwillige Massnahmen der Wirtschaft und von Privaten erreicht werden. In der Wintersession 2011 hat das Parlament das CO<sub>2</sub>-Gesetz für die Zeit nach 2013 beraten. Das totalrevidierte Gesetz soll per 1. Januar 2013 in Kraft treten.
- Im Jahr 1957 wurde die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie in der Bundesverfassung verankert. Zwei Jahre später verabschiedete der Bundesrat das *Atomgesetz*, das die zivile Nutzung der Kernenergie regelte. Der Bundesbeschluss zum Atomgesetz aus dem Jahr 1978 führte die Rahmenbewilligung und den Bedarfsnachweis zum Bau von Kernkraftwerken ein und machte die Erzeuger radioaktiver Abfälle für deren sichere Entsorgung verantwortlich. Atomgesetz und Bundesbeschluss zum Atomgesetz wurden durch das *Kernenergiegesetz (KEG)*<sup>9</sup> abgelöst, das am 1. Februar 2005 in Kraft getreten ist. Damit wurden die wesentlichen Sicherheitsanforderungen an Kernanlagen umfassend geregelt.
- Das *Kernenergiehaftpflichtgesetz (KHG)*<sup>10</sup> aus dem Jahr 1983 regelt die Haftung für Nuklearschäden, die durch Kernanlagen oder den Transport von Kernmaterialien verursacht werden sowie deren Deckung. Im Juni 2008 hat das Parlament das totalrevidierte Kernenergiehaftpflichtgesetz verabschiedet. Damit erhöht sich die Deckungs- bzw. Versicherungspflicht für nukleare Schäden. Das neue KHG kann jedoch erst in Kraft gesetzt werden, wenn auch das revidierte *Pariser Übereinkommen im Bereich der Kernenergiehaftpflicht*, das die Schweiz ratifiziert hat, in Kraft tritt.
- Mit der Verabschiedung des *Bundesgesetzes über das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI-Gesetz)*<sup>11</sup> beschloss das Parlament im Juni 2007, die Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen zu verselbständigen und in eine öffentlich-rechtliche Anstalt des Bundes zu überführen. Damit wurde die Forderung des Kernenergiegesetzes und des internationalen Übereinkommens über die nukleare Sicherheit in Bezug auf die Unabhängigkeit der Sicherheitsbehörde umgesetzt. Überwacht wird das ENSI von einem unabhängigen Gremium, dem ENSI-Rat, der dem Bundesrat direkt unterstellt ist.
- Das *Strahlenschutzgesetz*<sup>12</sup> trat am 22. März 1991 in Kraft und bezweckt, Mensch sowie Umwelt vor Gefährdungen durch ionisierende Strahlen zu schützen. Das Gesetz gilt für alle Tätigkeiten, Einrichtungen und Zustände, die eine Gefährdung durch ionisierende Strahlen darstellen.

<sup>7</sup> Bundesgesetz vom 24. Juni 1902 betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG); SR 734.0.

<sup>8</sup> Bundesgesetz vom 8. Oktober 1999 über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz); SR 641.71.

<sup>9</sup> Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 (KEG); SR 732.1.

<sup>10</sup> Kernenergiehaftpflichtgesetz von 18. März 1983 (KHG); SR 732.44.

<sup>11</sup> Bundesgesetz vom 22. Juni 2007 über das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSIG); SR 732.2.

<sup>12</sup> Strahlenschutzgesetz vom 22. März 1991 (StSG); SR 814.50.

- Das *Rohrleitungsgesetz*<sup>13</sup> findet Anwendung auf Rohrleitungen zur Beförderung von Erdöl, Erdgas oder anderen, vom Bundesrat bezeichneten flüssigen oder gasförmigen Brenn- oder Treibstoffen sowie auf die dem Betrieb dienenden Einrichtungen wie Pumpen und Speicher. Im Unterschied zum Strommarkt ist der Schweizer Erdgasmarkt nicht durch ein spezielles Gesetz geregelt. Es besteht daher auch keine Grundversorgungspflicht für die Erdgasunternehmen. Der Zugang zum Hochdrucknetz wird in Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes geregelt. Im Jahr 2003 hat die Gaswirtschaft ein freiwilliges Branchenübereinkommen unterzeichnet, das den Zugang zum Netz für Transporte innerhalb der Schweiz massgeblich erleichtert. Die Vereinbarung wurde 2012 überarbeitet und aktualisiert.
- Die Sicherheit der Stauanlagen ist im *Wasserbaupolizeigesetz*<sup>14</sup> und in der *Stauanlagenverordnung*<sup>15</sup> geregelt.
- Das *Landesversorgungsgesetz (LVG)*<sup>16</sup> regelt die vorsorglichen Massnahmen der wirtschaftlichen Landesverteidigung sowie die Massnahmen zur Sicherstellung der Landesversorgung mit lebenswichtigen Gütern und Dienstleistungen bei schweren Mangellagen, denen die Wirtschaft nicht selber begegnen kann.

## Energieversorgungssicherheit der Schweiz

Die Energieversorgung in der Schweiz befindet sich auf einem sehr hohen Niveau. Versorgungssicherheit bedeutet, dass eine stets ausreichende und ununterbrochene Bereitstellung der nachgefragten Energien – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – gewährleistet ist. Eine *ausreichende Befriedigung der Nachfrage* entspricht der Gewährleistung der benötigten Energiedienstleistungen wie Wärme, Licht, Kühlung, Mobilität usw. *Ununterbrochen* beinhaltet einen technisch-wirtschaftlichen Aspekt: Rund um die Uhr wird nachfragegerecht die benötigte Energie zur Verfügung gestellt. Bei leitungsgebundenen Energien, insbesondere beim Strom, ist das eine Herausforderung, da die Konsumenten diese Energie nicht lagern können. Ebenso wichtig ist der geopolitische Aspekt: Über die ganze Kette, von den Primärenergieträgern bis zur Energiedienstleistung, ist ein ununterbrochener Energiefluss mit entsprechende Speicherkapazitäten aufrecht zu erhalten.

Aufgrund der weltweiten grossen Energienachfrage dürfte es jedoch strategisch wichtig sein, die grosse Importabhängigkeit der Schweiz bei der Energieversorgung zu reduzieren und den Anteil einheimischer Produktion nebst Effizienzanstrengungen zu erhöhen.

## Zuständigkeiten bei der Energieversorgung

Nach Artikel 89 Absatz 1 der Bundesverfassung<sup>17</sup> setzen sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung ein. Die ersten drei Ziele dienen insbesondere der Versorgungssicherheit<sup>18</sup>. Das Ziel der Wirtschaftlichkeit zielt auf eine gesamtwirtschaftlich optimale Versorgung ab. Weitere Präzisierungen der Versorgungssicherheit bezüglich der Versorgung mit Elektrizität sind im Stromversorgungsgesetz<sup>19</sup> enthalten.

<sup>13</sup> Bundesgesetz vom 4. Oktober 1963 über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (RLG); SR **746.1**.

<sup>14</sup> Bundesgesetz vom 22. Juni 1877 über die Wasserbaupolizei; SR **721.10**.

<sup>15</sup> Verordnung über die Sicherheit der Stauanlagen vom 7. Dezember 1998 (StAV); SR **721.102**.

<sup>16</sup> Bundesgesetz vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG); SR **531**.

<sup>17</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 89 Energiepolitik; SR **101.0**.

<sup>18</sup> René Schaffhauser, St. Galler Kommentar zu Art. 89 BV, Rz. 6, 1. Lemma, 2. Aufl. 2008.

<sup>19</sup> Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (StromVG) SR **734.7**.

Für die Sicherstellung der *Energieversorgung in der Schweiz*<sup>20</sup> sind verschiedene Institutionen und Akteure in der Verantwortung.

Nach Artikel 4 Absatz 2 des Energiegesetzes (EnG)<sup>21</sup> ist die Energieversorgung Sache der *Energiewirtschaft*. Soweit sie in der Energieversorgung tätig sind, umfasst die Energiewirtschaft auch die Kantone und die Gemeinden.

*Bund und Kantone* sorgen mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft die Energieversorgung im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Nach Artikel 9 Stromversorgungsgesetz kann der Bundesrat bei einer Gefährdung der Stromversorgung Massnahmen zur Steigerung der Effizienz in der Verwendung, in der Beschaffung – insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten – und für die Verstärkung und den Ausbau von Elektrizitätsnetzen treffen. Nach Artikel 28 des Landesversorgungsgesetzes (LVG)<sup>22</sup> kann der Bundesrat zudem zur Behebung schwerer Mangellagen bei der Energieversorgung, welche die Wirtschaft nicht selber beheben kann, Vorschriften erlassen.

### **Entwicklung des Energieverbrauchs und des Energieangebots in der Schweiz**

Mit einer Auslandabhängigkeit von rund 80 Prozent bei den Primärenergieträgern deckt die Schweiz nur einen Fünftel ihres Verbrauchs mit inländischen Energieträgern ab. Diese 20 Prozent werden von Brennholz, Wasserkraft, Müll- und Industrieabfälle sowie von übrigen erneuerbare Energien (Sonne, Wind, Biogas, Biotreibstoffe und Umweltwärme) geliefert.

Der Endenergieverbrauch der Schweiz betrug im Jahr 2011 rund 236 Terawattstunden (TWh)<sup>23</sup>. Davon entfielen rund 59 TWh auf die *Elektrizität*. Der Endverbrauch der *erneuerbaren Energien* ist zwischen 1990 und 2011 von 35 auf 45 TWh gewachsen, jener des Endenergieverbrauchs insgesamt von 222 auf 236 TWh. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch stieg somit in den vergangenen 21 Jahren von rund 16 auf gut 19 Prozent an. Der Endverbrauchsanteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung lag im Jahr 2011 bei rund 17 Prozent, jener beim Elektrizitätsverbrauch bei rund 50 Prozent<sup>24</sup>.

In Grafik 1 sind die Entwicklungen des Bruttoinlandprodukts (BIP), des Endenergie- und des Elektrizitätsverbrauchs sowie des Bevölkerungswachstums über die Zeitachse dargestellt. Das *BIP* und die *Bevölkerung* weisen – wie der Energieverbrauch auch – von 1950 bis 1975 das grösste jährliche, durchschnittliche Wachstum zwischen 1950 und 2010 auf. Allerdings liegt das durchschnittliche Wachstum der beiden Grössen von 1975 bis 1995 unter demjenigen zwischen 1995 und 2010. Dies im Gegensatz zum *Endenergie-* und dem *Elektrizitätsverbrauch*: Das durchschnittliche Wachstum der Endenergie- und der Elektrizitätsnachfrage lag bis 1975 über dem durchschnittlichen jährlichen BIP-Wachstum. Ab 1995 lag das durchschnittliche Wachstum des BIP über demjenigen der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage. Zwischen 1995 und 2010 lag das durchschnittliche Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in der Grössenordnung des BIP-Wachstums, die Endenergienachfrage in der Grössenordnung des Bevölkerungswachstums.

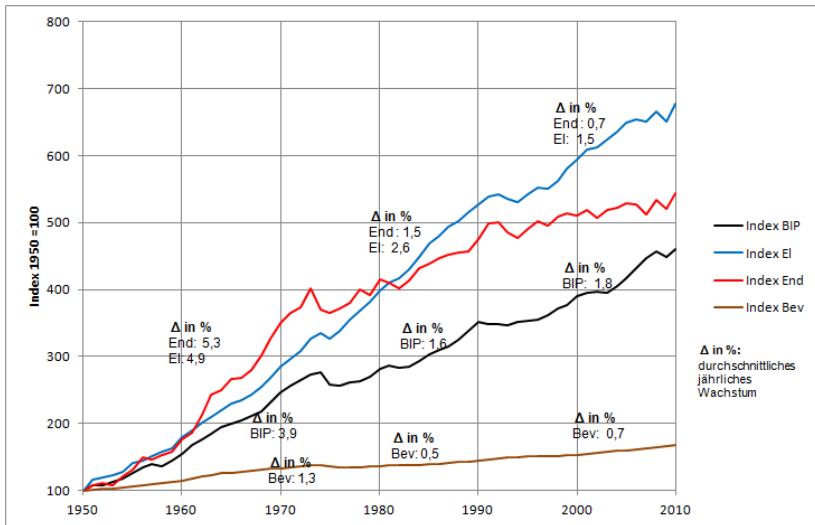
<sup>20</sup> Grundlagen der Energieversorgungssicherheit – Bericht zur Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie.

<sup>21</sup> Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG); SR 730.0.

<sup>22</sup> Bundesgesetz vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG); SR 531.

<sup>23</sup> Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2011, Bundesamt für Energie. Mit Umrechnung von Terajoule in Terawattstunden.

<sup>24</sup> Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2011, Bundesamt für Energie.



Grafik 1: Entwicklung des Endenergie- und Elektrizitätsverbrauchs sowie des BIP und der Bevölkerung zwischen 1950 und 2010 (Index 1950 = 100).<sup>25</sup>

Mit Ausnahme der Kriegsjahre stieg hierzulande der Verbrauch von *Erdölprodukten* im Vergleich zum Gesamtenergieverbrauch bis 1973 überproportional an. Die Erdölprodukte weisen zwischen 1950 und 1970 eine durchschnittliche jährliche Verbrauchszunahme von 12,5 Prozent aus. Während sich der Anteil der Erdölbrennstoffe am Gesamtenergieverbrauch seit der ersten Erdölkrise mehr als halbiert hat, ist jener der Erdöltreibstoffe deutlich gestiegen. Im Jahr 2010 betrug der Anteil der Erdölbrennstoffe am Endenergieverbrauch rund 22 Prozent, jener der Treibstoffe lag bei gut 32 Prozent. Gemessen an der Einwohnerzahl liegt der Erdölverbrauch der Schweiz um rund 13 Prozent über dem EU-Durchschnitt. Der Hauptgrund dafür liegt an der im europäischen Vergleich tiefen Besteuerung von Erdöl. Insbesondere die tiefe Belastung bei den fossilen Brennstoffen führt dazu, dass diese die am weitesten verbreitete Energiequelle für Heizzwecke sind.

Im Jahr 1920 betrug der Anteil der *Kohle* am Schweizer Energieverbrauch rund 70 Prozent, heute liegt dieser unter einem Prozent. Nachdem *Erdgas* zwischen 1930 und 1970 einen sinkenden Anteil am Endverbrauch vorzuweisen hatte, stieg der Erdgasverbrauch seit 1970 mit durchschnittlich rund 11 Prozent pro Jahr stark an. Heute deckt Erdgas rund 13 Prozent des Endenergieverbrauchs der Schweiz ab. Grösste Verbrauchergruppe mit rund 40 Prozent sind die Haushalte, gefolgt von der Industrie mit rund 33 Prozent.

Von der Netto-Elektrizitätsproduktion im Jahr 2011<sup>26</sup> von rund 60 TWh waren 54 Prozent erneuerbaren Ursprungs, davon der Grossteil aus der Wasserkraftnutzung. Der Beitrag der Nutzung von Sonnenenergie, Biomasse, Biogas, Wind und Abfall betrug 2,7 Prozent. Rund 38 Prozent der Elektrizitätsproduktion lieferten die fünf Kernkraftwerke, der Rest stammte aus konventionell-thermischen und anderen Anlagen.

<sup>25</sup> Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch 1950 – 2010, GEST, ELSTAT, Bundesamt für Energie. BIP, Bevölkerung 1950 – 2010, Bundesamt für Statistik.

<sup>26</sup> Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2011, Bundesamt für Energie.

## Stromversorgung

Die Stromversorgung der Schweiz ist seit der Bildung des „Sterns von Laufenburg“ im Jahr 1958, als die Stromnetze von Deutschland, Frankreich und der Schweiz synchron geschaltet wurden, im Bereich der Stromversorgung eng mit den Nachbarländern verknüpft. Die hiesige Stromwirtschaft entwickelte eine rege Export- und Importtätigkeit, die heute mengenmässig etwa dem inländischen Jahresverbrauch respektive der Landeserzeugung entspricht. Deshalb ist die Schweiz heute in Europa führend im grenzüberschreitenden Handel von Elektrizität. Als Stromdrehscheibe Europas ist die Schweiz daher eng mit dem sich bildenden europäischen Strombinnenmarkt verflochten. Für die künftige Versorgungssicherheit bei der Elektrizität ist eine Beteiligung der Schweiz in den entsprechenden EU-Gremien zentral. Auch aus diesem Grund kommt einem Energieabkommen mit der EU grosse Bedeutung zu.

Risiken bestehen insbesondere bei den Stromnetzen. Die hohe Belastung des Übertragungsnetzes ist bereits heute eine Tatsache, was zu Produktionseinschränkungen und knapp vorhandenen Grenzkapazitäten führt. Zudem besteht im *Höchstspannungsnetz* ein erheblicher Investitionsbedarf für Erneuerungsmassnahmen aufgrund des fortgeschrittenen Alters des Übertragungsnetzes (vgl. Ziffer 1.3.4). Zusätzlich ergibt sich ein Ausbaubedarf des Netzes aufgrund der Integration der neuen Pumpspeicherkraftwerke<sup>27</sup>, den regionalen Kapazitätsengpässen und den Entwicklungen insbesondere in Deutschland bzw. beim Stromtransit.

Bei den *Verteilnetzen* stellt sich das Problem, dass künftig eine grosse Anzahl dezentraler Kraftwerke Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz einspeisen werden. Häufig ist deren Stromproduktion unregelmässig, was die Steuerung des Systems *Produktion-Netze-Verbrauch* erschwert. Entsprechend müssen auch die Verteilnetze ausgebaut und modernisiert werden (vgl. Ziffer 1.3.4). Zudem wird der Speicherung von Strom künftig bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle zukommen. Hier sind neue Technologien gefragt, mit denen vor allem auf lokaler Ebene – den saisonalen Bedingungen entsprechend – Energie gespeichert werden kann.

Schliesslich wird die Einführung und Anwendung neuer Technologien – wie beispielsweise die intelligente Verbrauchssteuerung – die Anforderungen an die Sicherung der Energieversorgung verändern. In diesem Zusammenhang ist der langfristige Aufbau eines neuen, europäischen Höchstspannungsnetzes (Supergrid) zu erwähnen, das vorwiegend mit Gleichstrom betrieben werden soll. Ein solches europaweites System würde die Übertragungskapazitäten entscheidend verstärken und damit Kapazitätsengpässe beseitigen.

Eine weitere Herausforderung stellt sich im Bau neuer und die Erneuerung bestehender Kraftwerke. Diese Vorhaben stossen heute auf wenig Akzeptanz und sind daher schwer zu realisieren.

## Stromimporte

Während bei den fossilen Energieträgern (Öl, Gas) die Schweiz vollständig von Importen abhängig ist, ist die Elektrizitätsproduktion und der Elektrizitätsverbrauch in etwa ausgeglichen. Über das Jahr besteht aber ein intensiver Austausch mit dem Ausland, mengenmässig in der gleichen Grössenordnung: So wird typischerweise tagsüber Strom exportiert und nachts importiert. Zudem müssen im Winterhalbjahr grosse Mengen importiert werden, während in den Sommermonaten exportiert werden kann. Die Stromimporte sind zu einem grossen Teil über langfristige Bezugsverträge geregelt. Darüber hinaus ist die Schweiz aber auf einen

<sup>27</sup> Mit den sich im Bau befindenden neuen Kraftwerken Nant-de-Drance im Wallis (900 MW) und Linth-Limmern in Glarus (1'000 MW) sowie den geplanten Kraftwerken Lago Bianco im Puschlav (1'000 MW) und KWO plus im Kt. Bern (600 MW) wird die Kraftwerkskapazität im Bereich der flexiblen Pumpspeicherwerke weiter ausgebaut.

funktionierenden Austausch mit den umliegenden EU-Staaten angewiesen. Aus diesem Grund haben sich die Schweizer Akteure stets um eine Harmonisierung der entsprechenden Bestimmung bemüht und waren aktiv an deren Erarbeitung beteiligt. Die EU ist derzeit dabei, die bis anhin privatrechtlich festgelegten Bestimmungen zunehmend zentral zu regulieren (Binnenmarktpakete). Unter anderem aus diesem Grund ist die Schweiz seit einigen Jahren bemüht, mit der EU ein bilaterales Stromabkommen abzuschliessen.

## **Erdölversorgung**

Die Erdölversorgung ist durch die Erdölbranche gewährleistet. Die Branche erzielt einen jährlichen Umsatz von rund 20 Milliarden Franken und beschäftigt bis zu 15'000 Mitarbeitende. Rund 60 Prozent der Erdölimporte erfolgen direkt in Form von Ölfertigprodukten und nur 40 Prozent in Form von Rohöl, das in den Raffinerien in Cressier und Collombey aufbereitet wird. Der Wirtschaftsbereich der Erdölraffination ist zurzeit starken Veränderungen unterworfen. Die Auslastung der Raffinerien nimmt weltweit ab, was die Rentabilität dieser Sparte der Ölversorgungskette noch weiter verschlechtert. Das ist insbesondere in Europa der Fall, wo in den letzten Jahren etliche Raffineriekapazitäten ausser Betrieb gesetzt wurden. Die Zukunft der beiden Schweizer Raffinerien in Cressier und in Collombey ist ungewiss. Auch wenn es grundsätzlich ein Vorteil für die Schweiz ist, eigene Raffinerien zu besitzen, würde eine allfällige Schliessung der beiden Raffinerien die Versorgung des Landes mit fossilen Brennstoffen nicht gefährden. Produktausfälle können zu vergleichbaren Preisen mittels vermehrter Importe aufgefangen werden. Die Transportkosten machen nur einen geringen Teil der Preise von Ölprodukten aus.

## **Erdgasversorgung**

Die Erdgasbranche in der Schweiz erzielt einen jährlichen Umsatz von rund 2,4 Milliarden Franken und beschäftigt rund 1600 Mitarbeitende. Die Schweiz importiert Erdgas vollständig aus dem Ausland, verfügt aber im Unterschied zu den Nachbarländern über keine eigenen Erdgasspeicher im Inland. Die Gasbranche löst das Problem, indem sie sich über Langfristbezugsverträge absichert, die Klauseln zur fortlaufenden Versorgung im Krisenfall beinhalten. Ausserdem hat sich die westschweizerische Regionalgesellschaft Speicherkapazitäten in dem von ihr mitfinanzierten Erdgasspeicher in Etrez bei Lyon (F) vertraglich gesichert.

Vor diesem Hintergrund spielen die abschaltbaren Erdgaskunden (Zweistoffkunden) eine wichtige Rolle. Diese werden zu einem günstigeren Preis beliefert, müssen jedoch in der Regel bei tiefen Temperaturen auf einen Ersatzbrennstoff umstellen. In der Schweiz betrifft dies derzeit rund 40 Prozent der Erdgasnachfrage.

Die EU hat als Folge der russisch-ukrainischen Erdgaskrise von 2009 ihr Gaskrisenmanagement ausgebaut und eine so genannte „Gas Coordination Group“ gebildet, der künftig bei der Bewältigung von Krisensituationen eine zentrale Rolle zukommt. Ende 2011 trat zudem eine neue Erdgasversorgungsverordnung<sup>28</sup> in Kraft. Zentraler Gegenstand der Verordnung ist die EU-weite Koordination von nationalen Notstandsplänen, falls Krisensituationen nicht mehr durch Marktmechanismen bewältigt werden können. Dabei werden Drittländer im Krisenfall erst in zweiter Linie berücksichtigt, was einen Versorgungsnachteil auch für die Schweiz darstellen könnte. Der Bund prüft eine Teilnahme der Schweiz am EU-Krisenmechanismus im Erdgasbereich. Um die Gasversorgungssicherheit weiter zu erhöhen, sind zudem die Gasbeschaffungskanäle stärker zu diversifizieren. Die Schweiz unterstützt deshalb im Rahmen der Energieausserpolitik das Trans-Adriatic-Pipeline-Projekt (TAP), mit welchem ab

<sup>28</sup> Verordnung (EU) Nr. 994/2010 der Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (ABl. L 295, 12.11.2010, S. 1).



2017 Erdgas aus Aserbaidschan via Griechenland und Albanien nach Italien und dereinst auch weiter in die Schweiz transportiert werden soll.

## **Globale Risiken im Bereich der Versorgungssicherheit**

Wegen tiefer Energiepreise (Erdöl, Erdgas, Uran), Marktunsicherheiten und unwirksamen Wettbewerbs wurde in früheren Jahren weltweit Investitionen in die Energieinfrastrukturen vernachlässigt. Hinzu kommen der wachsende Energiehunger der Schwellenländer und der globale Wettlauf um Energieressourcen. Beides führt zu einem globalen Nachholbedarf an Investitionen in die konventionelle Versorgungskette und tendenziell zu einer Periode mit steigenden Energiepreisen. Im Gasbereich ist zurzeit jedoch eine regional unterschiedliche Preisentwicklung feststellbar: Während sich die USA aufgrund des massiven Ausbaus der unkonventionellen Gasförderung (vor allem Schiefergas) vom Gasimporteur zum Gasexporteur entwickelt und auf dem Gasmarkt in den Vereinigten Staaten seit längerem aufgrund des Anstiegs der Produktion die Gaspreise tief sind, befinden sich die Gaspreise in Europa – trotz angespannter Wirtschaftssituation – weiterhin auf hohem Niveau. Auch in Asien liegen die Gaspreise auf hohem Niveau und steigen dort aufgrund der wachsenden Nachfrage weiter an.

Die Versorgungsrisiken liegen im Zeithorizont 2050 weniger in der Begrenzung der fossilen Energieressourcen, als vielmehr in den geopolitischen Konflikten. Die nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasreserven befinden sich vor allem in den Staaten der OPEC und in Russland. Diese Staaten haben eine marktdominante Stellung. Die Konflikte im Nahen Osten hängen zum Teil mit der Verfügbarkeit über Energieressourcen zusammen. Die Unfall-, Natur- und Sabotagerisiken sind erheblich, weil grosse Wirtschaftsräume durch stark konzentrierte Transportsysteme (Pipelines, Grosstanker, Übertragungsnetze) versorgt werden.

Andererseits sind die Staaten mit grossen Energieressourcen auf Einnahmen aus Energieexporten angewiesen und damit ebenfalls von stabilen und sicheren Beziehungen mit den Verbraucherländern abhängig. Kohle-, Uranvorkommen und erneuerbare Energien sind breiter diversifiziert als Erdöl und Erdgas. Insbesondere haben hier auch OECD-Staaten grosse Reserven. Das globale Energiesystem ist trotz der gegenseitigen Abhängigkeiten sehr verwundbar.

## **Nationale Risiken im Bereich der Versorgungssicherheit**

Unabhängig von der Energiewende besteht bereits heute Handlungsbedarf zur mittel- und langfristigen Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit. Denn künftige Veränderungen von bestehenden Rahmenbedingungen wie Bevölkerungswachstum, Energiepreise, Entwicklung des Bruttoinlandproduktes, Energiebezugsflächen bei Gebäuden oder die Entwicklung beim Personen- und Güterverkehr können Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Auch natürliche Voraussetzungen der Energieversorgung (Klima, Wasserverfügbarkeit, Naturgefahren, etc.) dürften sich zukünftig ändern und die Energieversorgungssicherheit in der Schweiz beeinflussen.

## **Krisenvorsorge auf nationaler und internationaler Ebene**

Die Energieszenarien<sup>29</sup> des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) zeigen, dass die Importabhängigkeit der Schweiz durch verbesserte Energieeffizienz deutlich verringert und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden kann. Wesentlich schwieriger ist es, eine noch weitergehende Diversifikation der Versorgung nach Energieträgern, Herkunftsländern und Zufuhrwegen zu erreichen sowie Flexibilität in das

<sup>29</sup> Die Energieperspektiven 2050, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und Ecoplan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energiestrategie 2050 / Energieperspektiven 2050.

Versorgungssystem einzubauen. Die Schweiz muss aus diesen Gründen der Krisenvorsorge auf nationaler (Pflichtlagerhaltung, Bewirtschaftungsmassnahmen) und internationaler Ebene (Notstandsprogramm der Internationalen Energieagentur IEA) weiterhin genügend Gewicht geben. Zudem strebt die Schweiz eine weitere Diversifizierung der Gasversorgung an, indem sie sich für die Öffnung des südlichen Gaskorridors aus dem kaspischen Raum nach Italien einsetzt. Im Stromversorgungsgesetz wird den potenziellen Risiken im Stromsektor Rechnung getragen, indem der Bund im Fall einer mittel- oder langfristigen Gefährdung der Strombeschaffung oder der Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze subsidiär Massnahmen treffen kann, insbesondere wettbewerbliche Ausschreibungen zum Ausbau der Kapazitäten. Eingriffe auf dieser Grundlage sowie im Rahmen der Gesetzgebung über die Wirtschaftliche Landesversorgung<sup>30</sup> sind allerdings nur als Ultima Ratio und zur Schadensbegrenzung vorgesehen. Nur durch rechtzeitige energiepolitische Entscheide sind kostspielige Sachzwänge zu vermeiden.

## 1.1.2 Energiepolitik des Bundes

### Die Energieperspektiven 2035

Im Februar 2007 hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) die *Energieperspektiven 2035*<sup>31</sup> veröffentlicht. Die Perspektiven waren das Ergebnis einer mehrjährigen Arbeit von Fachleuten aus Wissenschaft, Energiewirtschaft, Industrie und Verwaltung. Ziel der Arbeiten war es, Handlungsspielräume für die mittel- und langfristige Energiepolitik auszuloten.

Dies vor dem Hintergrund, dass der Bundesrat seine Strategie für die Versorgungssicherheit und die Klimapolitik nach dem Jahr 2012 festlegen musste. Es galt daher, die Rahmenbedingungen für die Förderung der Energieeffizienz und für die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien zu optimieren. Zudem musste der Weg für künftige energie- und klimapolitische Entscheidungen geebnet werden, deren Umsetzung in der direkten Demokratie viel Zeit beanspruchen und langfristige Auswirkungen auf Gesellschaft, Umwelt sowie Wirtschaft haben. Auch hatte der Bundesrat bereits im Jahr 2003 in seinem Bericht *Strategie Nachhaltige Entwicklung*<sup>32</sup> die Vision der 2000-Watt-Gesellschaft verankert.

### Das Vier-Säulen-Prinzip der Energiestrategie 2007

Auf Basis der Resultate aus den Energieperspektiven 2035 hat der Bundesrat im Jahr 2007 eine umfassende Energiestrategie verabschiedet. Er stellte die Strategie auf die vier Säulen *Energieeffizienz, Erneuerbare Energien, Ersatz und Neubau von Grossanlagen zur Stromproduktion* sowie *Energieaussenpolitik*<sup>33</sup>:

Für den Bundesrat hatte bereits im Jahr 2007 die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien höchste Priorität. Zur Konkretisierung der beiden ersten Säulen der Energiestrategie verabschiedete er im Jahr 2008 zwei Aktionspläne<sup>34</sup>. Mit diesen sollen der Verbrauch fossiler Energien von 2010 bis 2020 um 20 Prozent gesenkt, der Anteil erneuerba-

<sup>30</sup> Bundesgesetz vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG); SR 531.

<sup>31</sup> Die Energieperspektiven 2035, Bände 1 bis 5, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und Ecoplan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energieperspektiven 2035.

<sup>32</sup> Strategie Nachhaltige Entwicklung 2002, Bundesamt für Raumentwicklung.

<sup>33</sup> Bundesrat beschliesst neue Energiepolitik. Medienmitteilung vom 21. Februar 2007 des Bundesamts für Energie. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Medienmitteilungen.

<sup>34</sup> Aktionspläne „Energieeffizienz“ und „Erneuerbare Energien“, Bundesamt für Energie, 2008.

rer Energien am gesamten Energieverbrauch um 50 Prozent gesteigert (auf rund 24 Prozent im Jahr 2020) sowie der Anstieg des Stromverbrauchs zwischen 2010 und 2020 auf maximal fünf Prozent begrenzt werden. Nach dem Jahr 2020 sehen die Aktionspläne eine Stabilisierung des Stromverbrauchs vor. Die beiden Aktionspläne umfassen einen Mix aus Anreizen, Fördermassnahmen, Verbrauchsvorschriften, Minimalstandards sowie Massnahmen im Bereich Forschung und Ausbildung.

Ein wichtiges Instrument für die Umsetzung dieser Ziele ist das Programm EnergieSchweiz<sup>35</sup> in seiner dritten Etappe von 2011 bis 2020. Die Aktivitäten von EnergieSchweiz sind auf Sensibilisierung, Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung, Qualitätssicherung, Vernetzung und Förderung fortschrittlicher Projekte ausgerichtet (vgl. Ziffer 1.3.7).

Daneben tragen Effizienzvorschriften, Energieetikette, wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienzmassnahmen oder die für die Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe eingesetzten Zielvereinbarungen mit Unternehmen zur Steigerung der *Energieeffizienz* bei. Zudem unterstützt die Klimapolitik des Bundes die Erreichung der energiepolitischen Ziele (vgl. Ziffer 1.1.3).

Hauptpfeiler der Förderung der Produktion von *Elektrizität aus erneuerbaren Energien* ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze werden die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten der Netzbetreiber für die Übernahme der Elektrizität finanziert, die aus vergütungsberechtigten Technologien (z.B. Kleinwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse) gewonnen wird (Art. 15b Abs. 1 Bst. a EnG).

### 1.1.3 Klima- und Umweltpolitik des Bundes

Das Parlament hat am 23. Dezember 2011 die gesetzliche Grundlage für die Klimapolitik der Schweiz von 2013 bis 2020<sup>36</sup> verabschiedet.

Das revidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz hält fest, dass die Treibhausgasemissionen im Inland bis 2020 um mindestens 20 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 vermindert werden müssen. Bei der Festlegung der Massnahmen setzt das Parlament auf Kontinuität. Die seit 2008 erhobene *CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe auf Brennstoffe* mit Abgabebefreiung für Unternehmen, die sich gegenüber dem Bund zu CO<sub>2</sub>-Reduktionen verpflichten, wird weitergeführt. Das bestehende *Emissionshandelssystem (EHS)* wird ebenfalls weitergeführt und mit Blick auf die angestrebte Verknüpfung mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) erweitert. Die gegenseitige Anerkennung der schweizerischen und der europäischen Emissionsrechte bedarf eines Abkommens zwischen der Schweiz und der EU. Dieses muss durch das Parlament ratifiziert werden.

Abgabebefreite Unternehmen dürfen trotz Inlandziel in begrenztem Umfang *Reduktionsleistungen ausserhalb der Schweizer Grenzen* erbringen. Im Falle einer Verknüpfung mit dem europäischen Emissionshandelssystem gilt für Unternehmen, die in das ETS eingebunden sind, die Logik des Binnenmarktes: Es gibt keine länderspezifische Herkunftsnachweise für Emissionsrechte. Unternehmen dürfen demnach uneingeschränkt Emissionsrechte aus dem EU-Raum zukaufen. In Bezug auf die Anrechnung ausländischer Zertifikate aus Schwellen- und Entwicklungsländern wird im Wesentlichen die heutige Regelung weitergeführt. Die

<sup>35</sup> Programm EnergieSchweiz. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik EnergieSchweiz.

<sup>36</sup> Botschaft vom 26. August 2009 über die Schweizer Klimapolitik nach 2012 (Revision CO<sub>2</sub>-Gesetz und Volksinitiative „Für ein gesundes Klima“); SR **09.067**.

Unternehmen erhalten damit mehr Flexibilität für den Fall, dass die eingeleiteten Massnahmen nicht genügend greifen.

Gemäss revidiertem CO<sub>2</sub>-Gesetz wird das im Jahr 2010 eingeführte und aus einem Drittel der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe finanzierte *Gebäudeprogramm* verstärkt. Dazu wird der Maximalbetrag von heute 200 auf 300 Millionen Franken pro Jahr erhöht.

Der Klimarappen, der heute als Massnahme der Erdölwirtschaft mit einem Preiszuschlag von 1,5 Rappen pro Liter Treibstoff umgesetzt wird, wird durch eine *Kompensationspflicht für Importeure fossiler Treibstoffe* abgelöst. Diese müssen künftig 5 bis 40 Prozent der verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen kompensieren. Der maximal zugelassene Preiszuschlag beträgt 5 Rappen pro Liter Treibstoff. Für neu zugelassene Personenwagen wird ein durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Emissionszielwert von 130 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer bis 2015 verbindlich festgelegt. Schliesslich müssen die *Betreiber fossil-thermischer Kraftwerke* die verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen weiterhin vollständig kompensieren. Die Kraftwerksbetreiber dürfen bis zu 50 Prozent der verursachten Emissionen durch den Zukauf ausländischer Zertifikate kompensieren. Für die Kompensation der restlichen 50 Prozent müssen sie im Inland Kompensationsmassnahmen umsetzen. Da die fossil-thermischen Kraftwerke nicht in das ETS eingebunden sind, dürfen keine Emissionsrechte aus dem ETS zur Erfüllung der Kompensationspflicht zugekauft werden.

Zusätzlich hat das Parlament neue Massnahmen im Gesetz verankert: Verstärkte Anstrengungen in *Bildung, Forschung und Entwicklung* sollen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen. Neu werden zudem jährlich maximal 25 Millionen Franken aus den Einnahmen der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe einem *Technologiefonds* zugeführt. Damit sollen Darlehen an Unternehmen verbürgt werden, die emissionsarme Anlagen und Verfahren entwickeln und vermarkten.

Weitere Politikfelder beeinflussen die Treibhausgasbilanz im Sinne der Klimapolitik:

- Der *Aktionsplan Holz* fördert eine stärkere Nutzung von einheimischem, klimaneutralem Holz als Werkstoff und Energieträger.
- Die *Energieetikette für Personenwagen* schafft Transparenz am Verkaufspunkt, in dem sie eine klimafreundliche Wahl erleichtert.
- Die *Gebäudevorschriften der Kantone* fixieren die maximal zulässigen Energiekennwerte für Neu- und Umbauten.
- Das Programm *EnergieSchweiz* fördert Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie den Einsatz erneuerbarer Energien.
- Die *Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA)* setzt Anreize für eine Verringerung von Leerfahrten und finanziert den Bau der neuen Eisenbahntransversale (NEAT) mit und erleichtert so die Verlagerung des Gütertransports auf die Schiene.
- Für die *Landwirtschaft* wurde eine Klimastrategie entwickelt, die verschiedene Massnahmen zur Verringerung des Methan- und des Lachgasausstosses aus Düngemitteln aufzeigt.
- Mit der *Steuerbefreiung für Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen* werden biogene Treibstoffe (u.a. Bioethanol, Biodiesel, Biogas) von der Mineralölsteuer befreit, sofern sie ökologische sozialverträgliche Mindestanforderungen erfüllen.

- Ferner leisten die *Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung*<sup>37</sup> (Regelung des Gebrauchs synthetischer Treibhausgase) und die *Technische Verordnung über Abfälle*<sup>38</sup> (Deponieverbot für brennbare Abfälle) einen wichtigen Beitrag an die Senkung der Emissionen.

Seit 1. Januar 2011 ist zudem das geänderte *Gewässerschutzgesetz*<sup>39</sup> in Kraft. Damit sollen stark schwankende Pegelstände verhindert werden, damit die heimische Flora und Fauna in und am Wasser unbeeinträchtigt leben kann. Das Gesetz legt fest, dass Fliessgewässer und Seen in der Schweiz naturnaher werden müssen. Die neuen Rahmenbedingungen sehen unter anderem vor, die negativen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung zu reduzieren. Die Kantone werden unter anderem verpflichtet, die Beeinträchtigungen durch Schwall und Sunk zu beseitigen und notwendige Sanierungsmassnahmen zu planen. Wenn viel Strom benötigt und mehr Wasser turbinert wird, entsteht ein Schwall. Der Begriff Sunk steht für die Niedrigwasserphase, die zwischen den Schwällen in Zeiten mit geringem Strombedarf auftritt, also meist in der Nacht und am Wochenende.

Das revidierte Gewässerschutzgesetz sieht primär bauliche Massnahmen (z.B. Ausgleichsbecken) vor, welche die Stromproduktion im Vergleich zu betrieblichen Massnahmen nicht beeinträchtigen. Zudem müssen Beeinträchtigungen des Geschiebehaltungs behoben werden. Die Kosten dieser Massnahmen, ebenso wie jene zur Wiederherstellung der Fischgängigkeit nach *Fischereigesetz*<sup>40</sup>, werden durch einen Zuschlag von maximal 0,1 Rappen pro Kilowattstunde auf die Übertragungskosten der Höchstspannungsnetze finanziert. Das geänderte Gewässerschutzgesetz sieht weiter zusätzliche Ausnahmen bei den Restwassermengen vor, die eine Mehrproduktion von rund 200 Gigawattstunden pro Jahr erlauben.

#### 1.1.4 Raumplanung des Bundes

Das *Raumplanungsgesetz (RPG)*<sup>41</sup> verpflichtet Bund, Kantone und Gemeinden dazu, den Boden haushälterisch zu nutzen. Sie müssen raumwirksame Tätigkeiten aufeinander abstimmen und eine auf die erwünschte Entwicklung des Landes ausgerichtete Ordnung der Besiedlung umsetzen. Dabei haben sie auf natürliche Gegebenheiten und auf die Bedürfnisse von Bevölkerung sowie Wirtschaft zu achten.

Der Ausbau der Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien ist sehr raumrelevant. Es bestehen heute schon bekannte Konflikte mit der Landschaft und dem Naturschutz. Bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien müssen deshalb Raumbedarf und Auswirkungen auf weitere räumliche Interessen vorgängig vertieft abgeklärt und mit anderen raumwirksamen Tätigkeiten koordiniert werden. Dasselbe gilt auch für die dazu erforderlichen neuen Übertragungsleitungen und Anlagen zur Energiespeicherung, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke.

<sup>37</sup> Verordnung vom 18. Mai 2005 zur Reduktion von Risiken beim Umgang mit bestimmten besonders gefährlichen Stoffen, Zubereitungen und Gegenständen (ChemRRV); SR 81481

<sup>38</sup> Technische Verordnung vom 10. Dezember 1990 über Abfälle (TVA); SR 814.600.

<sup>39</sup> Bundesgesetz vom 24. Januar 1991 über den Schutz der Gewässer (GSchG); SR 814.20.

<sup>40</sup> Bundesgesetz vom 21. Juni 1991 über die Fischerei (BGF); SR 923.

<sup>41</sup> Bundesgesetz vom 22. Juni 1979 über die Raumplanung (RPG); SR 700.

### **1.1.5 Energieaussenpolitik des Bundes**

Die drei Hauptziele der Schweizer Energieaussenpolitik<sup>42</sup> sind die Sicherstellung der Energieversorgung, das Garantieren eines wettbewerbsfähigen Energiemarktes und die Förderung einer klimafreundlichen und effizienten Energienutzung. Die Schweiz will diese Ziele durch eine verstärkte Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten, mit der Europäischen Union (EU), mit ausgewählten aussereuropäischen Staaten und über ein aktives Engagement bei internationalen Organisationen erreichen. Die Mitwirkung der Schweiz in internationalen Organisationen bleibt weiter schwergewichtig auf die Internationale Energieagentur (IEA) und die Internationale Atomenergieagentur (IAEA) fokussiert. Zudem führt die Schweiz ihr Engagement in der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA), im Energie-Komitee der UNO-Wirtschaftskommission für Europa (UN-ECE), im europäischen Netzwerk der Energieagenturen (EnR), im International Energy Forum (IEF), in der Energie-Charta sowie in der Kernenergieagentur der OECD (NEA) weiter.

Mit folgenden Staaten hat die Schweiz eine Absichtserklärung (Memorandum of Understanding) zur Zusammenarbeit im Energiebereich unterzeichnet: Aserbaidschan (2007), Vereinte Arabische Emirate (2009), Türkei (2009), Russland (2011), Griechenland (2012) sowie Italien (2012) und Luxemburg (2012).

### **Energiepolitische Beziehungen zur EU**

Im Energiebereich gibt es zwischen der Schweiz und der EU bisher keine institutionalisierten Beziehungen. Sämtliche Aktivitäten der Schweiz im Rahmen der EU-Energiepolitik basieren auf einer ad hoc oder projektbezogenen Basis. So wird die Schweiz seit drei Jahren von der jeweiligen EU-Ratspräsidentschaft gemeinsam mit den Mitgliedern des EWR, der Energiegemeinschaft und EU-Kandidaten an die informellen Energieministertreffen eingeladen.

Schweizer Vertreter nehmen als Beobachter an verschiedenen EU-Foren im Energiebereich teil: Florenz Forum (Strommarkt), Madrid Forum (Gasmarkt), Berlin Forum (fossile Energien), Bukarest Forum (Energieeffizienz und erneuerbare Energien) und Bratislava/Prag Forum (Kernenergie).

Seit November 2007 laufen die Verhandlungen mit der EU über ein bilaterales Abkommen im Strombereich. Mit einem künftigen Abkommen sollen mit Blick auf die Versorgungssicherheit insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel geregelt und der gegenseitige Marktzugang gewährt werden. Zudem soll in diesem Rahmen eine Lösung für den künftigen Umgang mit den derzeit beim Netzzugang privilegierten, langfristigen Stromlieferverträgen zwischen schweizerischen und französischen Stromunternehmen gefunden werden.

Im Herbst 2010 hat der Bundesrat das Verhandlungsmandat ausgeweitet und an Rechtsentwicklungen in der EU angepasst. Strom bleibt der dringlichste Energieverhandlungsgegenstand mit der EU, langfristig wird jedoch ein umfassendes Energieabkommen angestrebt. Von Seiten der EU wird gefordert, dass die erneuerbaren Energien gleichzeitig mit Strom verhandelt werden müssen. Zudem steht zur Diskussion, auch die neue Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarktes (REMIT) in die Verhandlungen aufzunehmen.

### **Entwicklungszusammenarbeit**

In der Entwicklungszusammenarbeit gewinnen energierelevante Projekte an Bedeutung. Entsprechend hat die Schweiz in den letzten Jahren ihre Aktivitäten auf diesem Gebiet weiter verstärkt. Im Rahmen von multilateralen Programmen der Entwicklungsbanken und mit

<sup>42</sup> Dritter Bericht zur Energieaussenpolitik 2012, UVEK, EDA und EVD.

bilateralen Projekten trägt sie zur nachhaltigeren Energiewirtschaft in Transitions- und Entwicklungsländern bei. Von den im Februar 2011 bewilligten zusätzlichen Gelder im Rahmen der Botschaft zur Erhöhung der Mittel zur Finanzierung der öffentlichen Entwicklungshilfe<sup>43</sup> wird ein wesentlicher Teil von der Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit (DEZA) und des Staatssekretariats für Wirtschaft (Seco) für den Beitrag der Schweiz zur Anschubfinanzierung für entsprechende Programme innerhalb der Klimakonvention eingesetzt.

## **Entwicklungen in der Europäischen Union**

Die EU hat im Jahr 2009 ehrgeizige energie- und klimapolitische Ziele für das Jahr 2020 verabschiedet: Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent im Vergleich zu 1990, Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien auf 20 Prozent und Verbesserung der Energieeffizienz um 20 Prozent im Vergleich zu einer Entwicklung ohne neue Massnahmen.

Im Rahmen des Klima- und Energiepakets hat die EU die Richtlinie 2009/28/EG<sup>44</sup> zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie) erlassen. Gemäss der RES-Richtlinie soll innerhalb der EU bis 2020 ein Ziel von 20 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch erreicht werden, dies gegenüber 8,9 Prozent im Jahr 2006. Von diesem übergeordneten Ziel werden verbindliche nationale Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten abgeleitet. Das Zubauziel der einzelnen Mitgliedstaaten wird nach deren Wirtschaftlichkeit berechnet.

Seit Anfang 2012 überlegt sich die EU, wie die Förderung der erneuerbaren Energien über das Jahr 2020 und bis 2030 ausgestaltet werden könnte. Derzeit werden verschiedene Optionen in Betracht gezogen: Stärkerer Fokus auf das Emissionshandelssystem und weniger Fördergelder, stärkere europäische Harmonisierung der Fördersysteme oder neue verbindliche Ziele bis 2030.

Da sich abzeichnete, dass das 20 Prozent Effizienzziel verfehlt würde, forderten der EU-Rat und das Europäische Parlament ein entschlosseneres Vorgehen. Im Juni 2012 konnte zwischen EU-Kommission, EU-Rat und EU-Parlament ein Kompromiss gefunden werden, der noch formell bekräftigt werden muss und unter anderem folgende Massnahmen enthält:

- Die Staaten legen ein unverbindliches Energieeinsparziel für 2020 fest (ausgedrückt als absoluter Wert des Primär- oder Endenergieverbrauchs), das vom 20 Prozent Gesamtziel der EU abgeleitet ist. Im Jahr 2014 wird die EU die erzielten Effizienzsteigerungen überprüfen.
- Die Staaten führen Effizienzverpflichtungssysteme ein, wonach Energieunternehmen Energieeinsparungen von 1,5 Prozent pro Jahr erzielen. Die Systeme können flexibel ausgestaltet werden.
- Die öffentliche Hand auf zentralstaatlicher Ebene wird verpflichtet, jährlich 3 Prozent der von ihr genutzten Gebäudefläche energetisch zu sanieren.
- Die Staaten müssen langfristige Strategien für die energetische Sanierung des landesweiten Gebäudebestandes definieren.

<sup>43</sup> Bundesbeschluss vom 28. Februar 2011 zur Erhöhung der Finanzierung der Entwicklungshilfe zugunsten der DEZA.

<sup>44</sup> Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16.

## Internationale Energieperspektiven

Im Dezember 2011 hat die EU-Kommission ihren Energiefahrplan 2050<sup>45</sup> veröffentlicht. Im Rahmen von Szenarien werden Wege zur Umstellung des Energiesystems in Richtung vermindertem Einsatz von kohlestoffhaltigen Energieträgern (Dekarbonisierung) mit dem Zeithorizont 2050 untersucht. Die Kommission kommt im Papier zum Schluss, dass die Verbesserung der Energieeffizienz in allen Dekarbonisierungsszenarien Priorität hat. Zudem sei ein höherer Anteil erneuerbarer Energien über das Jahr 2020 hinaus eine Hauptvoraussetzung für ein nachhaltiges und sicheres Energiesystem. Gemäss dem Energiefahrplan deuten für 2030 «alle Dekarbonisierungsszenarien darauf hin, dass der Anteil der erneuerbaren Energien auf zirka 30 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs steigt». Die EU-Kommission setzt auch auf die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung sowie Kernenergie als Instrumente zur Dekarbonisierung.

Die Internationale Energieagentur IEA geht in der Ausgabe des World Energy Outlook 2011 davon aus, dass selbst wenn die Staatengemeinschaft ihre energie- und klimapolitischen Vorgaben (nationale Gesetze, sowie unverbindliche Ankündigungen im Rahmen der Klimaverhandlungen und G-20) erfolgreich umsetzt, der weltweite Energieverbrauch zwischen 2010 und 2035 um 40 Prozent zunimmt (Szenario der „Neuen Energiepolitik“). Die Agentur hält in ihrem Bericht zudem fest:

- Sämtliche energiepolitischen Optionen – Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Kernkraft, CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Speicherung – sind für das Erreichen des Ziels der „Neuen Energiepolitik“ – den langfristigen Anstieg der mittleren globalen Temperatur auf 2° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen – unverzichtbar. Das Zeitfenster für die Umsetzung der „Neuen Energiepolitik“ droht aber in wenigen Jahren zu verschwinden.
- Im Zeitraum 2011 bis 2035 müssen weltweit Investitionen in die Energieversorgungsinfrastruktur in Höhe von 38'000 Milliarden Dollar getätigt werden.
- Das Zeitalter der fossilen Brennstoffe ist noch lange nicht vorüber, ihre Vormachtstellung geht jedoch leicht zurück.
- Für den Energieträger Erdgas bricht das „goldene Zeitalter“ an. Bei der Hälfte der geschätzten Erdgasressourcen handelt es sich inzwischen um unkonventionelles Gas. Diese Vorkommen sind geografisch stärker diversifiziert als die konventionellen Vorkommen, was positive Auswirkungen auf die Gasversorgungssicherheit hat.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) an der Stromerzeugung steigt zwischen 2009 und 2035 von 3 auf 15 Prozent, gefördert durch Subventionen, deren jährliches Niveau sich um fast das Vierfache auf \$250 Milliarden erhöhen wird.
- Im vergangenen Jahrzehnt wurde fast die Hälfte der Zunahme des weltweiten Energiebedarfs durch Kohle gedeckt. Ob sich dieser Trend ändert und wenn ja wie schnell, gehört zu den wichtigsten Fragen für die Zukunft der weltweiten Energiewirtschaft.

### 1.1.6 Die Nuklearkatastrophe von Fukushima

Am 11. März 2011 verwüsteten ein Erdbeben der Stärke 8,9 auf der Richterskala und ein darauffolgender Tsunami den Nordosten der japanischen Hauptinsel Honshu. Davon betroffen war auch der Standort des Kernkraftwerks Fukushima Daiichi mit seinen sechs Reaktoren. In

<sup>45</sup> KOM (2011) 885



den Blöcken eins bis drei kam es zu Kernschmelzen. Grosse Mengen an radioaktivem Material – rund zehn bis 20 Prozent der radioaktiven Emissionen von Tschernobyl – wurden freigesetzt und kontaminierten Luft, Boden, Wasser sowie Nahrungsmittel in der land- und meeresseitigen Umgebung. Aufgrund einer Abschätzung der Gesamtradioaktivität der freigesetzten Stoffe ordnete die japanische Atomaufsichtsbehörde die Ereignisse auf der internationalen Bewertungsskala für nukleare Ereignisse mit der Höchststufe 7 „katastrophaler Unfall“ ein.

## **Globale Entwicklung der Kernenergie nach Fukushima**

Die Katastrophe in Fukushima hat in *Japan* zu einem Umdenken in der Energiepolitik geführt. Vor dem Ereignis plante die Regierung den massiven Ausbau des Kernenergieanteils an der Stromversorgung von 30 auf 50 Prozent. Heute will die Regierung den Anteil auf unter 30 Prozent senken und gleichzeitig die erneuerbaren Energien ausbauen.

In der *Europäischen Union* steht es jedem Mitgliedsstaat frei, Kernenergie zu nutzen. Die Grundlage für die friedliche Nutzung der Kernenergie wurde im Jahr 1957 durch die Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (Euratom) geschaffen. In *Deutschland* entzog die Bundesregierung im Juni 2011 den sieben ältesten deutschen Kernkraftwerken sowie dem Kernkraftwerk Krümmel die Betriebslaubnis und beschloss den stufenweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis im Jahr 2022. Während in *Österreich* aufgrund eines bestehenden Atomsperrgesetzes keine Kernkraftwerke in Betrieb sind, ist *Frankreich* weltweit der zweitgrösste Produzent von Kernenergie. Das Land unterhält 58 Kernkraftwerke, zwei weitere Anlagen sind derzeit in Bau beziehungsweise in Planung. Die neue Regierung hat angekündigt, bis 2025 den Anteil der Kernenergie am Strommix Frankreichs von heute 75 auf 50 Prozent zu senken.

In einem Referendum in *Italien* stimmte die Bevölkerung im Juni 2011 gegen eine Rückkehr zur Kernkraft bei der Stromversorgung. Bereits 1987 hatten sich die Italiener gegen den Bau von Kernkraftwerke ausgesprochen. *Grossbritannien* betreibt 18 Kernkraftwerke und plant seit 2008 den Bau von vier weiteren Kernkraftwerken, deren Finanzierung weiterhin ungewiss ist. Die Energiekonzerne RWE und E.ON gaben im März 2012 zudem bekannt, dass sie sich aus dem Neubau von Kernkraftwerken in Grossbritannien zurückziehen werden. Um künftige Kernkraftwerke finanzieren zu können, wollen *Grossbritannien*, *Frankreich*, *Polen* und *Tschechien* eine Förderung des Ausbaus der Kernenergie durch die Europäische Union durchsetzen. Die vier EU-Staaten streben dabei eine Förderung der Kernenergietechnik vergleichbar mit der Förderung erneuerbarer Energien an.

Im Juni 2011 hat die EU-Kommission beschlossen, sämtliche europäischen Kernkraftwerke einem Stresstest<sup>46</sup> zu unterziehen, bei dem die Kernkraftwerke auf die Auswirkungen von Naturereignissen und Unfällen überprüft werden sollen. Auch die Betreiber der Schweizer Kernkraftwerke haben sich verpflichtet, am EU-Stresstest teilzunehmen. Die Experten der European Nuclear Safety Regulators Group kommen dabei zum Schluss, dass unsere Kernkraftwerke die internationalen Sicherheitsanforderungen in allen Bereichen erfüllen.

Die *Vereinigten Staaten von Amerika* sind der weltweit grösste Produzent von Kernenergie. 100 Kernkraftwerke erzeugen einen Fünftel der Elektrizität in den USA. Im Februar 2012 hat die US-Regierung erstmals seit mehr als 30 Jahren den Bau neuer Kernkraftwerke bewilligt. Die Atomaufsichtsbehörde erteilte die Genehmigung für den Bau von zwei Reaktoren im Bundesstaat Georgia. Die künftige Betreiberfirma erhält von der Regierung staatliche Garantien für Kredite über acht Milliarden Dollar. In *China* sind heute insgesamt 14 Kernkraftwer-

<sup>46</sup> COM (2011) 784 final

ke in Betrieb, 25 Kernkraftwerke befinden sich im Bau und 32 weitere sind in Planung. Nach der Katastrophe in Fukushima legte China den geplanten Ausbau der Kernkraft vorübergehend auf Eis. Es ist aber davon auszugehen, dass das Land den Ausbau der Kernenergie weiter vorantreiben wird, um einerseits den grossen inländischen Energiebedarf zu decken und andererseits seine Klimaziele zu erreichen. In *Russland* sind zehn Kernkraftwerke mit 31 Reaktorblöcken am Netz und acht weitere Reaktoren in Bau. Für die nächsten zehn Jahre plant Russland den Bau von 26 Kernkraftwerken.

## 1.2 Schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie

### 1.2.1 Ergebnisse der Energieperspektiven 2050

Aufgrund der Katastrophe in Fukushima hat der Bundesrat das UVEK im März 2011 damit beauftragt, die bestehende Energiestrategie zu überprüfen und die Energieperspektiven 2035 (vgl. Ziffer 1.1.2) mit aufdatierten Rahmendaten und unter Berücksichtigung der energiepolitischen Weichenstellungen seit dem Jahr 2007 zu aktualisieren. Auch sollte der Horizont der Szenarien von 2035 auf das Jahr 2050 erweitert werden und die Aktualisierung der Energieperspektiven anhand von drei Stromangebotsvarianten erfolgen<sup>47</sup>.

Die energiewirtschaftlichen Modelle der Perspektiven unterscheiden drei Politikvarianten: Die Szenarien *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik* sowie das Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats*:

- Das Szenario *Weiter wie bisher* ist massnahmenorientiert und zeigt auf, welche Energienachfrage und welches Energieangebot sich ergeben, wenn alle heute in Kraft befindlichen energiepolitischen Instrumente, Massnahmen und Gesetze bis 2050 nicht verändert, sondern lediglich – allenfalls verzögert – dem technischen Fortschritt angepasst werden. Dieses Szenario geht zudem von einem gleichbleibenden Energienachfrageverhalten aus. Im Gebäudebereich resultieren in diesem Szenario verbesserte Neubaustandards sowie eine unveränderte Sanierungsrate. Analoges gilt für den Verkehrsbereich. Die Anpassungen internationaler Vorschriften werden passiv übernommen, der heute beobachtete autonome Fortschritt wird weitergeführt. Deshalb werden beispielsweise die Ziele der EU-Richtlinien nicht wie von der EU vorgesehen im Jahr 2020, sondern erst später erreicht. Bestehende Programme wie EnergieSchweiz oder auch die Zielvereinbarungen mit der Industrie werden im heutigen Rahmen fortgesetzt.
- In Szenario *Neue Energiepolitik* wird eine mögliche Entwicklung des Energieverbrauchs und der Stromproduktion der Schweiz bis im Jahr 2050 dargestellt, die es ermöglicht, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis im Jahr 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken. Dieses Szenario bedingt eine international abgeglichene CO<sub>2</sub>-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik sowie eine vertiefte internationale Zusammenarbeit im Bereich der Forschung und Entwicklung.
- Das Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats* schliesslich ist ebenfalls massnahmenorientiert und zeigt auf, wie sich die Massnahmen des vorliegenden ersten Massnahmenpakets zur Konkretisierung der Energiestrategie 2050 auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot auswirken werden (vgl. Ziffer 1.6).

<sup>47</sup> Die Energieperspektiven 2050, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und EcoPlan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energiestrategie 2050.

Die Energieperspektiven 2050 führten unter anderem zu folgenden Ergebnissen (definitive Endresultate Stand August 2012):

- Mit Weiterführung der heutigen Energiepolitik (Szenario *Weiter wie bisher*) und ohne verstärkte Massnahmen steigt der *Stromverbrauch* trotz immer effizienteren Geräten und Anwendungen bis im Jahr 2020 auf 61 Terawattstunden TWh (221 Petajoule PJ), bis 2035 auf 64 TWh (232 PJ) und bis 2050 auf 69 TWh (249 PJ) an. Dies aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums, von Mehrfachausstattungen in den Haushalten (z.B. Zweitfernseher) oder neuer elektronischer Geräte und Anwendungen sowie grösserer Wohnfläche pro Person. Zudem nimmt ab 2035 die Elektrifizierung des Verkehrs zu. Demnach steigt der Landesverbrauch bei der Elektrizität, inklusive der Energie für Pumpspeicherkraftwerke, bis 2050 auf 74,8 TWh (269,2 PJ) an.
- Der *Endenergieverbrauch* liegt mit Fortführung der bestehenden Energiepolitik im Jahr 2020 bei 219 TWh (788 PJ), im Jahr 2035 bei 196 TWh (706 PJ) und 2050 bei 183 TWh (658 PJ).
- Mit bestehendem Kraftwerkspark und mit der Weiterführung der bisherigen Energiepolitik wird der *Deckungsbedarf* zwischen 2020 und 2050 um rund 41 TWh ansteigen. Dies auch vor dem Hintergrund, dass die langfristigen Strombezugsverträge mit Frankreich stufenweise auslaufen werden (2'455 MW bis 2015, 1'466 MW bis 2020, 1'266 MW bis 2030, 100 MW bis 2040) und ältere Kraftwerke dereinst durch neue Stromproduktionsanlagen ersetzt werden müssen. Im Jahr 2020 beträgt der Deckungsbedarf 0,7 TWh, 2035 zirka 35 TWh und 2050 rund 41 TWh.
- Das nachhaltig nutzbare *Potenzial der erneuerbaren Energien* liegt bei geschätzten 24,22 Terawattstunden (TWh) bis 2050. Auf die Photovoltaik fallen dabei 11,12 TWh, auf Wind 4,26 TWh, Biomasse 1,24 TWh, Geothermie 4,39 TWh sowie ARA, KVA und Biogas zusammen 3,21 TWh.
- Das Zubaupotenzial bei der *Gross- und Kleinwasserkraft* liegt bei rund 3,2 TWh (mit Speicher 8,62 TWh).
- Der autonome Zubau von *Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen* liegt 2025 bei rund 2 TWh und in 2050 bei 3,45 TWh.
- Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der blossen Weiterführung der bestehenden Energiepolitik wird der *CO<sub>2</sub>-Ausstoss* im Jahr 2020 zwischen 34,7 und 35 Millionen Tonnen, im Jahr 2035 zwischen 32,3 und 34,7 sowie 2050 zwischen 25,2 und 30 Millionen Tonnen liegen (je nach Zusammensetzung des Kraftwerksparks). Im Jahr 2000 betrug der energiebedingte CO<sub>2</sub>-Ausstoss 39,2 Millionen Tonnen.

Die detaillierte Beschreibungen der Modelle, der Rahmendaten und der Annahmen sowie die Ergebnisse sind den entsprechenden Grundlagenberichten zu entnehmen<sup>48</sup>.

## 1.2.2 Grundsatzentscheid von Bundesrat und Parlament

Abstützend auf den ersten Zwischenresultaten aus der Aktualisierung der Energieperspektiven – diese weichen nur unwesentlich von den nun seit August 2012 vorliegenden Endresultaten ab – und weiteren, energiepolitischen Entscheidungsgrundlagen hat der Bundesrat am 25. Mai 2011 den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (Stromangebotsvariante 2).

<sup>48</sup> Die Energieperspektiven 2050, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und Ecoplan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energiestrategie 2050.

Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden.

Der Bundesrat geht dabei von einer sicherheitstechnischen Laufzeit – die alleine von den Sicherheitsprüfungen des Eidgenössischen Nuklearinspektorats ENSI und nicht von der Politik abhängig ist – von voraussichtlich 50 Jahren aus. Damit müssten das Kernkraftwerk Beznau I im Jahr 2019, Beznau II und Mühleberg 2022, Gösgen 2029 und Leibstadt 2034 vom Netz genommen werden. Für eine vorzeitige Stilllegung sieht der Bundesrat keinen Anlass. Die Überprüfungen des ENSI haben ergeben, dass der sichere Betrieb der fünf Kernkraftwerke gewährleistet ist.

Mit der Annahme der Motion 11.3436 „Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie“ von Nationalrat Roberto Schmidt<sup>49</sup> ist sowohl der Nationalrat (mit Stimmverhältnis 101:54 am 8.6.2011 bzw. mit Stimmverhältnis 125:58 am 6.12.2011) wie auch der Ständerat (mit Stimmverhältnis 33:8 am 28.9.2011) dem Ausstiegsentscheid des Bundesrats gefolgt. Das Parlament hat zudem beschlossen, dass keine Rahmenbewilligungen für den Bau neuer Kernkraftwerke mehr erteilt werden dürfen und das Kernenergiegesetz<sup>50</sup> entsprechend zu ändern ist. Ferner hat das Parlament ausdrücklich kein Technologieverbot erlassen. Als Konsequenz aus diesem Richtungsentscheid muss das Schweizer Energiesystem bis 2050 etappenweise umgebaut werden.

Die *Energieperspektiven* des Bundesamts für Energie (BFE) arbeiten mit Szenarien und quantitativen Modellen, welche die verschiedenen Elemente des Energiesystems sowie ihre gegenseitige Beeinflussung berücksichtigen. Dabei wird der gesamte Energiebereich – und nicht nur der Elektrizitätsbereich – analysiert. Beispielsweise werden Energieangebot und Energienachfrage durch die Energiepreise beeinflusst. Energieperspektiven sind keine Prognosen, sondern *wenn-dann*-Analysen. Sie bilden eine mögliche Wirklichkeit ab und zeigen, wie sich Energiepreise, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum (Rahmenentwicklungen) sowie Vorschriften, preisliche Instrumente und Förderinstrumente (Politikinstrumente) auf das Energiesystem auswirken.

### 1.2.3 Die Energiestrategie 2050 des Bundes

Der vom Bundesrat beschlossene und vom Parlament bestätigte etappenweise Ausstieg aus der Kernenergie bedingt eine neue Energiepolitik. Diese orientiert sich am Zielszenario *Neue Energiepolitik*, auf deren Basis die Entwicklung der Endenergienachfrage bis im Jahr 2050 – dies im Vergleich zur Fortführung der bestehenden Energiepolitik (Szenario *Weiter wie bisher*) – erheblich reduziert wird. Dies ermöglicht es, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis im Jahr 2050 auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf zu senken. Die Erreichung dieses langfristigen Ziels bedingt eine international abgestimmte CO<sub>2</sub>-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik. Mit dem vorliegenden ersten Massnahmenpaket können diese Ziele nur teilweise erreicht werden (vgl. Ziffer 1.6).

Mit der Energiestrategie 2050 (Szenario *Neue Energiepolitik*) strebt der Bundesrat langfristige folgende Ziele an:

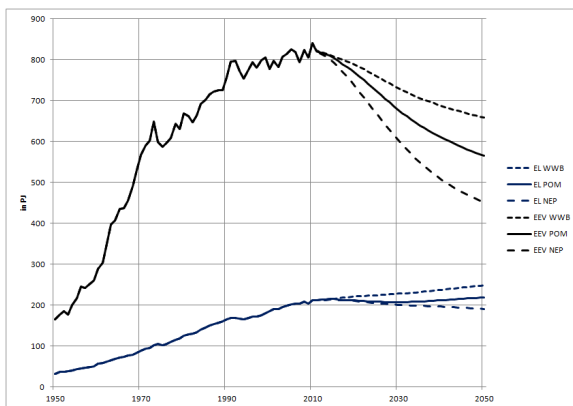
<sup>49</sup> Motion 11.3436 Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie vom 14.04.2011; Schmidt Roberto.

<sup>50</sup> Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 (KEG); **SR 732.1**.

- Der *Endenergieverbrauch* soll im Jahr 2020 bei 204 TWh (734 PJ), im Jahr 2035 bei 152 TWh (549 PJ) und 2050 bei 125 TWh (451 PJ) liegen.
- Die *Stromnachfrage steigt* noch einige Jahre leicht an und soll bis 2050 auf 53 TWh (191 PJ) sinken, der Landesverbrauch inklusive Ausbau der Pumpspeicherung auf 57,6 TWh.
- Im Jahre 2020 liegt die Stromproduktion der bestehenden Anlagen (inklusive bestehenden Speicherkraftwerke) rund 2,5 TWh über der Stromnachfrage. Der Stromdeckungsbedarf beträgt im Jahr 2035 rund 27,5 TWh und liegt im Jahr 2050 bei zirka 23,7 TWh.

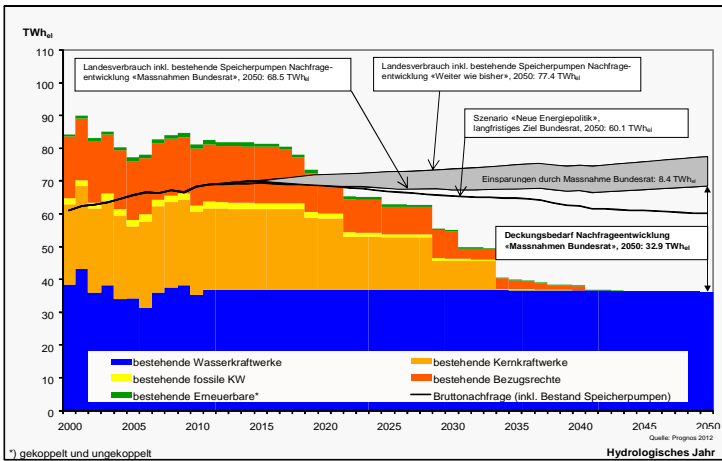
In Grafik 2 ist die Entwicklung der Endenergie- und der Elektrizitätsnachfrage für die Szenarien *Weiter wie bisher*, *Neue Energiepolitik* und *Politische Massnahmen Bundesrat* abgebildet.

Grafik 2: Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch 1950 bis 2050 der Szenarien *Weiter wie bisher* (WWB); *Politische Massnahmen Bundesrat* (POM) und *Neue Energiepolitik* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh). Quelle: Prognos, 2012.



Verglichen mit dem Szenario *Weiter wie bisher* ergeben sich aus den *Massnahmen des Bundesrates* in 2050 Einsparungen des Elektrizitätsverbrauches von 8,8 TWh (siehe Grafik 3). Im Jahre 2020 liegt die Stromproduktion der bestehenden Anlagen (inklusive bestehenden Speicherkraftwerken) 2,3 TWh über der Stromnachfrage. Der Stromdeckungsbedarf beträgt im Jahr 2035 rund 27,9 TWh und im Jahr 2050 zirka 32,1 TWh.

Grafik 3: Landesverbrauch inklusive bestehende Speicherpumpen 2000 bis 2050 in TWh und Deckungslücke mit dem Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat*.



- Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren sich im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* bis 2050 um 22,3 Millionen Tonnen gegenüber dem Basisjahr 2010. Dies bei einer Stromproduktion, die primär auf erneuerbare Energien setzt und fossil-thermischen Anlagen zur Ergänzung verwendet (Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven). Die fossile Stromproduktion mit Gaskombikraftwerken und Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen verursacht im Jahr 2050 rund 2,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>.

Mit der neuen Energiestrategie 2050 setzt der Bundesrat folgende Prioritäten:

- *Energie- und Stromverbrauch senken:* Der Bundesrat will den sparsamen Umgang mit Energie im Allgemeinen und Strom im Speziellen fördern. Dies mit verstärkten Effizienzmassnahmen (vgl. Ziffer 1.3.1). Dabei steht vor allem eine Reduktion fossiler Energie im Zentrum.
- *Stromangebot ausweiten:* Ausgebaut werden sollen vor allem die Wasserkraft sowie die neuen erneuerbaren Energien, deren Anteil am Strommix massiv zunehmen muss (vgl. Ziffer 1.3.2). Dazu dient in erster Linie eine optimierte Einspeisevergütung. Zur Deckung der Nachfrage braucht es aber auch einen Ausbau der fossilen Stromproduktion bei der Wärmekraftkopplung sowie Gaskombikraftwerke (vgl. Ziffer 1.3.3). Der Bundesrat hält dabei an seiner Klimapolitik fest. Der zunehmende Anteil der unregelmässigen Stromerzeugung (Wind, Sonne) erfordert den Umbau des bestehenden Kraftwerkparcs mit entsprechenden Speicher- und Reservekapazitäten. Ausserdem müssen Interessenskonflikte zwischen Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz sowie Raumplanung konstruktiv gelöst werden (vgl. Ziffer 3.5).
- *Stromimporte beibehalten:* Diese sind für eine sichere Stromversorgung und den temporären Ausgleich weiterhin nötig. Der Bundesrat ist jedoch der Ansicht, dass weiterhin eine möglichst auslandunabhängige Stromproduktion anzustreben ist. Somit wird ein Eigenversorgungsgrad ins Auge gefasst, der über den aktuell geltenden hinausgeht. Heute wird ein wesentlicher Teil der Schweizer Energieversorgung mit Strom aus französischen Kernkraftwerken gedeckt.

- *Stromnetze ausbauen:* Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromimport ist ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze und ein Umbau der Verteilnetze zu Smart Grids zwingend nötig (vgl. Ziffer 1.3.4). Diese intelligenten Netze ermöglichen die direkte Interaktion zwischen Verbrauchern, Netz und Stromproduktion und bergen ein grosses Potenzial zur Optimierung des Stromsystems, für Einsparungen im Verbrauch und damit zur Kostensenkung. Das Schweizer Netz soll optimal an das europäische Netz und das künftige europäische Supergrid angebunden sein.
- *Energieforschung verstärken:* Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems ist eine Stärkung der Energieforschung nötig. Dazu sollen das Portfolio der Energieforschung im ETH-Bereich, an den Fachhochschulen und Universitäten überprüft sowie die Zusammenarbeit zwischen Hochschulen, Wirtschaft und Technologiekompetenzzentren weiter gefördert werden. Ein Aktionsplan *Koordinierte Energieforschung Schweiz*<sup>51</sup> soll für Effizienztechnologien, Netze, Energiespeicherung und Elektrizitätsbereitstellung erarbeitet und die nötigen Bundesmittel für Pilot- und Demonstrationsanlagen bereitgestellt werden.
- *Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, der Städte und der Gemeinden:* Diese gehen mit gutem Beispiel voran. Sie sollen ihren Eigenbedarf an Strom und Wärme weitgehend durch erneuerbare Energieträger decken und den Grundsatz „Best-Practice“ in allen Bereichen beachten. Auch die Wirtschaft ist aufgefordert, Massnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs zu treffen und mit innovativen sowie energieeffizienten Produkten den Wirtschaftsstandort Schweiz zu stärken. Die Strombranche soll die Chance wahrnehmen, den Umbau des nationalen Energiesystems aktiv mitzugestalten und die nötigen Investitionen zu tätigen.
- Die *internationale Zusammenarbeit* im Energiebereich soll weiter intensiviert werden. Mit der Europäischen Union ist so rasch als möglich der Abschluss der Stromverhandlungen anzustreben, um den Zugang zum EU-Strommarkt zu sichern und im grenzüberschreitenden Handel und Transport mit entsprechenden Regulierungen nicht diskriminiert zu werden. Zudem sollen die energiepolitischen Kontakte mit den Nachbarstaaten vertieft werden. Die Mitwirkung der Schweiz in internationalen Organisationen bleibt weiter schwergewichtig auf die Internationale Energieagentur (IEA) und die Internationale Atomenergieagentur (IAEA) fokussiert. Zudem führt die Schweiz ihr Engagement in der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA), im Energie-Komitee der UNO-Wirtschaftskommission für Europa (UN-ECE), im europäischen Netzwerk der Energieagenturen (EnR), im Internationalen Energy Forum (IEF), in der Energie-Charta sowie in der Kernenergieagentur der OECD (NEA) weiter.
- Der Bundesrat will vertieft überprüfen, wie das Steuersystem umgebaut und mit einer *ökologischen Steuerreform* unerwünschte Aktivitäten wie Energieverbrauch und Umweltverschmutzung stärker belastet, erwünschte Aktivitäten wie Arbeit und Investitionen dagegen entlastet werden könnten. Die Gesamtheit der Haushalte und der Unternehmen soll insgesamt nicht mehr Steuern bezahlen. Der Ertrag aus der ökologischen Steuerreform würde durch Steuer- und Abgabensenkungen kompensiert oder an die Haushalte und die Unternehmen zurückverteilt. Der Bundesrat hat das Eidgenössische Finanzdepartement (EFD) beauftragt, gemeinsam mit dem Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

<sup>51</sup> Botschaft zum Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz, Staatssekretariat für Bildung und Forschung.

(UVEK) und dem Eidgenössischen Departement des Innern (EDI) verschiedene Varianten einer ökologischen Steuerreform zu prüfen und dem Bundesrat Empfehlungen zum weiteren Vorgehen zu unterbreiten.

### **1.3 Erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050**

Nachfolgend wird das Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 erläutert, dem der Bundesrat am 18. April 2012 zustimmte. Dabei handelt es sich um das *erste* von weiteren Paketen, die für den langfristigen und etappenweisen Umbau des Energiesystems bis 2050 nötig sein werden. Das Massnahmenpaket beruht auf einer konsequenten Umsetzung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, bei Elektrogeräten, in der Industrie und in der Mobilität sowie auf dem geplanten Zubau erneuerbarer Energien und auf fossiler Stromproduktion. Damit sollen in erster Linie jene Effizienzpotenziale genutzt werden, welche die Schweiz bereits heute mit den vorhandenen oder absehbaren Technologien realisieren kann und für die noch keine tiefgreifende, internationale Zusammenarbeit mit der Europäischen Union und mit Drittstaaten erforderlich ist. Dabei wird das nachhaltig nutzbare Potenzial erneuerbarer Energien weitgehend erschlossen. Für ein zweites Paket wird eine neue Verfassungsgrundlage unumgänglich sein.

#### **1.3.1 Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz**

##### **Gebäude**

###### Ausgangslage

Mit einem Anteil von rund 46 Prozent am inländischen Energieverbrauch spielt der Schweizer Gebäudepark mit seinen 1,64 Millionen Wohngebäuden eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050. Beim Verbrauch fossiler Energien beträgt der Anteil der Gebäude 49 Prozent und beim Elektrizitätsverbrauch 37 Prozent. Das jährliche Bauvolumen für alle Gebäude beträgt rund 44 Milliarden Franken. Die Quote der energetischen Sanierungen am bestehenden Gebäudebestand liegt bei 0,9 Prozent.

Insbesondere bei den bestehenden Gebäuden sind die Effizienzpotenziale und die Potenziale zur Nutzung von erneuerbaren Energien sehr gross. So weisen MINERGIE-Bauten<sup>52</sup> im Vergleich zu Gebäuden aus den 1970er Jahren einen um durchschnittlich 70 Prozent geringeren Energieverbrauch auf. Die Rate der energetischen Gebäudesanierungen ist nach wie vor tief. Bei den Neubauten besteht ebenfalls beachtliches Effizienzpotenzial. Gemäss Bestrebungen der Kantone sollten sich Neubauten zukünftig im Bereich der Wärmeenergie ganzjährig möglichst selbst mit Energie versorgen und Anteile der Versorgung mit Elektrizität übernehmen können. Zu berücksichtigen ist, dass Gebäude eine sehr lange Lebensdauer und einen entsprechend langen Sanierungszyklus aufweisen. Beim Elektrizitätsverbrauch im Gebäudebereich bestehen vor allem in den Bereichen Klimatisierung, Lüftung und Gebäudetechnik sowie bei der Beleuchtung grosse Effizienzpotenziale. Zudem können die für die Raumwärme (z.B. ortsfeste, elektrische Widerstandsheizungen, Ölfeuerungen) und für die Warmwassererwärmung (Elektroboiler) eingesetzte Elektrizität und fossile Energie grösstenteils durch erneuerbare Energien substituiert werden.

<sup>52</sup> Gebäudestandard MINERGIE, [www.minergie.ch](http://www.minergie.ch).



Für Massnahmen, die den Verbrauch von Energie in Gebäuden betreffen, sind vor allem die Kantone zuständig. Der Bund ist koordinierend tätig und unterstützt die Harmonisierung der kantonalen Massnahmen (z.B. Weiterentwicklung von Normen und Standards, der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich MuKE, des harmonisierten Fördermodells oder des Gebäudeenergieausweises der Kantone GEAK). Der Bund finanziert zudem Projekte (z.B. MINERGIE und energo<sup>53</sup>) und fördert die Information und Beratung sowie die Aus- und Weiterbildung in Zusammenarbeit mit den Kantonen. Er leistet Globalbeiträge an die kantonalen Förderprogramme, unterstützt die Forschung im Gebäudebereich und pflegt internationale Kontakte.

### Zielsetzung

Bund und Kantone verfolgen im Gebäudebereich eine Gesamtenergiestrategie zur möglichst weitgehenden Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien sowie Abwärme im Strom- und Wärmebereich. Gleichzeitig soll der CO<sub>2</sub>-Ausstoss deutlich reduziert werden. Ziel ist es, den Gesamtenergieverbrauch (inklusive Strom) der Gebäude bis 2050 um 28 TWh gegenüber der Trendentwicklung (Referenzszenario) zu reduzieren. Das entsprechende Reduktionsziel beim Stromverbrauch beträgt 12 TWh bis 2050. Diese energie- und klimapolitischen Vorgaben sollen in einer ersten Phase durch folgende, gebäudebezogene Ziele erreicht werden:

- Neue Gebäude versorgen sich ab 2020 im Bereich der Wärmeenergie ganzjährig möglichst selbst und übernehmen Anteile an der Versorgung mit Elektrizität.
- Die Quote an energetischen Sanierungen am bestehenden Gebäudepark wird deutlich erhöht.
- Elektrizität wird nicht mehr für Widerstandsheizungen und Elektroboiler verwendet.
- Fossile Feuerungen werden möglichst durch erneuerbare Energien ersetzt.
- Gebäudetechnische Anlagen werden energieeffizient betrieben.

### Massnahmen

Die bisherigen Instrumente werden unter Wahrung der verfassungsmässigen Kompetenzverteilung zwischen Bund und Kantonen weiter verstärkt. Die beabsichtigte Revision der MuKE soll in Form eines Konkordates verabschiedet und zusätzliche kantonale Mittel für die Förderung primär im Gebäudebereich bereitgestellt werden. Der Bund wird die Kantone unter anderem bei der Grundlagenerarbeitung und durch eine Erhöhung der Fördermittel (Globalbeiträge) verstärkt unterstützen. Die Massnahmen im Gebäudebereich verfolgen drei Stossrichtungen: die Verstärkung des Gebäudeprogramms, die Revision der MuKE und die Anpassung des Steuerrechts. Mit der Vorlage zur Energiestrategie 2050 sollen die gesetzlichen Grundlagen für eine Verstärkung des Gebäudeprogramms geschaffen werden.

**Verstärkung des Gebäudeprogramms:** Der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie führt mitunter zu einer Veränderung des Strommixes, der je nach Ausgestaltung zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromproduktion führen kann. Gleichzeitig will das CO<sub>2</sub>-Gesetz die im Inland emittierten Treibhausgase bis 2020 um mindestens 20 Prozent gegenüber 1990 senken. Dieses Ziel entspricht einer absoluten Reduktion der Treibhausgasemissionen um rund 10,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>eq).<sup>54</sup>

<sup>53</sup> Kompetenzzentrum für Energieeffizienz in Gebäuden, [www.energo.ch](http://www.energo.ch).

<sup>54</sup> Quelle „Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung) – Erläuternder Bericht zum Anhörungsentwurf vom 11. Mai 2012, BAFU

Um die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Zielsetzungen des Bundesrats sicher zu stellen, soll durch eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe die Lenkungswirkung der Abgabe verstärkt werden. Zusätzlich soll das Lenkungsziel der CO<sub>2</sub>-Abgabe durch eine stärkere Nutzung des erheblichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials im Gebäudebereich unterstützt werden. Eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudebereich soll durch einen Ausbau der finanziellen Förderung von Bund und Kantonen und in diesem Rahmen der Globalbeiträge des Bundes an die kantonalen Förderprogramme erreicht werden. In diesem Zusammenhang werden die Bestimmungen der CO<sub>2</sub>-Teilzweckbindung ausgeweitet und die Befristung wird aufgehoben, wobei die Laufzeit der Befristung bis zu deren späteren Ablösung durch eine umfassende Energieabgabe verlängert werden soll (vgl. Ziffer 1.4). Da der Schweizer Gebäudepark für etwa 30 Prozent der inländischen Treibhausgasemissionen verantwortlich ist, muss er einen wesentlichen Reduktionsbeitrag leisten und langfristig CO<sub>2</sub>-frei werden. Als erster Schritt sollen mit dem vorgeschlagenen Massnahmenpaket des Bundesrates bis im Jahr 2020 die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Gebäuden markant gesenkt werden.

Der Abgabesatz für das Jahr 2013 beträgt gemäss Artikel 29 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes 36 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>. Liegen die Emissionen unter dem Zielpfad, wird die Abgabehöhe des Vorjahres weitergeführt. Eine Verfehlung des Zielpfads führt zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Ohne rasche Erhöhung von CO<sub>2</sub>-Abgabe und Gebäudeprogramm kann das gesetzliche Reduktionsziel von minus 20 Prozent bis 2020 voraussichtlich nur schwer erreicht werden. Damit der höhere Abgabesatz seine Lenkungswirkung über einen möglichst langen Zeitraum entfalten kann, soll die Abgabe im Bedarfsfall bereits auf Anfang 2014 erhöht werden können.<sup>55</sup>

Um die mit der Erhebung der CO<sub>2</sub>-Abgabe verfolgten Ziele ab 2015 weiter zu verstärken, sieht der Bundesrat eine Aufstockung der Gesamtmittel von Bund und Kantone von heute rund 267 Millionen Franken pro Jahr (auf Basis der am 1. Januar 2010 in Kraft getretenen Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes) auf jährlich 600 Millionen Franken ab dem Jahr 2015 vor. Mit den Beiträgen von Bund und Kantonen werden neben der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen die Energieeffizienz im Strom- und Wärmebereich erhöht, die erneuerbaren Energien sowie die Nutzung der Abwärme gefördert und die Verbreitung der neuesten Gebäudetechnik unterstützt. Zur künftigen Finanzierung des Gebäudeprogramms schlägt der Bundesrat in Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Zielerreichung zwei Varianten vor. Die Vernehmlassung soll zeigen, welche der beiden Finanzierungsvarianten bevorzugt wird:

- *Variante 1:* Keine Erhöhung der Mittel aus der CO<sub>2</sub>-Teilzweckbindung bei gleich hoher Beteiligung der Kantone (300 Millionen Franken).

Diese Variante bedingt eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von mindestens 60 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>. Neu soll der gesamte teilzweckgebundene Ertrag in Form von Globalbeiträgen an kantonale Programme eingesetzt werden. Die bisherigen Teile A *Gebäudehülle* und B *Kantonale Programme* des Gebäudeprogramms werden zusammengelegt (vgl. Art. 34 Abs. 1 Bst. a und b des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vom 23. Dezember 2011<sup>56</sup>). Mit der Zusammenlegung wird die bestehende, schwierige Abgrenzung zwischen den Teilen A und B aufgehoben und die Förderungskompetenz im Gebäudebereich eindeutig den Kantonen zugeordnet. Das heisst, die Verantwortung für die Umsetzung des Gebäudeprogramms liegt voll und ganz bei den Kantonen (Massnahmen und Finanzen). Die bestehende Programmvereinbarung zwischen dem Bund und der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) als Vertreterin der Kantone entfällt. Im Gegenzug wird von den Kantonen ein stärkeres finanzielles Engagement

<sup>55</sup> Quelle „Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung) – Erläuternder Bericht zum Anhörungsentwurf vom 11. Mai 2012, BAFU

<sup>56</sup> BBL 2012 113, Referendumsfrist abgelaufen am 13. April 2012

im Gebäudebereich und die Einhaltung des sektoriellen CO<sub>2</sub>-Reduktionszieles für Gebäude bis im Jahr 2020 erwartet. Der Bund geht davon aus, dass die Kantone ihre Verantwortung wahrnehmen und den Globalbeitrag mindestens verdoppeln (die Globalbeiträge dürfen die von den Kantonen bewilligten Kredite nicht übersteigen, vgl. Art. 52 Abs. 1 des Entwurfs EnG). Die Ausrichtung von Globalbeiträgen bedingt bei *Variante 1* zudem ein gemeinsames, harmonisiertes Basisförderprogramm der Kantone im Bereich Gebäudehüllensanierung (u.a. zur Verhinderung eines „stop and go“ beim nationalen Gebäudehüllenprogramm) und für den Ersatz ortsfester elektrischer Widerstandsheizungen oder Ölheizungen. Die Mittel der Kantone müssen bei dieser Variante auf 300 Millionen Franken aufgestockt werden, damit die Globalbeiträge des Bundes ausgeschöpft werden können.

- *Variante 2*: Erhöhung der Mittel aus der CO<sub>2</sub>-Teilzweckbindung von 300 auf 450 Millionen Franken, ohne prozentuale Veränderung des Beitrages der Kantone von einem zusätzlichen Drittel (150 Millionen Franken).

Diese Variante bedingt eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf mindestens 90 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> (um die Verfassungsmässigkeit zu wahren, wird auf eine Finanzierungsvariante mit einer Erhöhung des Anteils der CO<sub>2</sub>-Teilzweckbindung aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe von einem Drittel z.B. auf 49 Prozent des Ertrages verzichtet). Wie bisher auch sollen zwei Drittel der Mittel zur Förderung der Gebäudehülle (Teil A, Programmvereinbarung mit der Konferenz kantonaler Energiedirektoren) und maximal ein Drittel in Form von Globalbeiträgen an kantonale Programme (Teil B, mit Verdoppelung durch die Kantone gemäss Art. 52 Abs. 1 E-EnG) verwendet werden.

Um die Globalbeiträge bei *Variante 2* voll auszuschöpfen, müssten die Kantone ihre Mittel auf 150 Millionen Franken aufstocken.

*Variante 2* ist mit einer höheren CO<sub>2</sub>-Abgabe verbunden, dafür werden die kantonalen Staatshaushalte weniger stark belastet. Die Umsetzung des Gebäudeprogramms bleibt wie seit 2010 aufgeteilt in einen national einheitlichen Teil und in kantonale Förderprogramme. Die Verantwortung für die Finanzen des national einheitlichen Teils A (Förderung der Gebäudehülle) können die Kantone weiterhin der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) abtreten.

Mit der Verstärkung des Gebäudeprogramms sollen die Kantone insbesondere in folgenden Bereichen zusätzliche Anreize setzen können:

- Ausbau der Förderung energetischer Gebäudehüllensanierungen (Erhöhung energetische Sanierungsrate, Förderung von Gesamtsanierungen, etc.) *Variante 1* der Finanzierung des Gebäudeprogramms enthält die Vorgabe an die Kantone, ein harmonisiertes Basisförderprogramm in diesem Bereich umzusetzen.
- Im Hinblick auf den zukünftigen Strommix der Schweiz, der unter anderem aufgrund zunehmender Stromimporte nicht mehr CO<sub>2</sub>-neutral sein wird, sollen neu auch Massnahmen bei Gebäuden gefördert werden, die generell den Stromverbrauch senken oder Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen. Die Förderung dieser Massnahmen ist mit der Teilzweckbindung der CO<sub>2</sub>-Abgabe vereinbar, zumal diese auf längerfristige Einsparungen von CO<sub>2</sub>-Emissionen zielen.
- Durch den Ausbau der kantonalen Förderprogramme soll unter anderem ein massgeblicher Beitrag zur beschleunigten Substitution der fossilen Heizungen in bestehenden Bauten und zur Stabilisierung bzw. zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Neubau geleistet werden (u.a. Umrüstung sowie Neubau von Nah- und Fernwärmenetzen). *Variante 1* der Finanzierung des Gebäudeprogramms enthält die

Vorgabe an die Kantone, ein harmonisiertes Basisförderprogramm für die Substitution von Ölheizungen umzusetzen.

- Die *Aus- und Weiterbildung* sowie die *Information und Beratung* der „Mittler“ (Architekten, Planer, Installateure) und der Gebäudebesitzer soll verstärkt gefördert werden.
- Der *Ersatz von ortsfesten elektrischen Widerstandsheizungen* durch erneuerbare Energien soll verstärkt unterstützt werden. Damit soll deren Ersatz beschleunigt und die Einführung einer Sanierungspflicht ab 2025 vorbereitet werden. *Variante 1* der Finanzierung des Gebäudeprogramms enthält die Vorgabe an die Kantone, ein harmonisiertes Basisförderprogramm in diesem Bereich umzusetzen.
- Besonders *energieeffiziente Ersatzneubauten* sollen vermehrt gefördert werden.
- Für den Erhalt von Förderbeiträgen soll bei bestehenden Gebäuden eine Energieberatung durchgeführt werden müssen (*GEAK Plus: Gebäudeenergieausweis der Kantone mit Beratungsbericht*). Damit verfügen die Hauseigentümer über Grundlagen für eine umfassende Betrachtung und Realisierung der Gebäudeerneuerung. Durch die gezielte Beratung soll sich die Qualität der energetischen Sanierungen erhöhen.

**Verschärfung und Ausbau der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN):** Zusätzlich zu der Verstärkung des Gebäudeprogramms gemäss Vorlage beabsichtigt die Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK), die MuKEN bis 2014 zu revidieren. Dabei ist eine Verschärfung der kantonalen Vorschriften für Neu- und Umbauten vorgesehen. Der Bund fordert die Kantone dazu auf, zusätzlich folgende Massnahmen in das Pflichtmodul der MuKEN aufzunehmen, um diese weiter zu verschärfen:

- Der Anteil der Heizwärme aus erneuerbaren Energieträgern soll erhöht werden. Dazu sollen die *Vorschriften für Neubauten verschärft* werden.
- Durch verschärfte energetische Anforderungen an gebäudetechnischen Anlagen soll der Stromverbrauch im Gebäudebereich reduziert werden.
- Es soll die Pflicht einer *Energieinspektion Gebäudetechnik* eingeführt werden. Dadurch können die energierelevanten Grundfunktionalitäten der geprüften Gebäudetechnikanlagen sichergestellt werden.
- Die *Betriebsoptimierung für Gebäude* soll zur Pflicht werden. Dadurch sollen die Gebäudetechnikanlagen auf dem jeweils aktuellsten Stand der höchsten Energieeffizienz betrieben werden.
- Beim Eigentümerwechsel einer Liegenschaft ist dem neuen Eigentümer zwingend ein *GEAK Plus* vorzulegen. Liegt dagegen eine Erbschaft vor, wird kein GEAK-PLUS verlangt. Damit verfügen die Hauseigentümer respektive die Kaufinteressenten über Grundlagen für eine umfassende, energetische Betrachtung des aktuellen Gebäudezustands und für die Realisierung einer zukünftigen Gebäudeerneuerung. Vorhandene GEAK sollen zukünftig auch Mieterinnen und Mieter vor dem Mietverhältnis vorgelegt werden. Gemeinsam mit den Kantonen ist über eine Norm im Mietrecht für die Sicherung dieses Anliegens zu sorgen.
- Auf die *Ausnutzungsziffer bei bestehenden Gebäuden und Ersatzneubauten* bei Erreichung eines energetischen Minimalstandards soll ein *Bonus* gewährt werden.
- Bei bestehenden Bauten mit *fossilen Feuerungen* sollen gesetzliche Anreize für den Ersatz durch erneuerbare Energien geschaffen werden.

- Elektrogeräte werden aus energetischer Sicht oft nicht angemessen eingesetzt (z.B. Betrieb ohne Nutzen, Überdimensionierung). Durch Gebrauchsvorschriften soll die Anwendung gewisser Elektrogeräte reguliert beziehungsweise eingeschränkt werden.

**Anpassung des Steuerrechts:** Mit Anpassungen im Steuerrecht (Bundesgesetz über die direkte Bundessteuer DBG sowie Bundesgesetz über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden StHG) sollen Anreize geschaffen werden, damit Liegenschaftseigentümer vermehrt a) dafür sorgen, dass ihre Liegenschaft den energetischen Mindeststandard aufweist und b) Gesamtanierungen anstatt Teilsanierungen durchführen.

- Viele Liegenschaft weisen heute aus energetischer Sicht erhebliches Verbesserungspotenzial auf. Um dies zu erschliessen, sollen inskünftig Investitionen, die dem Energiesparen und dem Umweltschutz dienen, steuerlich nur noch dann abgezogen werden können, wenn eine Liegenschaft einen festgelegten energetischen Mindeststandard aufweist oder diesen durch die Investitionen erreicht. Das Ziel ist, dass mittelfristig möglichst viele Liegenschaften den Mindeststandard aufweisen. Eine Übergangsfrist von 10 Jahren erlaubt es den Eigentümern, sich auf die neue Situation einzustellen. Zudem werden die Anliegen des Denkmalschutzes gebührend berücksichtigt.
- Heute werden Gesamtanierungen insbesondere von der Steuergesetzgebung verhindert, da abzugsberechtigte Sanierungsmassnahmen nur in dem Jahr steuerlich berücksichtigt werden können, in dem sie anfallen. Wenn das steuerbare Einkommen tiefer ist als der Betrag der Gesamtanierung, können nicht sämtliche angefallene Kosten steuerrechtlich berücksichtigt werden. Anders ist dies bei Teilsanierungen, bei denen die Investitionskosten über mehrere Jahre verteilt anfallen und damit in mehreren Steuerperioden berücksichtigt und abgezogen werden können. Dies ist für viele Hauseigentümer steuer-technisch und finanziell attraktiver und bevorteilt dadurch die aus energietechnischer Sicht weniger sinnvollen Teilsanierungen gegenüber Gesamtanierungen. Durch Anpassungen im Steuerrecht sollen Anreize für Gesamtanierungen geschaffen werden.

Um das Periodizitätsprinzip bei den Steuerabzügen nicht zu verletzen, könnten alternativ die Abzüge weiterhin nur im Jahr der Sanierungsmassnahme gewährt werden – damit wäre Punkt b) dieser Massnahme hinfällig und die Massnahme würde auf Punkt a) reduziert.

### Kosten und Finanzierung

Die Gesamtmittel des Bundes und der Kantone zur Finanzierung des Gebäudeprogramms sollen ab 2015 auf jährlich 600 Millionen Franken aufgestockt werden. Dabei sollen die Kantone stärker in die Pflicht genommen werden. Je nach Varianten (vgl. Erläuterungen unter *Verstärkung Gebäudeprogramm*) wird die Mittelaufstockung unterschiedlich finanziert.

## **Industrie und Dienstleistungen**

### Ausgangslage

Im Jahr 2010 betrug der Endenergieverbrauch in der Verbrauchergruppe „Industrie und Dienstleistungen“ rund 89 TWh (320 PJ). Davon entfielen rund 37 TWh (133 PJ) auf Elektrizität. Somit beträgt der Stromverbrauch in diesen beiden Sektoren rund 60 Prozent des gesamten Stromverbrauchs in der Schweiz.

Das energetische Sparpotenzial in der Industrie, im Gewerbe und im Dienstleistungsbereich ist beträchtlich. Das Einsparpotenzial wird bei der Prozesswärme auf 30 bis 35 Prozent und bei den Antrieben und Prozessen auf 20 bis 25 Prozent geschätzt. Bei den Informations- und Kommunikationstechnologien sind längerfristig Einsparungen bis 35 Prozent möglich. Zur Ausschöpfung dieses Potenzials sind vor allem Massnahmen von Bedeutung, die auf der

Systemebene ansetzen (Anpassung des Betriebs an den tatsächlichen Bedarf und energetische Optimierung ganzer Prozesse und Systeme).

Die politischen Rahmenbedingungen im Bereich Industrie und Dienstleistungen sind im Wesentlichen durch die eidgenössische und die kantonale Energiegesetzgebung und das CO<sub>2</sub>-Gesetz definiert. Dabei ist zwischen finanzieller Förderung, CO<sub>2</sub>-Abgabe und indirekten Massnahmen zu unterscheiden.

### Zielsetzung

Ziel ist die möglichst weitgehende Ausschöpfung der Effizienzpotenziale und der Nutzung der Abwärme in Industrie- und Dienstleistungsunternehmen. Prioritär sollen die wirtschaftlichen Effizienzpotenziale, sekundär teilweise die nicht wirtschaftlichen Potenziale (Einsatz Best available technology) ausgeschöpft werden. Folgende quantitative Ziele werden angestrebt:

- Die Reduktion des Verbrauchs fossiler Brennstoffe ist eng gekoppelt mit den klimapolitischen Zielen des Bundes. Die gesetzliche Grundlage zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 bildet das neue CO<sub>2</sub>-Gesetz, das eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 Prozent bis 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 verlangt (vgl. Ziffer 1.1.3).
- Daneben gilt es, mit geeigneten Massnahmen die Stromeffizienz zu verbessern bzw. den Stromverbrauch zu reduzieren. Zielvorgabe im Sektor Industrie und Dienstleistungen ist eine Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs von zirka 8 TWh (20 PJ).

### Massnahmen

Bestehende zentrale Instrumente sind Zielvereinbarungen mit Unternehmen, dies insbesondere in Kombination mit der CO<sub>2</sub>-Abgabe sowie finanzielle Förderinstrumente (v.a. Wettbewerbliche Ausschreibungen). Neben dem Bund und den Kantonen sind auch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Bereich Industrie und Dienstleistungen aktiv. Zur Zielerreichung soll auf den bestehenden Massnahmen aufgebaut und diese ausgebaut werden.

**Einbindung der Unternehmen in Zielvereinbarungsprozesse/Anreizmodelle:** Durch vertragliche Effizienzziele sollen Unternehmen in Zielvereinbarungsprozesse eingebunden werden. Dadurch soll zusätzlich zu den Massnahmen im Brennstoffbereich auch das wirtschaftlich tragbare Stromeffizienzpotenzial bei Unternehmen rascher und flächendeckend realisiert werden. Bereits bisher konnten sich Unternehmen mittels Zielvereinbarungen von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreien lassen. Dieser Befreiungsmechanismus ist für die Periode 2013 bis 2020 auch Teil des revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes. Gemäss aktueller Energiegesetzgebung haben stromintensive Unternehmen die Möglichkeit, einen Antrag auf Teilrückerstattung der Abgabe zur Einspeisevergütung (KEV-Abgabe) zu stellen. Im Rahmen der Energiestrategie ist vorgesehen, dass der Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze bis 2020 Endverbrauchern mit einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 Gigawattstunden (GWh) pro Jahr auf Antrag zurückerstattet wird. Voraussetzung für die Rückerstattung ist die gleichzeitige Einhaltung von Stromeffizienz- und CO<sub>2</sub>-Zielen und somit die Optimierung des Gesamtenergieverbrauchs. Ab 2021 sollen CO<sub>2</sub>-Abgabe und die Abgabe zur Einspeisevergütung dann gleichzeitig rückerstattet werden.

In der vorgesehenen Regelung wird im Vergleich zum bisherigen Recht der Kreis der Endverbraucher ausgeweitet, welche die Rückerstattung beantragen können. So kann einerseits das nach wie vor grosse Einsparpotenzial bei Betrieben mit hohem Elektrizitätsverbrauch erschlossen und zudem eine breitere, wirtschaftliche Entlastung erzielt werden. In der Schweiz fallen rund 4000 bis 5000 Endverbraucher unter das Kriterium eines jährlichen Elektrizitätsverbrauchs von mehr als 0,5 GWh. Wenn alle Unternehmen davon Gebrauch

machen, denen die Möglichkeit der Zuschlagsrückerstattung offensteht, beläuft sich die Höhe der zu erstattenden Beträge auf rund 100 bis 120 Millionen Franken pro Jahr.

**Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen:** Mit finanziellen Anreizen sollen einerseits Effizienzmassnahmen zum Durchbruch verholfen werden, die noch nicht wirtschaftlich sind und andererseits sollen damit andere Hemmnisse überwunden werden, welche die Ausschöpfung der Potenziale verhindern. Durch den Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen sollen die finanziellen Anreize zur Ausschöpfung der Stromeffizienzpotenziale massgeblich verstärkt werden. Die Ausschreibungen von Projekten und Programmen richten sich nicht nur an Industrie- und Dienstleistungsunternehmen, sondern auch an weitere Verbrauchersektoren (insbesondere elektrische Anwendungen in Haushalten wie Elektrogeräte sowie die Elektromobilität). Es sollen dadurch möglichst hohe Stromeinsparungen pro eingesetzte Fördermittel erzielt werden. Der Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen umfasst einerseits die Sicherstellung der Fördermittel, andererseits die Ausweitung auf einen rationellen und sparsamen Umgang nicht nur auf Verbraucherseite, sondern auch *bei der Elektrizitätsproduktion und -verteilung*, jedoch nicht generell, sondern nur in bestimmten Fällen. Insbesondere sollen damit Umwandlungsverluste bei elektrischen Anlagen reduziert und die *Stromproduktion aus nicht anders verwertbarer Abwärme* gefördert werden.

**Verstärkung der freiwilligen Massnahmen:** Die Unterstützung der Unternehmen mittels Entwicklung und Bereitstellung von Instrumenten in den Bereichen Information, Beratung und Ausbildung wird im Rahmen des Ausbaus von *EnergieSchweiz* sichergestellt (vgl. Ziffer 1.3.7). Im Vordergrund stehen folgende Massnahmen:

- Das Förderprogramm *Energetische Prozessintegration/Abwärmenutzung* soll in energieintensiven Betrieben die Umsetzung der knapp nicht wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen unterstützen. Die finanzielle Förderung wird an die Energieeinsparung gekoppelt und in Abhängigkeit der Wirkung der Massnahmen bemessen.
- Die *freiwilligen Zielvereinbarungen mit Industrie- und Dienstleistungsunternehmen* zur effizienten Verwendung von Brennstoffen, Strom und Treibstoffen sowie zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen sollen weitergeführt und weiterentwickelt werden. Mit den Zielvereinbarungen kann in den Unternehmen ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess in Gang gesetzt werden, der die Energieeffizienz und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen steigert.
- Kleinere und mittlere Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe (rund 30'000 Betriebe, ohne Kleinbetriebe) sollen durch die Entwicklung von Arbeitsinstrumenten und Schulungsangeboten bei der *Betriebs- und Prozessoptimierung* unterstützt werden. Pro Branche sollen geeignete Leitfäden, Checklisten und „Best Practices“ erarbeitet sowie Schulungsangebote für Unternehmensvertreter und Energieberater entwickelt und umgesetzt werden.
- Unternehmen sollen bei der Einführung und der Umsetzung von Normen im Energiemanagementbereich sowie beim Aufbau entsprechender Systeme gefördert und unterstützt werden.

### Kosten und Finanzierung

Der geplante Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen erfordert maximal rund 100 Millionen Franken Fördermittel pro Jahr aus einer entsprechenden Erhöhung des KEV-Zuschlags. Dieses Maximum wird voraussichtlich zwischen 2025 und 2030 beansprucht. Bis 2020 erfolgt der Ausbau der Mittel für die Wettbewerblichen Ausschreibungen schrittweise auf zirka 50 Millionen Franken. Die Finanzierung erfolgt über den Ertrag aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Die Umsetzung der Zielvereinbarungen

mit der verstärkten Ausrichtung auf Gesamtenergie verursacht einen zusätzlichen Vollzugsaufwand von jährlich 1,5 Millionen Franken.

## **Mobilität**

### Ausgangslage

Der Verkehr hat einen Anteil von gut einem Drittel am Energieverbrauch. Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt der Anteil leicht höher. Rund 96 Prozent der Energie stammt aus fossilen Treibstoffen. Alle Prognosen deuten darauf hin, dass der Verkehr in den nächsten 20 Jahren weiter zunehmen wird. Im motorisierten Individualverkehr besteht im Bereich der Energieeffizienz ein erhebliches Potenzial. Eine wichtige Rolle wird dabei der Effizienzsteigerung der Verbrennungsmotoren (Benzin-, Diesel- und Erdgasmotoren) sowie einer verstärkten Verbreitung der Elektromobilität (teilweise oder vollständige Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs) beigemessen. Ein bedeutendes Einsparpotenzial besteht bei der Reduktion der Mobilitätsnachfrage, die jedoch nicht im Fokus des vorliegenden ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 liegt. Im Strassengüterverkehr wird aufgrund von Verlagerungsmassnahmen und Effizienzsteigerungen bei den Fahrzeugen von Einsparmöglichkeiten von rund 25 Prozent ausgegangen. Im Schienenverkehr werden durch Effizienzmassnahmen Einsparungen zwischen 10 und 15 Prozent erwartet.

Im März 2011 wurden mit der Teilrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes auch Emissionsvorschriften für Personenwagen beschlossen. In Abstimmung mit der EU sollen Personenwagen ab 2015 durchschnittlich nicht mehr als 130 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer ausstossen. Für die Zeit nach 2015 wird ein weiterer Zielwert in Aussicht gestellt, dieser ist jedoch noch nicht definiert. Im Dezember 2011 hat das Parlament entschieden, auf eine Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Treibstoffen zu verzichten, solange die Reduktion der Treibhausgase mit anderen Massnahmen erreicht werden kann.

### Zielsetzung

Der Energieverbrauch soll bis 2020 um 6 TWh (23 PJ), bis 2035 um 14 TWh (52 PJ) und bis 2050 um 17 TWh (61 PJ) – Szenario *Neue Energiepolitik* – gegenüber der heutigen Politik (Szenario *Weiter wie bisher*) reduziert werden. Zur Erreichung dieses Ziels müssen alle Verkehrsträger ihren Beitrag leisten.

### Massnahmen

Um die Reduktionsziele zu erreichen, wurden Handlungsfelder definiert und entsprechende Massnahmen erarbeitet. Einbezogen wurden sowohl die Infrastruktur wie auch die sich darauf bewegende Mobilität aller Verkehrsträger.

### **Energieeffizienz der Fahrzeuge:**

- Durch *CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften* soll die Effizienz von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern erhöht werden. Die Effizienzsteigerungen weiterer Transportmittel werden ebenfalls vorangetrieben, jedoch nicht über CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften. Von der weiteren Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionszielwerte bei Personenwagen ist die grösste Wirkung zu erwarten. In Abstimmung mit der EU sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen von neuen Personenwagen bis 2020 auf 95 Gramm pro Kilometer (g/km) und jene von Lieferwagen und leichten Sattelschleppern bis 2017 auf 175 g/km respektive bis 2020 auf 147 g/km vermindert werden.
- Weitere *Massnahmen ohne Gesetzesänderungen*, wie z.B. die Einführung einer Energieetikette für leichte Nutzfahrzeuge, Aktivitäten zur verstärkten Einführung von LED-Tagfahrlichtern, Reifenetiketten oder die Überprüfung der Fahrzeugflotte des Bundes sollen unterstützend und verstärkend wirken. Effizienzsteigerungen bei



den Fahrzeugen sind auch durch Massnahmen im Rahmen von EnergieSchweiz zu erwarten.

### **Energieeffizienz Schienenverkehr:**

- Im öffentlichen Verkehr sollen die Energiekosten verstärkt berücksichtigt werden. Beispielsweise könnten die effektiven Energiekosten in das Trassenpreissystem einbezogen oder andere Anreizmechanismen geschaffen werden. Damit erhalten die Transportunternehmen einen direkten finanziellen Anreiz, energieeffiziente Fahrzeuge einzusetzen und möglichst energieeffizient zu fahren.
- Bei der *Beschaffung von neuen Fahrzeugen im Schienenverkehr* sollen energiespezifische Kriterien stärker berücksichtigt werden. Damit soll zur Steigerung der Energieeffizienz des öffentlichen Schienen- und Strassenverkehrs beigetragen werden.
- Zusätzlich sollen Chauffeure im öffentlichen Verkehr bezüglich Fahrweise (Eco-Drive) vermehrt geschult werden. Auch weitere Sensibilisierungsmassnahmen sollen umgesetzt werden.

### **Effizienter Einsatz der Transportmittel:**

- Verkehrsträger sollen intensiver ihren Stärken entsprechend und *vernetzt eingesetzt* werden. Wege zu einer verkehrsträgerübergreifenden, funktionierenden und vernetzten Mobilität sind aufzuzeigen. Dazu wird einerseits die bestehende Forschung innerhalb der Verkehrsträger weitergeführt. Andererseits gilt es, eine verkehrsträgervernetzende Forschung aufzubauen.
- Zur Eruiierung von Energiesparpotenzialen und/oder zur Reduktion des Energiebedarfs (energetische Optimierung) im Schienengüterverkehr (aber auch verkehrsträgerübergreifend) sollen Forschungsaufträge ausgelöst werden.
- Zusätzlich sollen Mobilitätsmanagementaktivitäten im Rahmen von EnergieSchweiz ausgebaut werden.

### **Energieeffizienz der Verkehrsinfrastruktur:**

- Der *Energieverbrauch auf Baustellen der Nationalstrassen* soll durch technische und organisatorische Vorgaben *reduziert* werden. Dazu setzen die mit dem Bau, Unterhalt und Betrieb von Verkehrsinfrastrukturen betrauten Ämter unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer die jeweils effizientesten Technologien und Erkenntnisse ein.
- Die *Infrastruktur des öffentlichen Verkehrs* soll *möglichst effizient* betrieben werden. Dazu werden verschiedene Massnahmen geprüft, wie z.B. eine Geschwindigkeitsbegrenzung auf dem Eisenbahnnetz und Zielvereinbarungen mit Transportunternehmen.
- Der *Energieverbrauch für den Betrieb der Verkehrsinfrastruktur* soll *möglichst effizient* erfolgen. Der Verbrauch für den Betrieb der Nationalstrassen soll hauptsächlich durch die Einführung von LED-Leuchten und hellen Tunneloberflächen reduziert werden.

### **Nutzung der Verkehrsinfrastruktur zur Energieerzeugung:**

- Die Verkehrsinfrastruktur soll – wo sinnvoll – zur Energieerzeugung eingesetzt werden. Der Bund tritt dabei nicht selbst als Energieproduzent auf. Er weist geeignete Infrastrukturen aus und stellt diese Dritten zu passenden Konditionen zur Ver-

fügung. Zur Abschätzung von Potenzialen sollen – wo dies noch nicht bekannt ist – Pilotprojekte lanciert werden.

- Im Bereich Strassenverkehr kann bei Tunneln durch Wärmesonden geothermische Energie gewonnen werden. Lärmschutzwände sowie Dächer von Werkhöfen, Filialen etc. können zur Stromproduktion mittels Photovoltaikanlagen genutzt werden. Eine erste Pilotanlage ist bereits auf einer Lärmschutzwand installiert. Ein Pilotprojekt soll zusätzlich abklären, ob sich neue Überdachungen von Nationalstrassenabschnitten zur Stromgewinnung durch Photovoltaikanlagen nutzen lassen.
- Aus Anlagen der Unternehmen des öffentlichen Verkehrs kann die bestehende Infrastruktur für Photovoltaikanlagen genutzt werden.

Bei der Umsetzung sämtlicher Massnahmen geniesst die Verkehrssicherheit höchste Priorität. Innerhalb von EnergieSchweiz werden zudem freiwillige Projekte im Bereich des Mobilitätsverhaltens sowie bei der Identifikation und beim Abbau von Fehlanreizen durchgeführt.

### Kosten und Finanzierung

Da der Vollzug der CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für Personewagen bereits ab 2012 aufgebaut wird, entstehen durch die Verschärfung der Emissionsvorschriften auf 95 Gramm pro Kilometer ab 2020 keine zusätzlichen Kosten. Die beim Bund anfallenden Vollzugskosten können durch die Sanktion gedeckt werden. Die Einführung von Emissionsvorschriften für leichte Nutzfahrzeuge führt zu einem personellen Mehraufwand von rund 300'000 Franken im Bundesamt für Energie und zusätzlich rund 200'000 Franken im Bundesamt für Strassen. Die Vollzugskosten können ebenfalls durch die anfallenden Sanktionen gedeckt werden.

Für die Umsetzung von Massnahmen ohne Rechtsänderungen sowie für Forschung, Sensibilisierung und Verhaltensmassnahmen werden ausserhalb des Budgets von EnergieSchweiz jährlich fünf Millionen Franken aus Bundesmitteln aufgewendet. Für die Umsetzung eines Pilotprojekts zur Überdachung von einem Kilometer Nationalstrasse mit Photovoltaikanlagen werden gesamthaft Kosten von rund 50 Millionen Franken über einen Zeitraum von rund zehn Jahren aus dem allgemeinen Bundeshaushalt aufgewendet. Pilotprojekte im Bereich der Stromproduktion auf Infrastruktur des Öffentlichen Verkehrs könnten über Darlehen an die Transportunternehmen realisiert werden. Diese Darlehen würden zurückerstattet und wären somit quasi haushaltsneutral.

## **Elektrogeräte**

### Ausgangslage

Serienmässig hergestellte Elektrogeräte, vom elektrischen Industriemotor über Haushalt- und Bürogeräte, von elektronischen Geräten bis zu lichttechnischen Einrichtungen, benötigen für ihren Betrieb beträchtliche Strommengen. Der jährliche Energieverbrauch (Stand 2010) beträgt für Elektrogeräte rund 44 TWh (ein grosser Teil der ausgewiesenen TWh entfällt dabei auf die Bereiche Industrie und Dienstleistungen sowie Haushalte). Davon entfallen 60 Prozent auf elektrische Antriebssysteme, 16 Prozent auf Haushaltgeräte, 18 Prozent auf Lampen und knapp 6 Prozent auf elektronische Geräte.

Der Bundesrat konnte auf Basis des 2007 abgeänderten Energiegesetzes (EnG) Effizienzanforderungen für gewisse Gerätekategorien erlassen. Priorität hatte aber der Weg über Vereinbarungen von Verbrauchszielwerten mit den Herstellern oder Importeuren. Mit der am 1. Juli 2012 in Kraft getretenen Änderung von Art. 8 EnG besitzt der Bundesrat neu die Kompetenz zum direkten Erlass von Effizienzvorschriften für Elektrogeräte. Die Anforderungen orientieren sich dabei weitgehend an den Entwicklungen in der Europäischen Union.

Im Rahmen der seit 2010 durchgeführten Wettbewerblichen Ausschreibungen werden auf Bundesebene Programme und Projekte unterstützt, welche auf die Verbreitung effizienter Elektrogeräte abzielen (u.a. Bestgeräte-Programme). Zudem führen verschiedene weitere Akteure (v.a. Elektrizitätsversorgungsunternehmen) regelmässig befristete Aktionen zur Förderung effizienter Elektrogeräte durch.

### Zielsetzung

Im Bereich Elektrogeräte stehen folgende Ziele im Vordergrund (Szenario *Neue Energiepolitik*): Erstens soll die Energieeffizienz der abgesetzten Elektrogeräte entsprechend dem Stand der Technik kontinuierlich verbessert werden. Längerfristige Effizienzziele bezüglich Geräte-kategorien und technischen Anforderungen sind aufgrund des technologischen Fortschritts und der Lancierung neuer Geräte jedoch sehr schwierig zu definieren. Zweitens soll die Verbreitung von sogenannten „Bestgeräten“ unterstützt werden. Diese Ziele sollen mit einer Kombination von der Weiterentwicklung der Vorschriften, der Verstärkung finanzieller Anreize für Bestgeräte und ergänzenden indirekten Massnahmen erreicht werden.

### Massnahmen

Der Bundesrat hat mittlerweile für dreizehn Gerätekategorien Effizienzvorschriften bzw. energetische Mindestanforderungen beschlossen. Darauf aufbauend sind folgende Massnahmen geplant:

**Effizienzvorschriften:** Die Effizianzorderungen sollen auf weitere Gerätekategorien ausgeweitet und periodisch dem technischen Fortschritt angepasst werden. Ziel ist die kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz der abgesetzten Geräte. Mindestanforderungen werden dann erlassen bzw. verschärft, wenn die weitere Differenzierung aufgrund der technologischen Entwicklung sinnvoll ist (Erreichbarkeit eines entsprechenden Angebots). In begründeten Fällen sollen Anforderungen erlassen werden, die über die Vorgaben innerhalb der EU hinausgehen. Dabei sind die Grundsätze des Bundesgesetzes über die technischen Handelshemmnisse (THG) zu berücksichtigen. Bereits heute bestehen Abweichungen bei Kühl- und Gefriergeräten, Wäschetrocknern, Set-Top-Boxen und Backöfen. Vorgesehen ist der Erlass von strengeren Vorschriften für Elektromotoren.

**Gebrauchsvorschriften:** Elektrogeräte werden aus energetischer Sicht oft nicht angemessen eingesetzt (z.B. Betrieb ohne Nutzen, Überdimensionierung). Mittels Gebrauchsvorschriften, wie Leistungsgrenzen oder zeitliche Limiten, kann ein Teil des Sparpotenzials der Geräte abgeschöpft werden. Sie sollen durch die zuständigen kantonalen und/oder kommunalen Behörden umgesetzt werden. Die Einführung und die Umsetzung der Vorschriften werden durch Informations- und Beratungsaktivitäten im Rahmen von EnergieSchweiz begleitend unterstützt. Anwendungsbereiche sind beispielsweise Strassenbeleuchtungen, Beleuchtung von Schaufenstern, Fassaden, Gebäuden, die elektrische Beheizung von Aussenräumen oder der präsenzabhängige Betrieb von technischen Anlagen.

**Verstärkung der freiwilligen Massnahmen:** Durch eine Ausweitung der indirekten Massnahmen soll ein verstärkter Beitrag zum Abbau der bestehenden Informationsdefizite der Anwender geleistet werden. Einerseits sollen die Kommunikations- und Beratungsaktivitäten intensiviert, andererseits sollen Gerätesegmente bearbeitet werden, die bisher nicht oder kaum berücksichtigt worden sind (Haustechnik-Komponenten, Rechenzentren, Systemansatz verfolgen, v.a. in der Industrie). Ergänzend soll die Verbreitung neuer Technologien gezielt unterstützt (z.B. „Smart Technologies“) und die Zusammenarbeit mit dem Ausland intensiviert werden. Die Umsetzung der Kommunikations- und Beratungsmassnahmen erfolgt im Rahmen von EnergieSchweiz in Zusammenarbeit mit Marktpartnern.

### Kosten und Finanzierung

Die Umsetzung der regulatorischen Massnahmen verursacht einen zusätzlichen Vollzugsaufwand von rund 0,75 Millionen Franken pro Jahr. Nachhaltige Wirkung kann nur mit indirekten und begleitenden Massnahmen innerhalb des Programms EnergieSchweiz erfolgen.

## **Energieversorgungsunternehmen**

### Ausgangslage

Energieversorgungsunternehmen (EVU) haben vorwiegend den Anreiz, möglichst viel Strom zu verkaufen. Da sie nahe an den Konsumierenden sind, bietet sich eine Verknüpfung des Stromverkaufs mit der Dienstleistung Energieeffizienz an. Die EVU können auf diese Weise einen wichtigen Beitrag zur Förderung der Energieeffizienz leisten.

### Zielsetzung

Gemäss Szenario *Neue Energiepolitik* sollen mit entsprechenden Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz bis im Jahr 2020 rund 3 TWh, bis 2035 rund 9 TWh und bis 2050 rund 16 TWh Elektrizität eingespart werden. Dazu sollen auch die Energieversorgungsunternehmen mit geeigneten Massnahmen einen substanziellen Beitrag leisten. Die Wirkung wird dabei hauptsächlich mit dem Instrument *verpflichtende Effizienzziele für EVU* erreicht.

In der Schweiz besteht noch kein Markt für Energiedienstleistungen. Deshalb muss es auch Ziel sein, die Rahmenbedingungen derart zu setzen, dass sich in diesem Bereich ein Markt entwickeln kann. Langfristig wird damit auf die Innovationskraft des Marktes gesetzt und neue Potenziale erschlossen.

### Massnahme

**Verpflichtende Effizienzziele für Energieversorgungsunternehmen:** Der Bund führt in Anlehnung an die EU-Energieeffizienzrichtlinie<sup>57</sup> verpflichtende Effizienzziele für Stromlieferanten mit einem jährlichen Absatz von 30 Gigawattstunden (GWh) oder mehr ein. Die verpflichteten Unternehmen müssen bei den Schweizer Endkunden jährlich Strom einsparen in einer Höhe erzielen, die einem bestimmten Prozentsatz (z.B. 1,5 Prozent) ihres Absatzes in der Schweiz entsprechen. Eine Verpflichtung erfolgt über einen Zeitraum von drei Jahren, wobei die Ziele jeweils jährlich festgelegt werden. Der Nachweis der Effizienzsteigerungen erfolgt mit einem massnahmenbasierten Ansatz, wie er heute bei den Zielvereinbarungen im Rahmen der Umsetzung des CO<sub>2</sub>-Gesetzes oder des Grossverbraucherartikels eingesetzt wird. Der Bund stellt dafür einen breiten Katalog von Standardmassnahmen zur Verfügung, bei denen die Effizienzgewinne ex-ante berechnet werden können und daher keines Monitorings bedürfen. Nichtstandardisierte Massnahmen unterliegen einer vorgängigen Prüfung und Zulassung durch den Bund und müssen den Kriterien der Energie- und Investitionsadditionalität genügen. Der Nachweis obliegt in diesen Fällen dem Elektrizitätsunternehmen. Dabei kann es auf die bestehenden Monitoringinstrumente der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zurückgreifen. Die Massnahmen können vom verpflichteten Unternehmen selbst oder von externen Energiedienstleistern durchgeführt werden.

Jeder erzielte und überprüfte Effizienzgewinn wird mit der Ausstellung eines *Weissen Zertifikats* bestätigt. Dabei wird pro eingesparter Megawattstunde ein Zertifikat ausgegeben (eine Bündelung von Projekten ist möglich). Das Zertifikat erfüllt zwei Funktionen: Einerseits ist es ein eindeutiger, einmaliger und klar zu identifizierender Nachweis einer Stromeffizienzsteigerung, andererseits ein Wertpapier, das verkauft oder in die nächste Verpflichtungsperiode übertragen werden kann (so genanntes banking). Die Weissen Zertifikate sind frei unter den verpflichteten Unternehmen handelbar, alle Transaktionen (Preis und Menge) müssen jedoch

<sup>57</sup> KOM (2011) 370.

beim Bund gemeldet werden. Hat ein Unternehmen am Ende einer Verpflichtungsperiode zu wenig Weisse Zertifikate generiert, kann es Nachweise für Stromeffizienzgewinne von Dritten kaufen. Wenn die Stromlieferanten dem Bund am Ende einer Verpflichtungsperiode zu wenig Weisse Zertifikate abliefern, das heisst die Effizienzziele nicht erfüllt haben, unterliegen sie Sanktionen in Form einer fixen Busse. Zusätzlich sind sie verpflichtet, die verfehlten Einsparungen in der Folgeperiode nachzureichen. Die Kosten der Effizienzprogramme tragen die Elektrizitätslieferanten und werden in einem liberalisierten Markt auf die Endkunden überwält. In einem teilliberalisierten Markt geschieht die Refinanzierung über eine regulierte Umlage auf die Strompreise.

Stromlieferanten mit einem jährlichen Absatz von kleiner als 30 GWh bezahlen jährlich einen gewissen Betrag in ein Gefäss ein, aus dem Stromeffizienzmassnahmen durch externe Energiedienstleistungsunternehmen finanziert werden. Die Höhe des Betrages richtet sich nach dem abgesetzten Stromvolumen und den durchschnittlichen Kosten für Effizienzmassnahmen.

#### Kosten und Finanzierung

Die Umsetzung der Massnahme führt beim Bund zu einem hohen Vollzugsaufwand, der noch nicht abschliessend beziffert werden kann.

### **1.3.2 Massnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien**

#### Ausgangslage

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion liegt heute bei rund 56 Prozent. Dabei fallen 54 Prozent auf die Wasserkraft und rund zwei Prozent auf die neuen erneuerbaren Energien, wobei hier der Löwenanteil aus Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen stammt. Wind, Biomasse und Sonne allein tragen aktuell nicht mehr als 0,26 Prozent zur Schweizer Stromproduktion bei.

Im Jahr 2007 hat das Parlament mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) festgelegt, dass die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 gegenüber dem Stand des Jahres 2000 um mindestens 5,4 Terawattstunden (TWh) erhöht werden muss. Als Hauptinstrument zur Erreichung dieses Ziels hat das Parlament per 1. Januar 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt. Die KEV ist für folgende Technologien vorgesehen: Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse.

Die KEV ist im Wesentlichen in der Energieverordnung (EnV) geregelt. Die Vergütungstarife sind anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte und zunehmender Marktreife der Technologien werden die Tarife für neu in die KEV kommende Anlagen periodisch angepasst. Die Vergütungsdauer beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre. Die Fördermittel der KEV zur Abgeltung der Differenz zwischen der garantierten Vergütung und dem Marktpreis sind durch einen Gesamtdeckel begrenzt. Dieser ergibt sich durch den im Gesetz festgelegten maximalen Zuschlag von bisher 0,6 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh; rund 360 Millionen Franken); ab 2013 beträgt er 0,9 Rp./kWh (ca. 500 Millionen Franken). Der Zuschlag wird auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze erhoben und kann von den Netzbetreibern auf die Endverbraucher überwält werden. Zudem gibt das Gesetz maximale Teildeckel je Technologie vor, damit die am schnellsten realisierbaren Technologien nicht übermässig viele Mittel abschöpfen. Aktuell stehen rund 4'300 KEV-Anlagen mit einer Jahresproduktion von 1'250 Gigawattstunden (GWh) in Betrieb. Der KEV-Fonds ist derzeit mit positiven Beschei-

den, das heisst mit Zusagen für den Eintritt in die KEV, bis zum Gesamtdeckel von 0,9 Rp./kWh vollständig ausgelastet. Auf der Warteliste sind derzeit über 20'000 Projekte. Die Summe aller KEV-Projekte (inkl. Projekte auf der Warteliste) ergeben eine voraussichtliche Jahresproduktion von 8,9 TWh. Die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien können sich anstelle des KEV-Fördersystems auch für den freien Ökostrommarkt entscheiden. Sie erhalten dann keine Vergütung der KEV, können jedoch den ökologischen Mehrwert des Stroms vermarkten.

### Zielsetzung

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien soll schrittweise erhöht werden (Szenario *Neue Energiepolitik*). Bis 2035 werden 11,94 TWh, bis 2050 rund 24,22 TWh Strom aus *neuen* erneuerbaren Energieträgern angestrebt. Die Wasserkraft soll bis in das Jahr 2035 auf eine Jahresdurchschnittsmenge von mindestens 43 TWh und bis in das Jahr 2050 auf 44,15 TWh ausgebaut werden. In diesen Zahlen ist bei den Pumpspeicherkraftwerken nur die Erzeugung aufgrund natürlicher Zuflüsse eingerechnet.

### Massnahmen

Damit die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gemäss den Zielsetzungen ausgebaut werden kann, soll die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien erhöht werden und es müssen unterstützende Massnahmen umgesetzt werden.

**Finanzielle Förderung:** Das Einspeisevergütungssystem ist ein Fördersystem, das Investitionssicherheit über die Lebensdauer einer Anlage gewährt. Ausserdem motiviert es die Investoren, während dem gesamten Vergütungszeitraum möglichst viel Energie zu produzieren und die Anlage in einem einwandfreien Zustand zu erhalten. Zudem ermöglicht das System, dass neue Technologien, wie z.B. die Photovoltaik, marktfähig werden. Im Rahmen der Vorlage zur Energiestrategie soll das bestehende System optimiert und ausgebaut werden. Konkret sind folgende Massnahmen vorgesehen:

- Durch die *Entfernung der Kostendeckel* (Gesamtdeckel sowie Teildeckel für die einzelnen Technologien) sollen für den Ausbau der erneuerbaren Energien mehr Mittel zur Verfügung stehen. Einzig für die Photovoltaik sollen weiterhin Zubaukontingente festgelegt werden, um eine nachhaltige Entwicklung der Branche und der Förderkosten sicher zu stellen. Das Bundesamt für Energie (BFE) bestimmt diese Zubaukontingente. Sie orientieren sich an einem Richtwert von 600 Gigawattstunden (GWh) für das Jahr 2020 und weiteren Richtwerten, die der Bundesrat festlegen wird.
- Die *Vergütungssätze werden optimiert*. Die Vergütungssätze bei steuerbaren Anlagen sollen so ausgestaltet werden, dass eine bedarfsgerechte Produktion honoriert wird (marktorientierte Produktion). Im Weiteren sollen die Vergütungsdauern tendenziell verkürzt werden. Angestrebt wird – je nach Technologie – eine Vergütungsdauer zwischen 15 und 20 Jahren. Zudem müssen Vergütungssätze neu nicht mehr zwingend kostendeckend sein, sondern sich lediglich an den Gestehungskosten von Referenzanlagen orientieren. In Ausnahmefällen kann der Vergütungssatz anhand von anlagespezifischen Gestehungskosten bestimmt werden.
- Neu sollen die Vergütungssätze, die sich im herkömmlichen Einspeisevergütungssystem aus der Energieverordnung ergeben, alternativ auch über ein *Ausschreibemodell* festgelegt werden können. Der Bundesrat entscheidet, ob und für welche Technologie oder Kategorie zu diesem System übergegangen wird. Im Ausschreibemodell legen die Produzenten durch die Teilnahme an Auktionen ihren individuellen Vergütungssatz fest. Wer einen Zuschlag erhält, tritt so in das Einspeisevergü-

tungssystem ein. Ein anderer Eintritt in dieses Modell ist dann nicht mehr möglich. Ausschreibungen eignen sich vor allem für Technologien, die etabliert sind und bei denen eine relativ genaue Kostenabschätzung seitens der Investoren erfolgen kann (z.B. bei der Photovoltaik).

- Photovoltaik-Kleinanlagen von privaten Hausbesitzern machen einen grossen Anteil der KEV-Gesuche aus. Hier steht in der Regel der rentable Betrieb der Anlage nicht im Vordergrund. Daher sollen künftig Photovoltaik-Kleinanlagen (<10 kW) ausserhalb des Modells der Einspeisevergütung *durch einmalige Investitionshilfen* in Höhe von 30 Prozent der Investitionskosten gefördert werden. Das gilt auch für Projekte auf der heutigen Warteliste (inklusive jenen Anlagen auf der Warteliste, die bereits in Betrieb genommen wurden). Eine Alternative zu den Investitionshilfen für Photovoltaik-Kleinanlagen bildet das *Net Metering*: Bei diesem Einspeisemodell vergütet der Netzbetreiber dem Produzenten die gesamte Produktionsmenge zum lokal geltenden, durchschnittlichen Elektrizitätstarif. Das Ein- und Ausspeisen von Energie in das Netz wird damit für den Produzenten gleich teuer. Am Ende einer definierten Abrechnungsperiode werden die Energieflüsse saldiert, das Abrechnungssystem verhält sich also wie ein rückwärtslaufender Zähler. Der Netzbetreiber verteilt die durch die Förderung verursachten Mehrkosten auf seine Endverbraucher. Alternativ könnte dafür ein nationaler Ausgleichsfonds geschaffen werden (zusätzlich zum heutigen Netzzuschlags-Fonds der Einspeisevergütung).
- *Kehricht- und Schlammverbrennungsanlagen* sowie *Abwasserreinigungsanlagen* und *Kombianlagen* mit fossilen Brenn- oder Treibstoffen sollen künftig *nicht mehr unterstützt* werden. Diese Infrastrukturanlagen sind häufig im Besitze der öffentlichen Hand und haben den Auftrag, über verursachergerechte Entsorgungsgebühren kostendeckend zu wirtschaften. Die finanzielle Förderung der Stromproduktion erzeugt dabei Anreize, die Entsorgungsgebühren zu senken. Durch solche Marktverzerrungen werden unerwünschte Stoffflüsse der Abfälle ermöglicht. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen, haben in der Regel andere Möglichkeiten, den ökologischen Mehrwert zu vermarkten (z.B. Einsparungen bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe oder den Verkauf von Reduktionspapieren). Damit sind solche Anlagen nicht unbedingt auf KEV-Beiträge angewiesen.
- Die heutige *Abwicklungs- bzw. Vollzugsorganisation der Einspeisevergütung* ist komplex. Investoren haben mehrere Ansprechpartner. Um Doppelspurigkeiten möglichst zu vermeiden, soll die Zahl der Akteure verringert werden. Zentrale Vollzugsstelle soll eine zu gründende Tochtergesellschaft von Swissgrid werden, die Verfügungsgewalt erhält. Die Aufsichtskompetenz des Bundesamts für Energie soll verstärkt werden. Heute gehen die Entscheide, inklusive Gerichtsverfahren, über vier Instanzen; üblich sind indes deren drei. Die Zuständigkeit der ElCom in diesem Bereich wird deshalb gestrichen.
- *Generell – nicht nur im Einspeisevergütungssystem – wird für alle Produktionsanlagen eine Eigenverbrauchsregelung* eingeführt. Diese ermöglicht den Produzenten, dass sie künftig nicht mehr den gesamten Strom, sondern nur noch die überschüssige Energie nach Abzug des Eigenverbrauchs ins Netz einspeisen müssen. Gleichzeitig müssen sie dadurch weniger Strom vom Netzbetreiber beziehen und sparen so Strombezugskosten. Eine Regelung ist nötig, weil gewisse Netzbetreiber diese Abrechnungsart heute nicht zulassen.
- Im Bereich *Tiefengeothermie* werden potenzielle Investoren durch die hohen Investitionskosten und hohen, geologischen und technischen Risiken abgeschreckt. Mit

einem Förderprogramm zur Entwicklung der Tiefengeothermie sollen diese Hemmnisse abgebaut werden. Die bestehenden Garantien des Bundes zur Absicherung von Bohrrisiken sollen erweitert werden. Zudem sollen die Mittel für Pilot- und Demonstrationsanlagen erhöht werden. Die Kantone sollen die Nutzung des Untergrundes in ihren Planungen berücksichtigen und, wie es in der zweiten Teilrevision des Raumplanungsgesetzes (RPG) vorgesehen ist, bedeutende Vorhaben im Untergrund in ihre Richtpläne aufnehmen. Im Weiteren soll der Bund Bestrebungen für eine Vereinheitlichung der kantonalen Gesetze im Bereich der Nutzung des Untergrundes fördern.

**Unterstützende Massnahmen:** Zur Unterstützung der Strom- und der Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien bzw. zu deren Ausbau sind weitere Massnahmen vorgesehen:

- Die *Bewilligungsverfahren* für den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen beschleunigt werden. Heute sind zahlreiche Anlagen, die über einen positiven KEV-Bescheid verfügen, aufgrund eines „Bewilligungsstaus“ oder wegen Einsprachen blockiert.
- Die Bewilligungsverfahren sind *Sache der Kantone*. Der Bund kann den Kantonen deshalb nur beschränkt Vorgaben machen: So sollen die Kantone möglichst rasche Bewilligungsverfahren vorsehen. Für die Wasserkraft wird den Kantonen über das Wasserrechtsgesetz (WRG) vorgeschrieben, für kleine Anlagen mit geringen Auswirkungen ein vereinfachtes Verfahren einzuführen. Im Übrigen wird der Bund zuhanden der Kantone Empfehlungen abgeben. Beispielsweise sollen sie ihre Planungen konkreter gestalten, die Qualitätsanforderungen an die Gesuche klar formulieren und die Verfahren vereinfachen, konzentrieren sowie vereinheitlichen.
- Auf Stufe Bund soll es eine *Koordinationsstelle für Bewilligungen* geben (*Guichet unique*), welche die Bewilligungen des Bundes sammelt und gebündelt weiterleitet.
- Mit einer gesamtschweizerischen *gemeinsamen Planung für den Ausbau erneuerbarer Energien* soll aufgezeigt werden, welche Gebiete sich für die Nutzung erneuerbarer Energien eignen. Die Planung wird von den Kantonen erarbeitet. Ziel ist die Ausscheidung und Bezeichnung von geeigneten Standorten, u.a. in Wasser-, Wind- oder ähnlichen *Karten*. Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) koordiniert die Arbeiten und führt die Ergebnisse in einen gesamtschweizerischen Ausbaupotenzialplan zusammen. Die Kantone legen die Gebiete dann raumplanerisch verbindlich in ihren Richt- und Nutzungsplänen fest. Idee dieses Ansatzes ist, dass bei einer landesweiten statt einer kleinräumigen Betrachtung gewisse Kompromisse leichter erzielt werden können. Mit dem planerischen Ansatz dürfen Lösungen auch deshalb einfacher werden, weil frühzeitig und losgelöst von konkreten Projekten Abwägungen gemacht werden können. Die räumlichen Wertungen sollen nicht wieder beliebig in Frage gestellt werden können, wenn über die Bewilligung eines konkreten Vorhabens zu befinden ist.
- Im Energiegesetz (EnG) soll eine *Hilfestellung* für die im Rahmen der Bewilligungsverfahren nötige *Interessenabwägung* gegeben werden. Neu soll gesetzlich verankert werden, dass die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau im *nationalen Interesse* liegen. Bei Anlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung liegt ein nationales Interesse vor, das gleich- oder höherwertig ist wie das Erhaltungsinteresse an Objekten in den Bundesinventaren des Natur-, Landschafts-, Heimat- oder Ortsbildschutzes. Damit die erneuerbaren Energien im nötigen Umfang ausgebaut werden können, ist es notwendig, dass dieses Anliegen grundsätzlich auf



gleiche Stufe wie das Schutzniveau nach dem Natur- und Heimatschutzrecht gestellt wird. Konkret ist aber dann im Einzelfall zu entscheiden.

- Heute muss oft lange auf die Gutachten der Eidgenössischen Natur- und Heimatschutzkommission gewartet werden, dies auch aus Ressourcengründen. Für diese und ähnliche Gutachten wird daher neu eine Frist gesetzt, die drei Monate beträgt.
- Zahlreiche Bestimmungen des Umweltrechts sind heute offen formuliert und müssen von den kantonalen Fachstellen bei der Beurteilung von Projekten interpretiert werden. Die Erarbeitung von Vollzugsrichtlinien auf Bundesebene soll zu einer einheitlicheren, klareren Vollzugspraxis und damit zu rascheren Verfahren beitragen.
- Den kantonalen Fachstellen fehlen aufgrund der steigenden Anzahl von Projekten und der neuen Fragestellungen in gewissen Fällen die personellen und/oder fachlichen Ressourcen, um Projekte rasch und effizient beurteilen zu können. Ein von den Kantonen getragenes Kompetenzzentrum für den Bereich „Bewilligungen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie“ könnte die kantonalen Fachstellen bei der Beurteilung von Projekten fachlich und personell unterstützen. Dieses Kompetenzzentrum könnte auch als Plattform zum Informationsaustausch zwischen den kantonalen Fachstellen dienen und so zu einer einheitlichen Beurteilungspraxis beitragen.
- Der anvisierte Ausbau der erneuerbaren Energien birgt die Gefahr, dass Anlagen suboptimal oder mangelhaft geplant bzw. ausgeführt werden. Deshalb sollen die Aktivitäten im Bereich *Qualitätssicherung* von erneuerbaren Energien, die im Rahmen von EnergieSchweiz seit längerem verfolgt werden, ausgebaut und verstärkt werden. Damit soll gewährleistet werden, dass neue Anlagen gut geplant und gut gebaut werden, um die erneuerbaren Energieressourcen möglichst effizient, sicher und umweltschonend zu nutzen.

### Kosten und Finanzierung

Die Kostenschätzungen für den Zubau der erneuerbaren Energien hängen stark von der Entwicklung des Marktpreises für Energie ab. Diese Entwicklung kann nicht präzise vorausgesagt werden. Gemäss groben Schätzungen steigen dadurch die jährlichen Kosten des Zubaus von rund 210 Millionen Franken im Jahr 2011 auf 720 Millionen Franken im Jahr 2050. Die maximalen Kosten in der Höhe von 840 Millionen Franken werden zirka im Jahr 2040 anfallen. Es ist davon auszugehen, dass die Gestehungskosten der Elektrizitätsproduktion aufgrund der Erneuerung des Kraftwerkparks tendenziell steigen werden. Dadurch werden auch die Marktpreise während dieses Zeitraums tendenziell ansteigen.

Für die Garantien zur Deckung der Bohrrisiken der Tiefengeothermie sind zusätzlich rund zehn Prozent der obigen jährlichen Beträge vorgesehen. Zudem werden die Abgabenbefreiung der energieintensiven Unternehmen, die Wettbewerblichen Ausschreibungen sowie die Abgabe für den Schutz und die Nutzung der Gewässer den EnG-Zuschlagfonds jährlich zusätzlich belasten.

Die oben skizzierte Förderung der erneuerbaren Energien soll einerseits aus der selbständigen Anpassung des Strommixes durch die Netzbetreiber (Finanzierung über den Energiepreis) und andererseits über eine bedarfsgerechte, sukzessive Erhöhung des EnG-Zuschlags für die Einspeisevergütung und die Photovoltaik-Investitionshilfen finanziert werden. Diese beiden Anteile des Zubaus werden erfahrungsgemäss etwa gleich gross sein. Damit sollte der maximale EnG-Zuschlag (inkl. die oben erwähnten Zusatzbelastungen) von 1,8 Rp./kWh nicht überschritten werden.

### Organisation Vollzug/Netzzuschlagfonds – Zuständigkeiten

Der Vollzug beim Einspeisevergütungssystem wurde bei dessen Start im Jahr 2009 per *Verordnung* der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid übertragen. Das *Gesetz* sagt zu den Zuständigkeiten bisher lediglich, dass bei Streitigkeiten die Elektrizitätskommission (ElCom) entscheidet. Die Auslagerung an die nationale Netzgesellschaft hat sich grundsätzlich bewährt, v.a. auch wegen der Schnittstellen zu den übrigen Aufgaben der Swissgrid (sie kümmert sich z.B. auch um das Herkunftsnachweiswesen). Die Organisation soll daher im Grundsatz beibehalten und im Energiegesetz verankert werden. Hinzukommen sollen – wegen der Nähe und Ähnlichkeit zum Einspeisevergütungssystem – neue Aufgaben (Photovoltaik-Einmalvergütung, WKK-Vergütungssystem, vgl. Ziffer 1.3.3).

Die Auslagerung des Vollzugs dieser Aufgaben erfolgt im Wissen darum, dass – theoretisch – ein gewisser Interessenkonflikt bestehen kann. Das Aktionariat der Swissgrid AG setzt sich u.a. aus Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusammen, die sich auch mit Projekten für das Einspeisevergütungssystem bewerben. Die Auslagerung ist aber heute bereits Faktum, und der potenzielle Konflikt hat bisher nicht zu Problemen geführt.

Um das Mass an Unabhängigkeit zu erhöhen, sollen dennoch gewisse Massnahmen getroffen werden. Die Vollzugsaufgaben werden darum einer separaten Vollzugsstelle zugewiesen, die zwar eine Tochtergesellschaft der Swissgrid AG ist, aber auch eigenständig und weisungsungebunden ist. Die Tochter wird organisatorisch von der Muttergesellschaft und von der übrigen Energiewirtschaft entflochten. Überdies untersteht sie der Aufsicht des Bundes (Bundesamt für Energie).

Alternativ zur Belassung des Vollzugs bei der Netzgesellschaft bzw. in ihrem unmittelbaren Umfeld wäre in Frage gekommen, die Aufgaben dem Bundesamt für Energie (BFE) zu übertragen. Das BFE verfügt ebenfalls über das nötige Fachwissen, nicht zuletzt weil es an der Erarbeitung der betreffenden Regelwerke beteiligt ist. Beim BFE sind aber die erwähnten Schnittstellen nicht vorhanden und es ist fraglich, ob die Zentralverwaltung den Vollzug, der teilweise ein standardisiertes Massengeschäft ist, so flexibel wie eine private Stelle bewältigen könnte. Weiter denkbar wäre die Auslagerung an eine neu zu schaffende Stelle gewesen, z.B. an eine bundesnahe Agentur. Eine solche Lösung hätte aber den Nachteil gehabt, dass die erwähnten Schnittstellen nicht gegeben sind und dass das Fachwissen in einer weiteren Struktur hätte aufgebaut werden müssen, obwohl dieses heute bereits an mindestens zwei Stellen existiert.

Die Alternativen hätten zwar durchaus auch Vorteile, überzeugen unter dem Strich aber doch weniger als die Aufrechterhaltung des Status quo (in modifizierter Form).

In den Bereichen, in denen die vorgeschlagene Lösung nicht sachgerecht wäre (Wettbewerbliche Ausschreibungen, Geothermie-Garantien und Entschädigung bei Wasserkraftwerken), v.a. weil die erwähnten Schnittstellen nicht relevant sind und weil es kein Massengeschäft gibt, erfolgt ein Regimewechsel: Neu wird die Zentralverwaltung zuständig (Bundesamt für Energie und Bundesamt für Umwelt).

Liegt die Hauptaufgabe, nämlich der Vollzug des Einspeisevergütungssystems, bei der nationalen Netzgesellschaft bzw. bei der Vollzugsstelle, ist es konsequent, wenn der Fonds mit den Mitteln, die zum grössten Teil auf das Einspeisevergütungssystem entfallen, ebenfalls dort angesiedelt ist. Die heutige Stiftung braucht es daher nicht mehr. Diese ist deshalb aufzulösen und es ist ein einfacher Fonds einzurichten, der nicht über eine eigene Rechtspersönlichkeit verfügt.

### 1.3.3 Fossile Kraftwerke

#### Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen)

##### Ausgangslage

Mit WKK-Anlagen sind dezentrale, fossil oder teilweise fossil befeuerte Anlagen gemeint, die in der Regel mit Erdgas betrieben werden und sowohl Wärme als auch Elektrizität erzeugen. Aufgrund des Wärmebedarfs für industrielle Prozesse, bei grossen Gebäuden sowie bei Wärmenetzen ist von einem theoretischen, technisch machbaren Potenzial von 5 bis 7 TWh elektrischer Energie aus dezentral einspeisenden WKK-Anlagen auszugehen.

Die Gestehungskosten sind stark von der jeweiligen Anlagengrösse abhängig und unterscheiden sich deutlich: Während bei industriellen Prozessen und bei grossen Gebäuden die WKK-Anlagen je nach Rahmenbedingung nahezu wirtschaftlich betrieben werden können, sind die Kosten bei den WKK-Anlagen mit Wärmenetzen sowie bei kleinen WKK-Anlagen sehr hoch.

##### Zielsetzung

Ziel ist ein optimales Zusammenspiel aller Stromproduktionsanlagen: Dezentrale WKK-Anlagen sind dazu prädestiniert, im Winterhalbjahr gleichzeitig Strom und Wärme zu liefern und können die reduzierte Stromproduktion aus Sonne und Wasserkraft kompensieren. WKK-Anlagen können ausserdem bedarfsgerecht produzieren, indem diese rasch ein- und ausgeschaltet werden können. Damit leisten sie einen wesentlichen Beitrag an die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit. Sie ergänzen die Stromproduktion aus Sonne und Wind optimal, ohne diese zu konkurrenzieren.

Fossile oder teilfossile WKK-Anlagen sollen subsidiär in Ergänzung zu den erneuerbaren Energien gefördert werden. Aus Kostengründen werden vor allem Anlagen im Kontext mit industriellen Prozessen, bei grossen Gebäuden und bei vereinzelt Wärmenetzen gefördert.

##### Massnahmen

Es sind folgende Massnahmen vorgesehen:

- Fossile und teilfossile Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung zwischen 350 Kilowatt und 20 Megawatt sollen finanziell gefördert werden, wenn sie die erzeugte Wärme vollständig nutzen und weitere, vom Bundesrat festgelegte, energetische, ökologische oder andere Mindestanforderungen erfüllen.
- Netzbetreiber sollen dazu verpflichtet werden, die gesamte Elektrizität aus den genannten WKK-Anlagen abzunehmen und mit einer einheitlichen WKK-Vergütung abzugelten. Diese Vergütung enthält sowohl feste als auch variable Komponenten und orientiert sich grundsätzlich am Strommarktpreis, den Gestehungskosten (wobei insbesondere Gasbezugspreis und Kosten für die CO<sub>2</sub>-Kompensation zu berücksichtigen sind) sowie dem neu definierten Ausbauziel. Die WKK-Vergütung kann vom Bundesrat periodisch angepasst und bei Erreichen des Ausbauziels stufenweise auf den Marktpreis abgesenkt werden.
- Ebenso wie für alle anderen Produktionsanlagen soll auch für die WKK-Anlagen die Eigenverbrauchsregelung eingeführt werden (vgl. Ziffer 1.3.2)
- Betreiber von WKK-Anlagen, die von der WKK-Vergütung profitieren, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen vollständig kompensieren, wobei der Ersatz von fossilen Heizkeseln als Kompensationsleistung anzurechnen ist. Im Gegenzug sind sie von der Entrichtung der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit. Alternativ können Betreiber von Anlagen mit einer Gesamtleistung von zehn bis 20 Megawatt unter bestimmten Bedingungen

freiwillig am Emissionshandelssystem (EHS) teilnehmen. Als dritte Option können Betreiber von WKK-Anlagen gegenüber dem Bund eine Verminderungsverpflichtung (Festlegung eines verpflichtenden Emissionsziels) eingehen.

### Kosten und Finanzierung

Die Mehrkosten der WKK-Vergütung sind von noch nicht festgelegten Parametern abhängig und deshalb noch nicht bezifferbar. Sie dürfen jährlich *höchstens ein Drittel der Förderkosten für die erneuerbaren Energien* ausmachen. Die durch die WKK-Vergütung verursachten Mehrkosten werden von allen Netzbetreibern getragen, jeweils proportional zum Energieabsatz an die Endverbraucher. Dafür wird ein Ausgleichsmechanismus geschaffen, welcher von der für den Vollzug des Einspeisevergütungssystems zuständigen Vollzugsstelle betrieben wird.

## **Gaskombikraftwerke (GuD)**

### Ausgangslage

Künftig wird die Stromnachfrage mit einem Mix aus Wasserkraft, neuen erneuerbaren Energien, WKK-Anlagen, Gaskombikraftwerken sowie Stromimporten abgedeckt werden. Dabei soll der Einsatz fossiler Technologien die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele des Bundes nicht gefährden. Der Bundesrat hält auch mit der Energiestrategie 2050 an seinen klimapolitischen Zielen fest. Die Betreiber fossil-thermischer Kraftwerke sind gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz verpflichtet, die verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen vollständig zu kompensieren. Das Parlament hat am 23. Dezember 2011 entschieden, dass die Kraftwerksbetreiber bis zu 50 Prozent der verursachten Emissionen durch den Zukauf ausländischer Zertifikate kompensieren dürfen. Für die restlichen 50 Prozent müssen die Betreiber im Inland entsprechende Kompensationsmassnahmen umsetzen. Da die fossil-thermischen Kraftwerke bisher nicht in das Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden sind, dürfen keine Emissionsrechte aus dem EHS zur Erfüllung der Kompensationspflicht zugekauft werden.

### Zielsetzung

Zur Gewährleistung der Netzstabilität und eines hohen Eigenversorgungsgrades der Schweiz sind Gaskombikraftwerke (GuD) Bestandteil der Energiestrategie 2050. Dies berücksichtigt, dass das Zusammenspiel zwischen Bandenergie, Spitzenenergie sowie Regel- und Ausgleichsenergie neu gestaltet werden muss. Eine begrenzte Anzahl von GuD soll das ganze Jahr hindurch Strom liefern – insbesondere auch Regel- und Ausgleichsenergie – und zur Netzstabilität beitragen. Dezentrale WKK-Anlagen helfen, die im Winterhalbjahr reduzierte Stromproduktion aus Photovoltaik und Wasserkraft zu kompensieren. Dazu kommen Stromimporte, die für den temporären Ausgleich weiterhin nötig sein werden.

Mit den vorliegenden Massnahmen innerhalb der Energiestrategie 2050 dürfte bis im Jahr 2020 ein Gaskombikraftwerk notwendig werden. Der weitere Bedarf an GuD hängt im Wesentlichen von der Entwicklung der Wirtschaft und des Stromverbrauchs, der Akzeptanz in der Gesellschaft sowie dem Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ab. Je nachdem müsste die Stromversorgung mit weiteren GuD und/oder zusätzlichen Importen sichergestellt werden.

### Massnahmen

Zur Verbesserung der Investitionsbedingungen für Gaskombikraftwerke strebt der Bundesrat einen Einbezug der GuD in das Emissionshandelssystem an. Er will die laufenden Verhandlungen weiterführen, um den Schweizer GuD-Betreibern vergleichbare Bedingungen wie ihren europäischen Konkurrenten zu gewährleisten. Durch den Einschluss der GuD in das mit der EU verknüpfte Emissionshandelssystem erhielten die Kraftwerke Zugang zum europäi-

schen Emissionshandel. Sie müssten, wie die europäische Konkurrenz, die verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Ersteigerung von Emissionsrechten abdecken. Diese könnten auf dem gemeinsamen Markt erworben werden. Solange der Staatsvertrag über die Verknüpfung der beiden Emissionshandelssysteme nicht ratifiziert ist, ist dies jedoch nicht möglich.

Zudem soll der Bund eine Teilnahme der Schweiz am EU-Krisenmechanismus im Erdgasbereich bzw. eine allfällige Liberalisierung des Gasmarktes Schweiz prüfen. Damit soll sichergestellt werden, dass Gaslieferungen auch in Krisenzeiten in die Schweiz ohne Unterbruch stattfinden. Auch strebt die Schweiz eine weitere Diversifizierung der Gasversorgung an, indem sie sich für die Eröffnung des so genannten südlichen Gaskorridors aus dem kaspischen Raum nach Italien einsetzt.

### 1.3.4 Netze

#### Ausgangslage

Die Schweiz ist die Stromdrehscheibe im Zentrum von Europa. Die zum Teil mehr als 40 Jahre alten Leitungen sind den heutigen und zukünftigen Stromflüssen nicht mehr gewachsen und müssen erneuert und ausgebaut werden. Der von Swissgrid identifizierte Erneuerungs- und Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bis 2020 beträgt rund 1000 Kilometer. In den letzten zehn Jahren wurden aber nur rund 150 Kilometer an Leitungen gebaut. Zudem muss das Stromnetz für die Zukunft flexibel, intelligent und kosteneffizient ausgestaltet sein und optimal in Europa eingebunden werden. Mit einer zunehmend dezentralen Stromerzeugung mit erneuerbarer Energie und Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen sowie dem stetig ansteigenden, internationalen Stromaustausch genügt das heute bestehende Stromnetz den künftigen Anforderungen nicht mehr. Es besteht daher ein signifikanter Ausbaubedarf im Übertragungsnetz sowie ein Um- und Ausbaubedarf in den Verteilnetzen, damit weiterhin ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist. Dieser Ausbaubedarf besteht auch unabhängig von der Energiestrategie 2050.

Die entsprechenden Vorhaben werden aber nur schleppend umgesetzt. Einerseits verzögern die Schwierigkeiten, die bereits im Rahmen der Projektvorbereitung bei der Suche nach geeigneten Leitungskorridoren und Leitungstrassen bestehen sowie die fehlenden Akzeptanz für Infrastrukturanlagen bei den allfällig Betroffenen eine zeitgerechte Realisierung von Projekten. Daneben entstehen auch in den eigentlichen Bewilligungsverfahren zeitliche Verzögerungen bei der Realisierung von Übertragungsleitungen, unter anderem auch begründet durch die Mitwirkungsrechte der Betroffenen. Wird etwa gegen einen Plangenehmigungsentcheid des Bundesamts für Energie Beschwerde erhoben, dauern die Rechtsmittelverfahren in der Regel mehrere Jahre, bis ein letztinstanzlicher Entscheid vorliegt und ein Vorhaben realisiert werden kann. Ebenfalls verzögernd wirken sich unvollständige oder nicht den rechtlichen Anforderungen entsprechende Projektunterlagen aus.

#### Zielsetzung

Im Mai 2012 hat der Bundesrat Massnahmenvorschläge zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren sowie zur Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart Metering) zur Kenntnis genommen. Zudem hat er die Stossrichtung der *Strategie Stromnetze* festgelegt. Mit den Massnahmen soll sichergestellt werden, dass der erforderliche Um- und Ausbau der Stromnetze zeitgerecht umgesetzt werden kann:

- Mit den Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung soll die Dauer der Bewilligungsverfahren durch angepasste Rechtsmittelverfahren und Ordnungsfristen verkürzt und begrenzt werden.

- Die Massnahmen der *Strategie Stromnetze* sollen durch klare Aufgabenteilung zwischen den involvierten Akteuren die Transparenz der Netzplanung sowie die Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erhöhen, wodurch auch die Bewilligungsverfahren effizienter durchgeführt werden können.

Insgesamt sollen die Massnahmen zu einer Reduzierung der Verfahrensdauer von heute sieben bis neun auf vier bis fünf Jahre führen. Zudem sind Massnahmen für erste Schritte beim Umbau des Stromnetzes in Richtung Smart Grid vorgesehen:

- Im Bereich Smart Metering sollen Delegationsnormen geschaffen werden, damit der Bundesrat wenn nötig Vorgaben zur Einführung von Smart Meters und entsprechende technische Mindestanforderungen festlegen kann. Weiter soll die Kostentragung geregelt werden.

### Massnahmen

#### **Verfahrensbeschleunigung:**

- *Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren:* Mit der Einführung von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren (Ergänzung von Artikel 16 Absatz 5 EleG und neuer Artikel 16a<sup>bis</sup> EleG) werden die Leitbehörde wie auch die Verfahrensbeteiligten angehalten, die Verfahren beschleunigt abzuwickeln und ihren Mitwirkungsrechten und Pflichten ohne Verzug nachzukommen. Aus diesem Grund werden auf Gesetzesstufe Regelfristen für die Gesamtverfahrensdauer festgelegt, die der Bundesrat auf Verordnungsebene für die einzelnen Verfahrensschritte präzisieren soll.
- *Verkürzung der Rechtsmittelverfahren:* Der Ausnahmekatalog von Artikel 83 des Bundesgerichtsgesetzes wird um den Buchstaben *w* erweitert und darin der Zugang an das Bundesgericht auf Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung beschränkt. Im Unterschied zum heute geltenden Verfahren wird der Rechtsmittelweg an das Bundesgericht grundsätzlich nicht mehr offen stehen, sondern nur noch, wenn neue, bisher nicht entschiedene, rechtliche Fragestellungen auftreten oder das Bundesverwaltungsgericht von einer etablierten Bundesgerichtspraxis abweicht. Diese Lösung bietet den Vorteil, dass das Bundesverwaltungsgericht einen Grossteil der Beschwerdefälle abschliessend beurteilt und in diesen Fällen die Verfahren um mehrere Jahre verkürzt werden können. Bei Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung steht der Gang an das Bundesgericht aber nach wie vor offen. Diese Massnahme steht in Einklang mit den Zielsetzungen der Justizreform (Entlastung des Bundesgerichts) und hat lediglich einen geringfügigen Abbau des Rechtsschutzes zur Folge. Mit dem Bundesverwaltungsgericht bleibt eine Rechtsmittelinstanz, die über volle Kognition verfügt, weiterhin für die Beurteilung sämtlicher Fälle bestehen. Sofern eine Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung vorliegt, kann mittels Beschwerde an das Bundesgericht zusätzlich eine höchstrichterliche Beurteilung eingeholt werden. Eine ähnliche Lösung besteht bereits im Bereich des öffentlichen Beschaffungswesens (vgl. Art. 83 lit. f BGG). Es handelt sich um eine ausgewogene Massnahme, da einerseits dem Anliegen der Verfahrensbeschleunigung Rechnung getragen und andererseits auch das Rechtsschutzinteresse angemessen berücksichtigt wird.

Andere Massnahmen zur Beschleunigung des Rechtsmittelverfahrens wurden aus verschiedenen Gründen (erwarteter politischer Widerstand, Unvereinbarkeit mit Schweizer Rechtssystem bzw. Verfassung) nicht zur Umsetzung empfohlen.

**Schaffung der Rechtsgrundlagen für die Einführung von Smart Meters:** Basierend auf den Ergebnissen des Impact Assessment einer Einführung von Smart Metering und auf einer Analyse der internationalen Entwicklungen werden folgende Ergänzungen der gesetzlichen Bestimmungen vorgeschlagen (neuer Artikel 17a im StromVG):

- Schaffung einer Delegationsnorm, wonach der Bundesrat Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart Meters) machen kann. Der Bundesrat kann insbesondere die Netzbetreiber dazu verpflichten, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt bei allen Endverbrauchern oder gewissen Gruppen von Endverbrauchern die Installation intelligenter Messsysteme zu veranlassen.
- Schaffung einer Delegationsnorm, wonach der Bundesrat festlegen kann, welchen technischen Mindestanforderungen die intelligenten Messsysteme zu genügen haben und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen.

Bei einer Einführung von Smart Meters ist zudem die Kostentragung zu regeln. Artikel 15 Absatz 1 Strom VG soll dahingehend ergänzt werden, dass neben den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes auch die Kosten von Anschaffung, Installation und Betrieb gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme als anrechenbare Kosten gelten. Die damit einhergehende Abrechnung der Kosten für Smart Metering über das Netznutzungsentgelt entspricht im Grundsatz der heutigen Regelung, wonach Kosten für das Mess- und Informationswesen nach Artikel 8 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) als anrechenbare Kosten gelten. Die Festlegung von technischen Mindestanforderungen für intelligente Messsysteme ist wichtig, um zu verhindern, dass in eine Smart-Meter-Technologie investiert wird, die nicht in der Lage ist, den gewünschten Nutzen zu generieren.

Die Massnahmen im Bereich Smart Metering/Smart Grids bilden die Grundlage, um zusammen mit weiteren Anpassungen (z.B. im Bereich der innovativen Produktgestaltung von Strombörsen, sog. „Smart Bids“, und neuer Angebote für Endkunden) den Strommarkt zukunftsfähig gestalten zu können.

**Strategie Stromnetze:** In seinem Beschluss vom Mai 2012 hat der Bundesrat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, die mit der *Strategie Stromnetze* verbundenen Verfahren und Aufgaben mit den betroffenen Akteuren zu besprechen. Das detaillierte Konzept zur *Strategie Stromnetze* wird dem Bundesrat im Herbst 2012 vorliegen.

#### Kosten und mögliche Finanzierung

Der Bundesrat rechnet für Ausbau und Erneuerung im Übertragungsnetz und den Ausbau im Verteilnetz mit Kosten von rund 18 Milliarden Franken. Beim Übertragungsnetz schätzt das Bundesamt für Energie die Kosten der notwendigen Ausbauprojekte bis 2050 auf 2,3 bis 2,7 Milliarden Franken. Zusätzlich fallen bis 2030 rund vier Milliarden Franken für die Erneuerung des Übertragungsnetzes an. Bei den Verteilnetzen fällt bis 2050 infolge der zunehmenden dezentralen Einspeisungen ein noch höherer Ausbaubedarf an. Dieser bewegt sich je nach Szenario zwischen 3,9 und 12,6 Milliarden Franken. Diese Kosten könnten durch intelligente Steuerungen (z.B. bei der Spannungshaltung) reduziert werden. Insgesamt belaufen sich die Kosten für den Netzausbau *ohne* Erneuerungsmassnahmen bis 2050 auf rund 6,2 bis 15,3 Milliarden Franken.

Die Kosten für den Um- und Ausbau der Netze, einschliesslich einer allfälligen Einführung von Smart Metering, werden von den Netzbetreibern getragen. Diese können die Kosten unter

Berücksichtigung der Anrechenbarkeit via Netznutzungsentgelte auf die Endverbraucher überwälzen. Somit ist keine staatliche Finanzierung im Netzbereich vorgesehen.

Die neuen Prozesse im Zusammenhang mit der Erarbeitung und Umsetzung der *Strategie Stromnetze* führen beim Bundesamt für Energie, beim Bundesamt für Raumentwicklung, beim Bundesamt für Umwelt und bei der Elektrizitätskommission zu einer personellen Mehrbelastung. Die Finanzierung dieses personellen Mehraufwands soll über allgemeine Bundesmittel bzw. über verrechenbare Leistungen erfolgen.

### 1.3.5 Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie Leuchtturmprogramm

Energieforschung deckt die ganze Wertschöpfungskette von der Grundlagenforschung bis zur produktnahen Entwicklung ab. Ein zentrales Element für den Transfer von Forschungsergebnissen in den Markt sind Pilot- und Demonstrationsprojekte (P&D-Projekte). Im letzten Jahrzehnt wurden die ordentlichen Mittel für P&D-Projekte massiv gekürzt. Gemäss dem *Masterplan Cleantech Schweiz*<sup>58</sup>, aber auch gemäss dem *Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz* und der Amtsstrategie des Bundesamts für Energie soll nun die Förderung durch Pilot- und Demonstrationsprojekte wieder gestärkt werden. Die Mittel sollen substantiell erhöht werden. Es ist vorgesehen, die Vergabe eines wesentlichen Anteils der Fördermittel gemäss den Zielsetzungen des *Aktionsplans Koordinierte Energieforschung Schweiz*<sup>59</sup> durchzuführen.

Der Bundesrat hat im April 2012 einer plafonderhöhenden Verstärkung der Mittel für Pilot- und Demonstrationsprojekte im Energiebereich um fünf Millionen Franken im Jahr 2013 zugestimmt. Das Bundesamt für Energie erarbeitet zurzeit eine Strategie für die Förderung von Pilot- und Demonstrationsprojekten im Energiebereich.

Neben den bisherigen P&D-Projekten sollen neu Leuchtturmprojekte im Energiebereich gefördert werden. Dabei handelt es sich um Projekte mit „gläserner Werkstatt“, die neue Technologien und Systemlösungen bekannt machen, den Energiedialog und die Sensibilisierung in Fachkreisen und der breiten Bevölkerung fördern sowie die Markttransparenz neuer Konzepte und Technologien unterstützen. Programmleitung sowie quantitative und qualitative Zuschlagskriterien für Leuchtturmprojekte lehnen sich an die Erfahrungen aus dem bewährten P&D-Programm des Bundesamts für Energie an. Das Programm ist bis 2022 befristet. Der Bundesrat hat im April 2012 einer plafonderhöhenden Finanzierung über das ordentliche Budget des Bundes zugestimmt. Im ersten Programmjahr 2013 sollen fünf Millionen Franken, ab 2014 bis 2022 jährlich zehn Millionen Franken zur Verfügung stehen.

Gemäss dem Energiegesetz kann der Bund Projekte mit bis zu 40 Prozent der nicht amortisierbaren Mehrkosten finanzieren. Die restlichen Kosten müssen von den Projektanten bereitgestellt werden.

### 1.3.6 Vorbildfunktion des Bundes

#### Ausgangslage

<sup>58</sup> Masterplan Cleantech Schweiz 2010; Bundesamt für Berufsbildung und Technologie. Im Internet abrufbar unter [www.cleantech.admin.ch](http://www.cleantech.admin.ch).

<sup>59</sup> Botschaft zum Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz, Staatssekretariat für Bildung und Forschung.



Der Bund, der für rund zwei Prozent des schweizerischen Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich ist, soll künftig mit geeigneten Massnahmen den Energieverbrauch senken und optimieren. Damit nimmt der Bund seine Vorbildfunktion im Hinblick auf die Massnahmen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 wahr. Die Ebene Bund umfasst die Bundesverwaltung, den gesamten ETH-Bereich und die bundesnahen Unternehmen, die vom Bundesrat strategisch geführt werden (Post, SBB, Skyguide und Swisscom – später weitere).

### Zielsetzung

Die Bundesverwaltung, inklusive des Gebäudeparks des diplomatischen Aussennetzes, der ETH-Bereich und die bundesnahen Unternehmen sollen mit gutem Beispiel voran gehen. Angestrebt wird bis 2020 die Energieeffizienz (je nach Bereich gemessen im Verhältnis zu Full-Time-Equivalent FTE, gefahrene Passagierkilometer etc.) um 25 Prozent zu steigern (Basisjahr 2006). Dazu sollen entsprechende Leistungsaufträge definiert werden. Die bestehenden Ziele und Massnahmen der entsprechenden Organisationseinheiten sollen stärker auf die Ziele der Energiestrategie ausgerichtet werden. Einzubeziehen sind die Verwaltungstätigkeiten, die Dienstleistungen und Produkte sowie das Benutzerverhalten der Mitarbeitenden. Die Massnahmen sind von den jeweiligen Organisationen umzusetzen und zu finanzieren.

### Massnahmen

Die geplanten Massnahmen bauen auf bestehenden Strukturen (RUMBA und Grossverbraucher des Bundes GVB) sowie verschiedenen Arbeiten und Programmen auf. Zur Gesamtsteuerung und Koordination der Vorbildfunktion Bund im Energiebereich soll eine neue Koordinationsgruppe geschaffen werden. Die Koordinationsgruppe definiert konsensual den *Aktionsplan der Vorbildfunktion Bund* für die Energiestrategie und koordiniert die Kommunikation der Ergebnisse. Zudem soll beim Bundesamt für Energie eine neue Geschäftsstelle *Vorbildfunktion Bund im Energiebereich* geschaffen werden. Die genannten Organisationseinheiten werden beim Optimieren des Energieverbrauchs von der neuen Geschäftsstelle begleitet und unterstützt.

Es sind folgende Basisinstrumente vorgesehen:

- Im Rahmen der *Organisationsentwicklung des Energie- und Umweltmanagements* sollen alle Organisationseinheiten systematisch erfasst werden, die durch den Bund beeinflusst werden können. Durch die Bezeichnung eines bundesweiten Energie- und Umweltbeauftragten soll eine verstärkte Identifikation und Wahrnehmung des Energie- und Umweltmanagements geschaffen werden.
- Es soll eine *Übersicht über die relevanten Energieträger und Energienutzungen* geschaffen werden. Dazu werden einheitliche Grundsätze für die Erhebungen und Abgrenzungen definiert und Doppelerhebungen und -rapportierungen vermieden.
- Die vorhandenen Zielsetzungen sollen im Hinblick auf die Energiestrategie systematisch überprüft werden. Bestehende Zielvereinbarungen sollen weitergeführt, verstärkt und verbindlicher werden. Zur *Überprüfung der Zielerreichung* sollen geeignete, gut kommunizierbare Indikatoren definiert werden. Die Systematisierung der Zielerreichung ermöglicht positive und negative Anreize (Sanktionen).
- Die Mitarbeitenden sollen *verstärkt sensibilisiert* werden. Es sollen Kampagnen entwickelt werden, die den Organisationseinheiten Bausteine für erfolgreiche Sensibilisierungskampagnen liefern.
- Die künftige *Berichterstattung* soll attraktiver, zielgruppenorientierter und konzentrierter erfolgen. Die erfolgreichen Aktivitäten des Bundes sollen zeigen, dass ein

konsequentes Umsetzen der Energiestrategie 2050 möglich ist und die weiteren Zielgruppen zu eigenen Leistungen motivieren.

Die Sofortmassnahmen werden aufgrund ihrer unterschiedlichen Wirkungszeit unterschieden:

- Die *kurzfristig wirkenden Sofortmassnahmen* erreichen ihre Wirkung innerhalb kurzer Zeit, teilweise sind sie sogar sofort wirksam. Sie zielen auf die Bereiche Gebäude (Betriebsoptimierungen, Energiebuchhaltung, DISPLAY), Mobilität (Autoflotte, Koordination von Dienstreisen, Zug statt Flug), Informatik und Geräte, Sensibilisierung sowie Beschaffung von Ökostrom. Die meisten dieser Massnahmen müssen laufend oder periodisch wiederkehrend durchgeführt werden, damit deren Effekt erhalten bleibt.
- Mit *mittel- bis langfristig wirkenden Sofortmassnahmen* sollen in erster Linie Standards festgelegt werden. Die Massnahmen können ihre Wirkung nur über einen längeren Zeitraum vollständig entfalten, da die betroffenen Bereiche lange Erneuerungszyklen aufweisen. Solche Massnahmen sind in den Bereichen Gebäude (Standards für vorbildliche Neubauten und Sanierungen, Beleuchtungskonzepte, erneuerbare Energien) und Rechenzentren vorgesehen.

#### Kosten und Finanzierung

Für die beschriebenen Basisinstrumente werden zusätzliche Kosten von jährlich zwei Millionen Franken veranschlagt, dazu kommt die Finanzierung der Geschäftsstelle, welche mit einem 50 Prozent Pensum besetzt werden soll. Die Sofortmassnahmen sollen über die ordentlichen Budgets der verschiedenen Organisationseinheiten umgesetzt und finanziert werden.

### **1.3.7 Programm EnergieSchweiz**

#### Ausgangslage

EnergieSchweiz ist das partnerschaftliche Programm für unterstützende Massnahmen im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Das Programm wurde 2001 gestartet und im Jahr 50 vom Bundesrat für zehn weitere Jahre verlängert. Es fördert und verstärkt die Umsetzung von gesetzlichen, marktwirtschaftlichen und freiwilligen Massnahmen in Haushalten, Gemeinden, Städten, Gewerbe und Industrie mit innovativen Projekten, Partnerschaften, Beratungsinitiativen und weiteren Aktivitäten. Insbesondere zur beschleunigten Markteinführung und Verbreitung neuer Technologien werden Massnahmen zur sparsamen und rationellen Energienutzung und zur Nutzung erneuerbaren Energien finanziell unterstützt. Dies geschieht in enger Zusammenarbeit mit den Partnern aus Bund, Kantonen, Gemeinden, Wirtschaft, Umwelt- und Konsumentenorganisationen sowie mit privatwirtschaftlichen Agenturen. Das Programm stellt einen integralen Bestandteil des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 dar. Sämtliche unterstützenden Massnahmen sollen unter dem Dach von EnergieSchweiz umgesetzt werden.

#### Zielsetzung

EnergieSchweiz soll die Wirkung der regulativen und der marktwirtschaftlichen Massnahmen sowie der Fördermassnahmen des ersten Massnahmenpakets verstärken und damit einen wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien leisten.

- EnergieSchweiz unterstützt und ergänzt mit Sensibilisierung, Information und Beratung, Aus- und Weiterbildung, Qualitätssicherung, Vernetzung und fortschrittlichen

Projekten die übrigen Massnahmen der Energiestrategie 2050 im Sinne eines wirksamen und effizienten Massnahmen-Mixes. Das Programm zielt vor allem auf den Abbau von nicht preislichen Hemmnissen und entsprechenden Transaktionskosten, die der Realisierung von Effizienzmassnahmen und der Ausschöpfung des Potenzials an erneuerbaren Energien entgegenstehen. EnergieSchweiz fördert als Impulsgeber innovative Projekte, die auf das energiebewusste Verhalten spezifischer Zielgruppen abzielen.

- EnergieSchweiz soll entscheidend zur marktkonformen Entwicklung, Einführung und Verbreitung von neuen Technologien und innovativen Anwendungen sowie zur Schaffung nachhaltiger Arbeitsplätze in diesen Bereichen beitragen. Zu diesem Zweck werden innovative Projekte auch finanziell unterstützt. EnergieSchweiz ist die nationale Plattform zur Vernetzung, Koordination und für den Know-how Austausch.

### Massnahmen

Die bisherigen Schwerpunkte von EnergieSchweiz werden beibehalten. Bei der Verstärkung des Programms werden jedoch im Hinblick auf die Ziele der Energiestrategie und zur möglichst optimalen Ergänzung der übrigen Massnahmen neue Prioritäten gesetzt. Insbesondere sollen die Potenziale in den Bereichen effiziente Mobilität, Stromeffizienz und Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien stärker ausgeschöpft werden. Zudem sollen die Gemeinden verstärkt in der Ausschöpfung ihres energiepolitischen Handlungsspielraums unterstützt und die Anstrengungen in der Aus- und Weiterbildung intensiviert werden:

- Die Massnahmen im Schwerpunkt Erneuerbare Energien dienen der gezielten Ergänzung der Fördermassnahmen und sollten damit einen wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung in diesem Bereich leisten.
- Der *Aus- und Weiterbildung* kommt eine spezielle Bedeutung zu. Sie muss *verstärkt und flächendeckend ausgeweitet* werden, damit genügend Fachleute für die Umsetzung sämtlicher Massnahmen der Energiestrategie zur Verfügung stehen (Bildungsinitiative).
- Gemeinden und Städte sollen im Rahmen der Energiestrategie ihre Vorbildfunktion konsequenter wahrnehmen, speziell auch im Hinblick auf die Umsetzung des Konzepts der 2000-Watt-Gesellschaft auf kommunaler Ebene. Dazu soll das Programm *EnergieSchweiz für Gemeinden verstärkt* werden.
- Da die Reduktion des Energieverbrauchs der Mobilität für die Erreichung der Klimaziele von entscheidender Bedeutung ist, soll der entsprechende Beitrag von EnergieSchweiz deutlich erhöht werden.
- Der Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen in Haushalten und der Wirtschaft wird ebenfalls eine höhere Priorität beigemessen. Entsprechend werden die Aktivitäten von EnergieSchweiz in den Schwerpunkten Elektrogeräte sowie Industrie und Dienstleistungen stark ausgebaut.
- In den Schwerpunkten Gebäude und Kommunikation sollen die Mittel weniger stark erhöht werden. Zu berücksichtigen ist, dass im Gebäudebereich bereits eine deutliche Verschärfung der kantonalen Vorschriften (Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich MuKEN) und ein markanter Ausbau des Gebäudeprogramms geplant sind.

### Kosten und Finanzierung

Der bestehende Finanzplan sieht für EnergieSchweiz für die nächsten Jahre 26 Millionen Franken pro Jahr vor. Die integrale Umsetzung und Verstärkung sämtlicher unterstützender Massnahmen unter dem Dach von EnergieSchweiz erfordert zusätzliche Mittel. Der Ausbau erfolgt stufenweise: zusätzliche zehn Millionen Franken im Jahr 2013, 20 Millionen Franken im Jahr 2014 und ab 2015 jährlich 29 Millionen Franken, so dass ab 2015 insgesamt 55 Millionen Franken pro Jahr zur Verfügung stehen werden.

## **1.4 Zweite Etappe der Energiestrategie 2050**

### **Zielsetzung**

Für die Zeit nach 2020 soll eine weitere Etappe konzipiert werden, in der gemeinsam mit der Weiterentwicklung der Klimapolitik die Energiepolitik strategisch neu ausgerichtet wird. Hierfür soll eine Energieabgabe auf sämtliche Energieträger mit Rückerstattung an Wirtschaft und Bevölkerung geprüft werden. Der Übergang vom bestehenden Förder- hin zu einem Lenkungssystem soll fliessend und innerhalb einer vertretbaren Übergangsfrist stattfinden. Die Förderung soll dabei sowohl zeitlich wie auch finanziell begrenzt werden. Sobald die im Vorfeld vom Bund festgelegten Energie- und Klimaziele erreicht worden sind, wäre die Energieabgabe entsprechend zu kürzen. Strategische Entscheide im Bezug auf diese zweite Phase werden in Zusammenarbeit mit dem Eidgenössischen Finanzdepartement (EFD) konkretisiert.

### **Energieabgabe**

Die heutige CO<sub>2</sub>-Abgabe und der EnG-Zuschlag zur Finanzierung der kostendeckenden Einspeisevergütung soll nach 2020 zu einer Energieabgabe zusammengeführt werden. Sie dient primär der Finanzierung der Fördermassnahmen und kann im Falle, dass die Ziele nicht erreicht werden mit einer Lenkungs Komponente ergänzt werden. Die nicht für die Förderung benötigten Einnahmen werden gemäss des Mechanismus des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vom 8. Oktober 1999 (CO<sub>2</sub>-Gesetz, SR 641.71) an Wirtschaft und Haushalte rückverteilt. Je nach Marktentwicklung und bei Zielerreichung kann die Energieabgabe wieder reduziert werden.

Die Energieabgabe dient somit zur Finanzierung der Fördermassnahmen sowie als Instrument zur Steuerung des Gesamtenergieverbrauchs durch Energieeffizienz und den sparsamen Umgang mit Energie gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 sowie den nationalen Klimazielen. Durch die haushaltsneutrale Ausgestaltung sollen die Ziele ohne zusätzliche Belastung der Steuerzahler erreicht werden.

Die Energieabgabe soll grundsätzlich sowohl elektrischen Strom als auch Brenn- und Treibstoffe erfassen, wobei die Abgabesätze auf den einzelnen Energieträger unabhängig voneinander festgelegt werden können. Um die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu berücksichtigen, setzt sich der Abgabesatz bei den Brenn- und Treibstoffen aus zwei Teilen zusammen, nämlich einem energiegehaltsbasierten und einem CO<sub>2</sub>-basierten Teil. Mit dem CO<sub>2</sub>-basierten Teil sollen unerwünschte Substitutionen hin zu Energieträgern mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren vermieden werden. Wie die einzelnen Anteile zu gewichten sind, wird sich aus den Zielsetzungen der Energie- und Klimapolitik ergeben. Der Abgabesatz beim Strom bemisst sich aufgrund des Energiegehalts. Beim Strom wird die an die Endverbraucher gelieferte Menge belastet, bei den Brenn- und Treibstoffen die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Menge. Die Höhe der Energieabgabe bemisst sich beim Strom nur nach dem Verbrauch (in Franken pro Kilowattstunde), bei den Brenn- und Treibstoffen nach dem Energiegehalt (in Franken pro Gigajoule) und dem CO<sub>2</sub>-Gehalt (in Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>). Angesichts vllzugstechnischer Schwierigkeiten bei der Erfassung der erneuerbaren Brennstoffe zur Wärme-

gewinnung (Biomasse, inkl. Holz) ist zu prüfen, ob die Energieabgabe alternativ nur den aus erneuerbaren Brennstoffen gewonnen Strom erfassen soll.

Unternehmen, die aufgrund der Belastung durch die CO<sub>2</sub>-Abgabe existentiell gefährdet oder in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt sind bzw. einen jährlichen Stromverbrauch von mehr als 0,5 GWh vorweisen, sollen die Möglichkeit haben, sich von der Energieabgabe befreien zu lassen. Sie verpflichten sich gegenüber dem Bund, ihren Energieverbrauch und ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoss über einen gewissen Zeitraum in einem bestimmten Umfang zu vermindern und regelmässig darüber Bericht zu erstatten. Die bestehenden Regelungen und Verfahren im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Abgabe sowie des EnG-Zuschlages werden berücksichtigt und soweit möglich und sinnvoll genutzt. Um eine Doppelbelastung von Unternehmen, die in ein Emissionshandelssystem (EHS) integriert sind, zu vermeiden, erhalten diese den CO<sub>2</sub>-Teil der Abgabe auf Brennstoffe zurückerstattet. Wollen sie sich auch für den Energiegehaltsteil der Abgabe auf Brennstoffe (und ggf. Treibstoffe), welcher nicht im EHS eingebunden ist und/oder von der Abgabe auf Strom befreien lassen, gelten für sie dieselben Voraussetzungen wie für die übrigen energieintensiven Unternehmen. Mit Hilfe von Rückerstattungen sollen Doppelbelastungen auch bei fossil-thermischen Stromerzeugungsanlagen verhindert werden. Ohne eine solche Rückerstattung würde sowohl der fossile Input wie die produzierte Elektrizität belastet.

### **Übergangsphase von Förderung zur Lenkung**

Bei einem allfälligen Übergang von Förderung zu Lenkung kommt der Übergangsphase eine bedeutende Rolle zu. Ein Teil der Einnahmen aus der Energieabgabe dient in einer Übergangsphase weiterhin zur Finanzierung der bestehenden Förderinstrumente (insb. KEV und Gebäudeprogramm). Der Rest wird – analog dem geltenden CO<sub>2</sub>-Gesetz – gemäss dem Anteil an den Einnahmen an die Bevölkerung und an die Unternehmen rückverteilt. Langfristig und je nach Marktentwicklung soll die bestehende Förderung schrittweise abgebaut und die Energieabgabe als reines Lenkungsinstrument ohne Zweckbindung für Fördermassnahmen verwendet werden. Die Förderung soll dabei sowohl zeitlich wie auch finanziell begrenzt werden. Sind die festgelegten Energie- und Klimaziele erreicht worden, ist die Energieabgabe entsprechend zu reduzieren.

In diesem Prozess sollen die Planbarkeit und die Investitionssicherheit zu jeder Zeit und im höchstmöglichen Masse gewährleistet sein. Die Reduktion der Förderung soll anhand von definierten Kriterien und Schwellenwerten erfolgen, welche insbesondere Zielerreichung und Marktgeschehen umfassen. Somit bleibt die Energieabgabe ein effizientes Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz bis ein durch den Bund vereinbartes Ziel erreicht wird (u.a. die Marktreife bestimmter Technologien). Die Instrumente werden zusätzlich periodisch im Hinblick auf Effizienz, Effektivität und das Zusammenspiel mit anderen Instrumenten evaluiert. Ein regelmässiges Monitoring verfolgt die Zielerreichung. Die Energieabgabe soll ab dem 1. Januar 2021 erhoben werden. Die Absenkung der aus der Energieabgabe finanzierten Fördermittel orientiert sich an der Energie- und Klimapolitik. Die Höhe der Energieabgabe wird gesetzlich festgelegt.

### **Rechtliche Umsetzung**

Die Weiterentwicklung der CO<sub>2</sub>-Abgabe und des EnG-Zuschlages zu einer Energieabgabe erfordert eine neue Verfassungsgrundlage, da der primäre Zweck der Abgabe die Finanzierung von Fördermassnahmen vorsieht.

## 1.5 Verhältnis zur ökologischen Steuerreform

Der Bundesrat hat im November 2011 entschieden, den Umbau des Steuersystems im Sinne einer ökologischen Steuerreform vertieft zu prüfen. Die Reform sieht vor, dass Energieverbrauch und Umweltverschmutzung stärker belastet, die Produktionsfaktoren Arbeit und Investitionen dagegen entlastet werden. Die Haushalte und Unternehmen sollen dabei insgesamt nicht mehr Steuern bezahlen. Der Ertrag aus der ökologischen Steuerreform würde durch Steuer- und Abgabensenkungen kompensiert und teilweise an die Haushalte und die Unternehmen zurückverteilt. Aus Sicht des Bundesrats könnte die ökologische Steuerreform ein wichtiges Instrument zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 sein. Die Ausarbeitung der ökologischen Steuerreform wird federführend vom Finanzdepartement (EFD) in Zusammenarbeit mit dem Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) sowie dem Volkswirtschaftsdepartement (EVD) erarbeitet.

## 1.6 Energetische Wirkung des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050

Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat die Wirkung des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050, wie es in Ziffer 1.3 beschrieben ist, anhand der Energieperspektiven 2050 (vgl. Ziffer 1.2.1) abschätzen lassen<sup>60</sup>. Dabei wurden sowohl die Wirkungen des Massnahmenpakets – nachfolgend als *Politische Massnahmen des Bundesrats* bezeichnet – wie auch der Politikvarianten *Weiter wie bisher* sowie *Neue Energiepolitik* (vgl. Ziffer 1.2.1) für die Jahre 2020, 2035 und 2050 abgeschätzt und miteinander verglichen.

Die Politikvariante *Neue Energiepolitik* bildet das Zielszenario, das sich am Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011 orientiert. Dieser sieht einen Ausstieg aus der Kernenergie mit Stilllegung der bestehenden fünf Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer von geschätzten 50 Jahren vor. Auch die bei der Analyse der Politikvarianten verwendeten Elektrizitätsangebotsvarianten – diese geben an, wie der Kraftwerkspark zum Schliessen des künftigen Stromdeckungsbedarfs bis 2020, 2035 und 2050 erweitert wird – wurden entsprechend dem Ausstiegsentscheid des Bundesrats vom Mai 2011 definiert (Stromangebotsvariante 2, vgl. Ziffer 1.2).

<sup>60</sup> Die Energieperspektiven 2050, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und Ecoplan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energieperspektiven 2050.

Nachstehende Tabelle 1 gibt eine Übersicht der Ausgestaltung der drei Politikvarianten *Weiter wie bisher*, *Politische Massnahmen des Bundesrats* sowie *Neue Energiepolitik*.

Tabelle 1: Ausgestaltung der Politikvarianten

Weiter wie bisher	Pakete Massnahmen Bundesrat	Neue Energiepolitik
<b>Private Haushalte, Gebäude</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• moderate Fortschreibung MuKEN</li> <li>• Gebäudeprogramm 200 Mio. Fr.</li> <li>• Förderung Erneuerbare aus Gebäudeprogramm</li> <li>• moderate Fortschreibung Standards</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verschärfung MuKEN</li> <li>• Ersatz Widerstandsheizungen</li> <li>• Gebäudeprogramm 300 Mio. Fr. ab 2014</li> <li>• 600 Mio. Fr. ab 2015</li> <li>• Standardverschärfungen Geräte, Haustechnik</li> <li>• Ersatzneubauten</li> <li>• SIA 380/4 in Mehrfamilienhäusern und gemischten Wohngebäuden verbindlich</li> </ul>	<p><b>strategische Oberziele:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 1-1.5 t pro Kopf.</li> <li>• begrenzte nachhaltige Biomassepotenziale</li> </ul> <p><b>abgeleitete strategische Voraussetzungen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Effizienz vor Erneuerbare</li> <li>• Raumwärme wegsparen</li> </ul>
<b>Industrie und Dienstleistungen</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• wettbewerbliche Ausschreibungen 16 - 27 Mio. CHF/a</li> <li>• freiwillige Selbstverpflichtungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wettbewerbliche Ausschreibungen 100 Mio. Fr. pro Jahr</li> <li>• Effizienzboni bzw. auf CO<sub>2</sub>-Abgabe und KEV-Umlage</li> <li>• Optimierung Gebäudebetrieb</li> <li>• Förderung ORC-Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromeffizienz wesentlich (u.a. Kühlung)</li> <li>• Elektromobilität notwendig</li> <li>• Biomassen prioritär in Güterverkehr und WKK - Stromproduktion</li> </ul>
<b>Verkehr</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissionsgrenzwerte EU-Richtlinie (130/95 g CO<sub>2</sub>/km) in 2030 erreicht</li> <li>• Effizienzverbesserung Verkehrsgestaltung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• verschärfte Flottengrenzwerte Emissionsgrenzwerte EU-Richtlinie (130/95 g CO<sub>2</sub>/km) in 2020 erreicht, (35 g CO<sub>2</sub>/km in 2050)</li> <li>• Verkehrsorganisation</li> </ul>	

Quellen: BFE, Prognos 2012

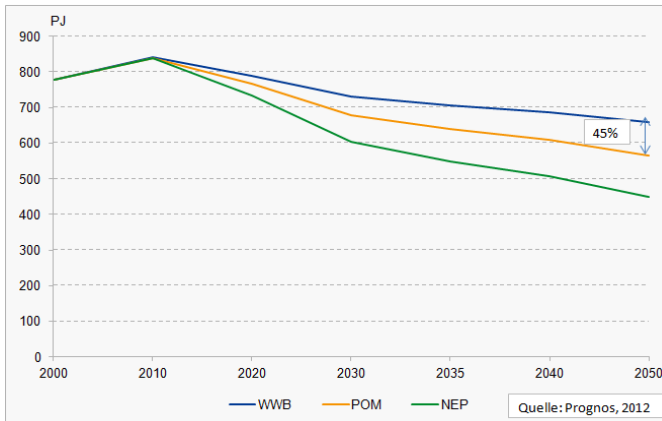
Die detaillierten Resultate zu den energetischen Wirkungen der drei Politikvarianten sind dem Bericht *Die Energieperspektiven 2050*<sup>61</sup> des Bundesamts für Energie zu entnehmen. Nachfolgende Erläuterungen beziehen sich deshalb hauptsächlich auf die energetischen Wirkungen des vorliegenden Massnahmenpakets (*Politische Massnahmen des Bundesrats*), die mit den Zielsetzungen des Bundesrats im Bereich der Reduktion des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen verglichen werden (Zielszenario *Neue Energiepolitik*).

<sup>61</sup> Die Energieperspektiven 2050, Bundesamt für Energie, Prognos AG, Basel und Ecoplan AG, Bern. Abrufbar im Internet unter: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch), Rubrik Energieperspektiven 2050.

## 1.6.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Allein mit dem vorliegenden ersten Massnahmenpaket können ohne Technologiesprünge und mit internationaler Zusammenarbeit auf heutigem Niveau die langfristigen Ziele der neuen Energiepolitik beim *Endenergieverbrauch* zu rund 45 Prozent erreicht werden (siehe Grafik 4). Dabei wird auch berücksichtigt, dass die Wirkung der Massnahmenpakete im Laufe der Zeit abnimmt.

Grafik 4: Endenergieverbrauch 2000 bis 2050 der Szenarien *Weiter wie bisher* (WWB); *Politische Massnahmen Bundesrat* (POM) und *Neue Energiepolitik* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh).



Wie aus der Tabelle 2 ersichtlich ist, liegt der Endenergieverbrauch aufgrund des vorliegenden Massnahmenpakets im Jahr 2020 bei 213 TWh (767 PJ), im Jahr 2035 bei 178 TWh (639 PJ) und 2050 bei 157 TWh (565 PJ). Damit sinkt die Endenergienachfrage bereits bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 um 8,8 Prozent. Ab 2020 beschleunigt sich die Wirkung, so dass sich die Endenergienachfrage bis 2035 um 24 Prozent und bis 2050 um 32,8 Prozent im Vergleich zu 2010 reduziert. Beim Endenergieverbrauch werden die Ziele bis 2020 zu 39 Prozent, bis 2035 zu 43 Prozent und bis 2050 zu 45 Prozent erreicht.

Tabelle 2: Endenergieverbrauch in den Szenarien und Wirkung der Massnahmenpakete im Vergleich zum Szenario *Neue Energiepolitik*.

Szenario	Endenergieverbrauch in PJ/ in TWh				Δ in % im Vergleich zu 2010		
	2010	2020	2035	2050	2020	2035	2050
„Massnahmen“ PJ	841	767	639	565	-8.8	-24.0	-32.8
„Massnahmen“ TWh	234	213	178	157	-8.8	-24.0	-32.8
„Weiter wie bisher“ in PJ	841	788	706	658	-6.3	-16.0	-21.7
„Weiter wie bisher“ TWh	234	219	196	183	-6.3	-16.0	-21.7
„Neue Energiepolitik“ in PJ	841	734	549	451	-12.7	-34.7	-46.4
„Neue Energiepolitik“ in TWh	234	204	152	125	-12.7	-34.7	-46.4
Zielerreichung in % der Differenz „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“		39%	43%	45%			

Quelle: Prognos, Juni 2012

Werden die vorliegenden Massnahmen in allen Bereichen konsequent umgesetzt, wird sich in



den Jahren 2020, 2035 und 2050 der Endenergieverbrauch in der Schweiz mutmasslich wie in Tabelle 3 dargestellt zusammensetzen. Der Anteil fossiler Energieträger sinkt deutlich. Dies insbesondere aufgrund des Gebäudeprogramms, das über die Zeitachse seine volle Wirkung entfaltet. Gleichzeitig ist ersichtlich, dass der Anteil der Elektrizität am Energiemix bis 2050 ansteigt. Auf der einen Seite bewirkt das Bevölkerungswachstum eine Mehrnachfrage nach Elektrizität, andererseits wirkt sich die Elektrifizierung des Strassenverkehrs ab 2035 verstärkt auf die Elektrizitätsnachfrage aus.

Tabelle 3: Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* Energieverbrauch nach Energieträgern in PJ (3,6 PJ = 1 TWh) und Anteile in Prozent.

Energieträger	Verbrauch in PJ					Anteil in % am Jahresverbrauch			
	2000	2010	2020	2035	2050	2010	2020	2035	2050
Elektrizität*	185	212	211	208	219	25%	28%	33%	39%
Heizölprodukte	207	194	130	67	38	23%	17%	10%	7%
Sonstige Erdölprodukte	6	4	5	4	4	0.5%	0.6%	0.7%	0.7%
Erdgas	87	108	107	88	70	13%	14%	14%	12%
Kohle	6	6	6	4	3	1%	0.8%	0.7%	0.5%
Fernwärme*	13	17	22	25	21	2%	3%	4%	4%
Holz	27	37	38	35	29	4%	5%	5%	5%
(Industrie-)Abfälle	10	10	10	9	8	1%	1%	1%	1%
Solarwärme	1	1	4	10	15	0%	1%	2%	3%
Umgebungswärme	4	11	22	35	37	1%	3%	6%	7%
Biogas, Klärgas	1	2	2	3	3	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%
Benzin	169	135	92	56	39	16%	12%	9%	7%
Diesel	56	99	97	73	56	12%	13%	11%	10%
Flugtreibstoffe	4	3	3	3	3	0.4%	0.4%	0.5%	0.6%
Flüssige Biotreibstoffe	0	0	16	16	16	0.0%	2.0%	2.5%	2.8%
Erdgas als Treibstoff	0	0	0	1	1	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
Biogas als Treibstoff	0	0	0	1	1	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
Wasserstoff	0	0	0	0	3	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%
<b>Insgesamt</b>	<b>777</b>	<b>841</b>	<b>767</b>	<b>639</b>	<b>565</b>				

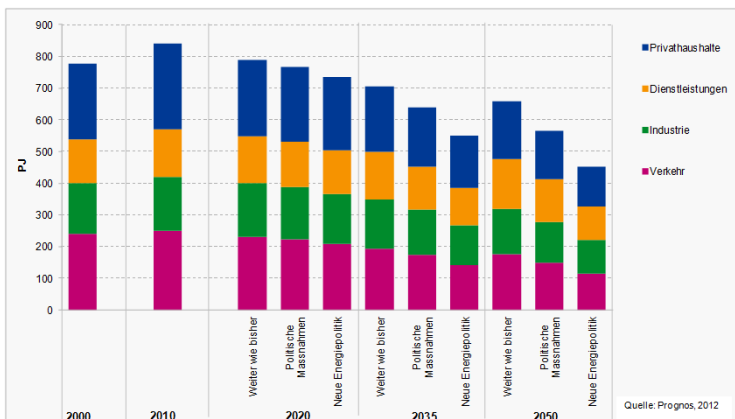
3,6 PJ = 1 TWh

Quelle Prognos 2012

Nach *Sektoren* gegliedert werden mit den vorliegenden Massnahmen sowohl beim Endenergie- als auch beim Stromverbrauch unterschiedliche Wirkungen erzielt (siehe Grafik 5):

- Im Sektor *Haushalte* wirken sich die Massnahmen im *Bereich des Endenergieverbrauchs* stärker aus als in den Sektoren *Industrie & Dienstleistungen* sowie *Verkehr*. Der Grund liegt darin, dass der Energieverbrauch in den Haushalten hauptsächlich in den Gebäuden stattfindet und mit dem verstärkten Gebäudeprogramm (vgl. Ziffer 1.3.1) ein wirkungsvolles Instrument vorliegt. Damit werden die Ziele des Bundesrats bis 2050 zu 52 Prozent erreicht (2020: 46%; 2035 45%). Das Gebäudeprogramm wirkt auch im Sektor *Industrie & Dienstleistungen*, allerdings dämpfen hier andere Anwendungen (Antriebe, Prozesse, etc.) diesen Einfluss, so dass die Ziele bis 2050 zu 41 Prozent erreicht werden (2020: 50%; 2035 44%). Da die Wirkungen der Massnahmen im Laufe der Zeit abnehmen, sinkt der Zielerreichungsgrad des Sektors *Industrie & Dienstleistungen* im Laufe der Zeit.
- Im Sektor *Verkehr* führen insbesondere die vorgesehenen Verbrauchsvorschriften dazu, dass beim Endenergieverbrauch im Bereich der Mobilität die Ziele des Bundesrats bis 2050 zu 44 Prozent erreicht werden (2020: 26%; 2035 39%). Im Sektor *Verkehr* bewirkt die in den Szenarien *Politische Massnahmen Bundesrat* und *Neue Energiepolitik* ab 2035 verstärkte Verwendung von Strom an Stelle von fossilen Treibstoffen eine Abnahme der Energienachfrage.

Grafik 5: Endenergieverbrauch nach Szenarien und nach Wirtschaftssectoren in PJ (3,6 PJ = 1 TWh), 2010 bis 2050.



In der Gliederung des Energieverbrauches nach Verwendungszwecken im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* (siehe Tabelle 4) weisen die Verbrauchsentwicklungen von Raumwärme und Mobilität den grössten Rückgang des Verbrauches aus. Ebenfalls einen Rückgang weisen die Prozesswärme und die Beleuchtung auf. Zunahmen weisen Verwendungszwecke auf, welche auf das Bevölkerungswachstum und auf die Wirtschaftsentwicklung stark reagieren und bei denen die Mengeneffekte die Effizienzfortschritte übertreffen.

Tabelle 4: Energieverbrauch nach Verwendungszwecken in PJ, Veränderungen gegenüber 2010 und Zielerreichung in Prozent der Differenz Energieverbrauch 2050 von *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*.

Verwendungszweck	Verbrauch in PJ					Veränderung gegenüber 2010 in %			Zielerreichung in % der Differenz Verbrauch WWB und NEP		
	2000	2010	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Raumwärme	271	302	256	193	141	-14.9	-35.9	-53.1	39%	43%	50%
Warmwasser	45	46	48	46	46	4.3	1.0	-0.4	9%	32%	27%
Prozesswärme	92	99	94	80	70	-4.7	-18.7	-28.7	31%	26%	27%
Beleuchtung	25	27	23	20	18	-15.6	-27.1	-31.3	46%	44%	38%
Klima, Lüftung & Haustechnik	19	22	26	33	44	19.2	47.4	98.1	46%	45%	53%
I&K, Unterhaltungsmedien	8	10	10	10	11	0.3	1.5	4.1	52%	51%	46%
Antriebe, Prozesse	67	74	71	67	68	-3.4	-9.1	-7.5	251%	78%	56%
Mobilität Inland	239	250	224	174	150	-10.4	-30.2	-39.9	26%	39%	44%
sonstige	11	13	14	16	17	15.2	27.3	35.9	116%	37%	22%
<b>Total Endenergieverbrauch</b>	<b>777</b>	<b>841</b>	<b>767</b>	<b>639</b>	<b>565</b>	<b>-8.8</b>	<b>-24.0</b>	<b>-32.8</b>	<b>39%</b>	<b>43%</b>	<b>45%</b>

3,6 PJ = 1 TWh

Quelle Prognos 2012

Um die Wirkungen des Massnahmenpakets detaillierter aufzuschlüsseln, werden die in den Energieperspektiven unterschiedenen Verwendungszwecke der Energienachfrage in die Bereiche *Gebäude*, *Industrie & Dienstleistungen* und *Mobilität* zusammengefasst. Zusätzlich ist für die Elektrizitätsnachfrage ein Bereich *Geräte* definiert worden (siehe Tabelle 5). Es gilt dabei zu beachten, dass die Verwendungszwecke nicht immer eindeutig einem Wirtschaftssektor zugeordnet werden können. Beispielsweise wird auch im Nichtgebäudebereich Energie

für Beleuchtung verwendet oder Unterhaltungsmedien werden in der Industrie, im Dienstleistungssektor, in den Haushalten und im Verkehr verwendet. Der Bereich *Geräte* wird bei der Energienachfrage nicht getrennt ausgewiesen, sondern ist in den Prozessen enthalten und deshalb in den Bereich *Industrie & Dienstleistungen* integriert. Daher sind auch Haushaltsgeräte wie Tumbler und Waschmaschinen darin enthalten. Beim Elektrizitätsverbrauch werden die *Geräte* getrennt ausgewiesen.

Tabelle 5: Verwendungszwecke gegliedert nach den Gruppen *Gebäude, Industrie & Dienstleistungen, Mobilität* und *Geräte* (Elektrizitätsnachfrage)

<b>Gebäudebereich:</b>	Raumwärme Warmwasser Beleuchtung Klima, Lüftung & Haustechnik
<b>Industrie und Dienstleistungen:</b>	Antriebe, Prozesse Prozesswärme sonstige
<b>Mobilität:</b>	Mobilität Inland
<b>Geräte (Elektrizitätsnachfrage):</b>	I&K, Unterhaltungsmedien Kochen

Quelle: Prognos 2012

Die im Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats* vorgeschlagenen Massnahmen – bis 2050 weitergeführt – bewirken für die aus den Verwendungszwecken zusammengestellten Verbrauchsgruppen *Gebäude, Mobilität, Industrie & Dienstleistungen* unterschiedliche Reduktionen des Energieverbrauches bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2010. Die Zielerreichung gemessen an der Differenz zwischen dem Verbrauch des Szenarios *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik* liegt für alle Gruppen zwischen 42 und 47 Prozent (Tabelle 6).

Tabelle 6: Energieverbrauch gegliedert nach den Gruppen *Gebäude, Industrie & Dienstleistungen, Mobilität* in PJ, Veränderung in Prozent zum Jahre 2010, Zielerreichung in Prozent der Differenz Energieverbrauch 2050 von *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*.

Gruppen	Verbrauch in PJ					Veränderung gegenüber 2010 in %			Zielerreichung in % der Differenz Verbrauch WWB und NEP		
	2000	2010	2020	2035	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Total Gebäude PJ	360	396	353	291	249	-10.9	-26.4	-37.1	38%	43%	47%
Total Mobilität PJ	239	250	224	174	150	-10.4	-30.2	-39.9	26%	39%	44%
Total Industrie, DL PJ	178	195	190	173	166	-2.7	-11.1	-14.8	72%	48%	42%
<b>Total Endenergieverbrauch</b>	<b>777</b>	<b>841</b>	<b>767</b>	<b>639</b>	<b>565</b>	<b>-8.8</b>	<b>-24.0</b>	<b>-32.8</b>	<b>39%</b>	<b>43%</b>	<b>45%</b>

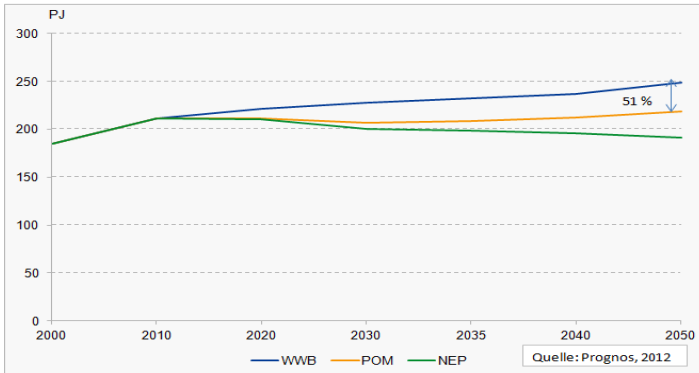
3,6 PJ = 1 TWh

Quelle Prognos 2012

## 1.6.2 Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs

Bei der *Elektrizitätsnachfrage* werden die Ziele bis 2020 zu 94 Prozent, bis 2035 zu 70 Prozent und bis 2050 zu 51 Prozent erreicht (vgl. Grafik 6 bzw. Tabelle 7).

Grafik 6: Elektrizitätsverbrauch 2000 bis 2050 der Szenarien *Weiter wie bisher* (WWB); *Massnahmen Bundesrat* (POM) und *Neue Energiepolitik* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh)



Wie aus der Tabelle 7 ersichtlich ist, liegt der Elektrizitätsverbrauch aufgrund des vorliegenden Massnahmenpakets im Jahr 2020 voraussichtlich bei 59 TWh (211 Petajoule PJ), im Jahr 2035 bei 58 TWh (208 PJ) und 2050 bei 61 TWh (219 PJ). Damit sinkt die Elektrizitätsnachfrage bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 um 0,2 Prozent. Bis 2035 sinkt der Verbrauch um 1,4 Prozent, bis 2050 steigt er um 3,6 Prozent an.

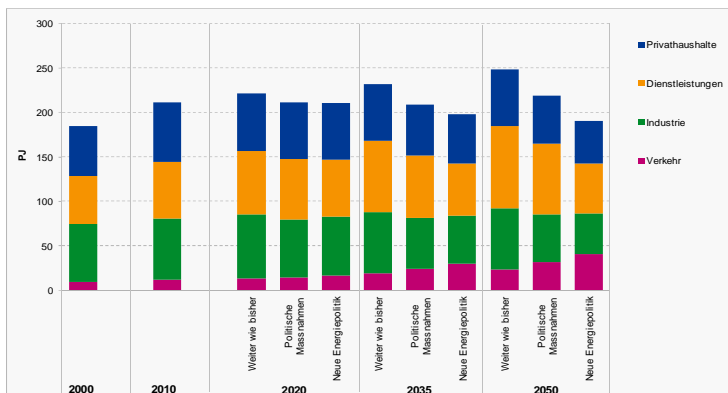
Tabelle 7: Elektrizitätsverbrauch in den Szenarien und Wirkung der Massnahmen im Vergleich zum Szenario *Neue Energiepolitik*

Szenario	Elektrizitätsverbrauch in PJ/ in TWh				Δ in % im Vergleich zu 2010		
	2010	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Massnahmen PJ	212	211	208	219	-0.2	-1.4	3.6
Massnahmen TWh	59	59	58	61	-0.2	-1.4	3.6
Weiter wie bisher in PJ	212	221	232	249	4.6	9.7	17.5
Weiter wie bisher in TWh	59	61	64	69	4.6	9.7	17.5
Neue Energiepolitik in PJ	212	210	198	191	-0.5	-6.3	-9.8
Neue Energiepolitik in TWh	59	58	55	53	-0.5	-6.3	-9.8
Zielerreichung in % der Differenz „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“		94%	70%	51%			

Quelle: Prognos 2012

Die *Elektrifizierung des Verkehrs* führt auch mit vorliegendem Massnahmenpaket zu einem Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs in diesem Sektor. Im Sektor *Industrie & Dienstleistungen* werden im Bereich der Elektrizität mit den vorgesehenen Massnahmen die Ziele bis 2050 zu rund 47 Prozent erreicht (2020: 78%; 2035: 58%). Bei den *Haushalten* liegt der Zielerreichungsgrad bei rund 22 Prozent bis 2050 (2020: 114%; 2035 90%). Der Erreichungsgrad der Ziele nimmt im Laufe der Zeit ab, da im Szenario *Neue Energiepolitik* ab 2035 verstärkt eine Elektrifizierung des Strassenverkehrs enthalten ist.

Grifik 7: Elektrizitätsverbrauch nach Wirtschaftssektoren der Szenarien *Weiter wie bisher* (WWB); *Politische Massnahmen Bundesrat* (POM) und *Neue Energiepolitik* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh)



Quelle: Prognos, 2012

In der Gliederung des Elektrizitätsverbrauches nach Verwendungszwecken des Szenarios *Politische Massnahmen Bundesrat* (siehe Tabelle 8) sinkt der Elektrizitätsverbrauch von *Raumwärme*, *Warmwasser*, *Prozesse* und *Beleuchtung*. Hingegen nimmt der Verbrauch für *Klima*, *Lüftung & Haustechnik* und *Mobilität* zu. Der Anstieg in der Mobilität ergibt sich aufgrund der verstärkten Elektrifizierung des Strassenverkehrs ab 2035.

Tabelle 8: Elektrizitätsverbrauch nach Verwendungszwecken in PJ, Veränderungen gegenüber 2010 und Zielerreichung in Prozent der Differenz Energieverbrauch von *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*.

Verwendungszweck	2000	2010	Verbrauch in PJ			in % gegenüber 2010			Zielerreichung in %		
			2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Raumwärme	16	22	20	15	11	-9.2	-29.1	-47.0	171%	61%	57%
Warmwasser	9	9	9	6	5	-3.3	-40.7	-51.7	-115%	393%	77%
Kochherde	5	5	5	5	5	5.3	4.8	-3.6	7%	4%	81%
Prozesswärme	21	23	21	18	16	-8.8	-22.6	-30.3	64%	75%	80%
Beleuchtung	25	27	23	20	18	-15.6	-27.1	-31.3	46%	44%	38%
Klima, Lüftung & Haustechnik	19	22	26	31	39	17.5	38.4	76.8	42%	40%	35%
I&K, Unterhaltungsmedien	8	10	10	10	11	0.3	1.5	4.1	52%	51%	46%
Antriebe, Prozesse	66	72	71	67	68	-1.2	-7.1	-5.4	254%	78%	56%
Mobilität Inland	10	11	14	24	32	25.8	108.0	175.2	22%	44%	45%
sonstige	6	10	11	13	14	18.5	35.4	47.7	4%	6%	7%
<b>Elektrizitätsverbrauch</b>	<b>185</b>	<b>212</b>	<b>211</b>	<b>208</b>	<b>219</b>	<b>-0.2</b>	<b>-1.4</b>	<b>3.6</b>	<b>94%</b>	<b>70%</b>	<b>51%</b>

3,6PJ = 1 TWh

Quelle: Prognos, 2012

In der Gliederung nach Verbrauchsgruppen *Gebäude*, *Mobilität*, *Industrie & Dienstleistungen* und *Geräte* wird wiederum der Zuwachs des Verkehrs ersichtlich. Die übrigen Gruppen weisen einen leichten Rückgang des Elektrizitätsverbrauches bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2010 auf. Die vorgeschlagenen Massnahmen vermögen den Elektrizitätsverbrauch dieser

Gruppen zu stabilisieren. Die Zielerreichung, gemessen an der Differenz zwischen dem Verbrauch des Szenarios *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*, liegt für alle Gruppen zwischen 43 und 60 Prozent und variiert damit stärker als für den Endenergieverbrauch.

Tabelle 9: Elektrizitätsverbrauch gegliedert nach den Gruppen *Gebäude, Industrie & Dienstleistungen, Mobilität* und *Geräte* in PJ, Veränderung in Prozent zum Jahre 2010, Zielerreichung in Prozent der Differenz Energieverbrauch von *Weiter wie bisher* und *Neue Energiepolitik*.

Verwendungszweck	2000	2010	Verbrauch in PJ			in % gegenüber 2010			Zielerreichung in %		
			2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Total Gebäude	69	80	77	71	74	-3.3	-11.2	-8.1	54%	56%	43%
Total Mobilität	10	11	14	24	32	25.8	108.0	175.2	22%	44%	45%
Total Industrie, DL	93	105	104	98	98	-1.0	-6.6	-6.0	126%	76%	60%
Geräte	13	15	16	16	16	2.0	2.6	1.5	50%	53%	50%
<b>Elektrizitätsverbrauch</b>	<b>185</b>	<b>212</b>	<b>211</b>	<b>208</b>	<b>219</b>	<b>-0.2</b>	<b>-1.4</b>	<b>3.6</b>	<b>94%</b>	<b>70%</b>	<b>51%</b>

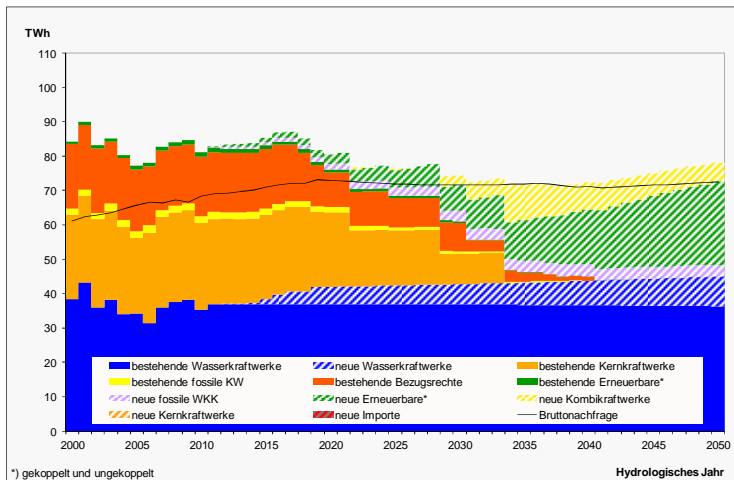
3,6 PJ = 1 TWh

Quelle: Prognos, 2012

### 1.6.3 Entwicklung des Stromangebotes

Beim Stromangebot setzt der Bundesrat primär auf einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Zur Deckung des verbleibenden Restbedarfs steht die fossil-thermische Stromerzeugung (Gas- und Kombikraftwerke GuD und Wärme-Kraft-Kopplung WKK) zur Verfügung (Variante C&E der Energieperspektiven). Je nach Entwicklung des Stromangebots auf dem europäischen Markt – insbesondere bei den erneuerbaren Energien – stehen Stromimporte als Option zur Ergänzung zur Verfügung:

Grafik 8: Elektrizitätsangebot Variante C&E Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat*, hydrologisches Jahr in TWh (Quelle: Prognos 2012)



Aus Grafik 8 ist der langfristige Zuwachs der erneuerbaren Energien bis 2050 gut erkennbar. Auch zu erkennen ist, dass bis 2034 weiterhin Strom aus der Kernenergie anfällt. Zudem ist ersichtlich, dass ohne grössere Technologiesprünge auch noch im Jahr 2050 die fossile

Stromproduktion ergänzend nötig sein wird, um den Strombedarf in der Schweiz zu decken. Im hydrologischen Jahr liegt zwar die Produktion über dem Landesverbrauch (inklusive Elektrizitätsverbrauch für Speicher), aber im Winterhalbjahr deckt der produzierte Strom gerade die nachgefragte Menge.

Die Produktion mit Wasserkraft erhöht sich von 35,42 TWh<sub>el</sub>/a im Jahre 2010 auf 44,15 TWh<sub>el</sub>/a im Jahre 2050. In diesem Zuwachs ist die Produktion der Speicherpumpen enthalten. Diese brauchen im Jahre 2050 rund 7,54 in TWh<sub>el</sub>/a für das Pumpen. Die Produktion der fossilen Kraftwerke liegt in 2035 bei 15,2 TWh<sub>el</sub>/a. Die für die Deckung der inländischen Stromnachfrage notwendige Strommenge der fossilen Kraftwerke sinkt bis 2050 auf 10,65 TWh<sub>el</sub>/a. Die Produktion fossiler WKK liegt im Jahre 2050 bei 3,45 TWh<sub>el</sub>/a. Zusätzlich wird auch davon ausgegangen, dass sich die Stromproduktion aus Gross- und Kleinwasserkraft um rund 3,2 TWh erhöht. Die Leistung der Pumpspeicherkraftwerke wird um rund 5700 Gigawatt (GW) erhöht. Damit werden ab 2020 etwas über 6 TWh<sub>el</sub>/a produziert. Diese leisten einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich der stochastisch anfallenden Produktion aus erneuerbaren Energiequellen.

Tabelle 10: Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat*, Stromproduktion nach Technologien, hydrologisches Jahr, Angebotsvariante C&E, in TWh<sub>el</sub>/a.

	2000	2010	2020	2035	2050
<b>Wasserkraft</b>	<b>38.38</b>	<b>35.42</b>	<b>42.04</b>	<b>43.02</b>	<b>44.15</b>
davon neue (inklusive Speicher)			5.09	6.48	8.57
<b>KKW</b>	<b>24.73</b>	<b>25.13</b>	<b>21.68</b>		
<b>Fossile KW</b>	<b>1.79</b>	<b>2.18</b>	<b>3.13</b>	<b>15.20</b>	<b>10.65</b>
bestehende	1.79	2.18	1.48	0.32	
neue Kombi-KW				11.63	7.20
neue fossile WKK			1.63	3.24	3.43
<b>Erneuerbare</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>3.68</b>	<b>11.94</b>	<b>24.22</b>
davon neue			2.77	11.84	24.22
Verbrauch Speicherpumpen	2.22	2.56	7.54	7.54	7.54

Quelle: Prognos, 2012

Die Elektrizitätsproduktion mit erneuerbaren Energien beträgt im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* im Jahre 2050 insgesamt 24,22 TWh (siehe Tabelle 11). Davon entfallen 11,12 TWh auf Photovoltaik, 4,26 TWh auf Wind und 4,29 TWh auf Geothermie.

Tabelle 11: Stromproduktion Erneuerbare, Variante EE verstärkt im Szenario *Politische Massnahmen des Bundesrats*.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>3.68</b>	<b>8.24</b>	<b>11.94</b>	<b>16.15</b>	<b>24.22</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.37</b>	<b>4.15</b>	<b>7.63</b>	<b>11.74</b>	<b>19.77</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

### 1.6.4 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Mit dem Zielszenario *Neue Energiepolitik* sollen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Schweiz bis im Jahr 2050 rund 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf betragen. Dies entspricht energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund acht bis zwölf Millionen Tonnen. Dabei hängt deren Höhe u.a. davon ab, mit welchen Stromproduktionstechnologien der Kraftwerkspark der Schweiz künftig ausgestattet sein wird (Elektrizitätsangebotsvarianten).

Damit langfristig das Ziel des Bundesrats erreicht werden kann, müssten die energetischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energienachfrage von rund 40 Millionen Tonnen im Jahre 2010 um 7,6 Millionen Tonnen bis 2020 reduziert werden. Bis 2035 sind es dann 14,3 Millionen und bis 2050 rund 31,9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die eingespart werden müssten.

Im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* gehen die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit dem unter der Ziffer 1.6.3 beschriebenen Stromproduktionsmix auf 18,2 Millionen Tonnen zurück, was gleichbedeutend ist mit einem pro Kopf Ausstoss von zwei Tonnen CO<sub>2</sub>.

Tabelle 12: Gesamte energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen, in Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> (ohne statistische Differenz), Veränderungsraten in Prozent ( $\Delta$  %).

Angebotsvariante	2000	2010	2020	2035	2050
			POM	POM	POM
Var. C&E	39.2	40.0	32.3	25.7	18.2
Veränderung in Prozent gegenüber 2000					
Var. C&E		2.0	-17.6	-34,4	-53,6

POM: Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat*  
 Variante C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar

Quelle: Prognos, 2012

Dabei erzielt das Massnahmenpaket in den drei Sektoren unterschiedliche Resultate:

- Während die Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der *Haushalte* bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2000 um rund 25 Prozent zurückgeht und damit in der Grössenordnung der Zielsetzung der aktuellen Klimapolitik liegt, bewirken die vor-



geschlagenen Massnahmen bei den Haushalten, dass die Zielsetzung beim CO<sub>2</sub>-Ausstoss bis 2050 zu rund 76 Prozent erreicht wird (2035: 58%).

- Im Sektor *Industrie & Dienstleistungen* sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoss bis 2050 um 64 Prozent (2020: 15%; 2035: 35%).
- Die Verschärfungen der Treibstoffvorschriften bewirken, dass im Sektor *Verkehr* der CO<sub>2</sub>-Ausstoss bis 2050 um 57 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 liegen wird (2020: 16%; 2035 42,3%).

## 1.7 Versorgungssicherheit

Die Energiestrategie 2050 orientiert sich an der Prämisse von Artikel 89 der Bundesverfassung<sup>62</sup>, wonach Bund und Kantone für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung verantwortlich sind. Diesem Grundsatz wurde bei der Ausarbeitung des vorliegenden ersten Massnahmenpakets zur Konkretisierung der Strategie wie folgt Rechnung getragen:

- Um den stufenweisen Wegfall von Strom aus der Kernkraft aufzufangen, soll in erster Linie auf eine intensive Förderung der Energieeffizienz, der Wasserkraft sowie der neuen erneuerbaren Energien gesetzt werden (vgl. Ziffern 1.3.1 und 1.3.2).
- Die verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien und der damit verbundene Wechsel von zentraler zu vermehrt dezentraler und unregelmässig anfallender Stromerzeugung bedingt, dass innerhalb des Kraftwerksparks entsprechende Backup-Kapazitäten bereitgestellt werden, mit denen Betriebsausfälle grosser Produktionsanlagen aufgefangen werden können. Die Schweiz ist in diesem Bereich mit den bestehenden und geplanten Pumpspeicherwerken hervorragend aufgestellt. Zudem ist in der Strategie vorgesehen, die Energieforschung speziell im Bereich der Energiespeicherung gezielt zu fördern. Um die Stromversorgung sicherzustellen, müssen künftig insbesondere lokale, saisonale Energiespeicher bereitgestellt werden. Damit die Erkenntnisse aus der Forschung auch erfolgreich in Produkte einfließen werden, ist eine Mittelaufstockung bei den Pilot- und Demonstrationsprojekten nötig (vgl. Ziffer 1.3.5).
- Die Energiestrategie berücksichtigt, dass das Zusammenspiel zwischen Bandenergie und Spitzenstrom neu gestaltet werden muss. Eine begrenzte Anzahl von Gaskombikraftwerken könnte das ganze Jahr hindurch Strom liefern und zur Netzstabilität beitragen. Dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen liefern im Winterhalbjahr Bandenergie, welche mithilft, die in dieser Jahreszeit reduzierte Stromproduktion aus Sonne und Wasser zu kompensieren (vgl. Ziffer 1.3.3). Hinzu kommen Stromimporte, die für den temporären Ausgleich weiterhin nötig sein werden. Zudem wird der erhöhte Bedarf im Winterhalbjahr durch erfolgreiche Effizienzmassnahmen innerhalb des Gebäudeprogramms kontinuierlich reduziert, was zusätzlich die Versorgungssicherheit stärkt.
- Mit den möglichen Gaskombikraftwerken und den Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen wird der Energieträger Erdgas für die Schweizer Energieversorgung an Bedeutung gewinnen. Da Erdgas vor allem aus dem EU-Raum importiert wird, strebt der Bundesrat die Teilnahme am Gaskrisenmechanismus der EU und die Er-

<sup>62</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 89 Energiepolitik; SR 101.0.

öffnung des südlichen Gaskorridors aus dem kaspischen Raum nach Italien an. Diese Massnahme stärkt die langfristige Gasversorgungssicherheit der Schweiz.

- Die Auslandabhängigkeit bei den fossilen Energieträgern wird kurz bis mittelfristig auf hohem Niveau verharren. Auf lange Sicht aber werden das Gebäudeprogramm und der Technologiewandel beim individuellen Personenverkehr ihre volle Wirkung entfalten, so dass in diesen Bereichen die Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern deutlich sinken wird. Langfristiges Ziel ist es, die fossilen Energien im Wärme- und im Verkehrsbereich zu ersetzen (vgl. Ziffer 1.6).
- Beim Stromnetz ist ein rascher Um- und Zubau in Richtung Smart Grids nötig, dies vor allem im Übertragungsnetz. Zudem ist die Versorgungssicherheit beim Strom nur im Verbund mit dem europäischen Netz möglich. Deshalb strebt der Bundesrat die Einbindung in Europa sowie die Anbindung der Schweiz an das künftig, europäische Supergrid an, einem Netz von kapazitätsstarken Hochspannungsleitungen. Auf diese Weise soll die Schweiz ihre Rolle als Stromdrehscheibe mit Importen und Exporten im Zentrum von Europa weiterhin wahrnehmen können (vgl. Ziffer 1.3.4).
- Die Übertragungsnetze spielen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle: Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch sind sie ein zentrales Element des Energieversorgungssystems, sowohl national als auch international. International ermöglicht die Anbindung an das europäische Verbundnetz einen flexiblen Betrieb des inländischen Kraftwerksparks und ermöglicht es, auf Ausfälle im Inland (z.B. Abschaltung eines Kernkraftwerkes) kurzfristig reagieren zu können.
- Die Steigerung des Anteils an Wind- und Solarenergie hat einen besonderen Einfluss auf die Sicherheit des Netzbetriebs. Sonnenstrahlung und Wind sind meteorologische Parameter, die im Rahmen eines gewissen Unsicherheitsbereichs vorausgesagt werden können und deren vorhergesagter Verlauf in Zukunft mit dem geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050 für die Steuerung der Elektrizitätsnetze an Bedeutung gewinnen wird. Deshalb soll beim Aus- und Umbau der Stromnetze unter anderem auch eine verbesserte Integration von meteorologischen Informationen zur Optimierung des Netzbetriebs berücksichtigt werden.
- Vertiefte Analysen zu den Auswirkungen des vorliegenden Massnahmenpakets auf die Volkswirtschaft bekräftigen, dass der Umbau des Energiesystems bis im Jahr 2050 machbar und verkraftbar ist. Aus Sicht des Bundesrats halten sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen in Grenzen. Dies auch unter Berücksichtigung stark gestiegener Erdölpreise (vgl. Ziffer 3.3).
- Über die langfristige Entwicklung des Strompreises – dieser setzt sich in der Schweiz zusammen aus Netznutzungsentgelt, Energiepreis, Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen sowie Abgaben zur Förderung erneuerbarer Energien – lassen sich keine verlässlichen Prognosen erstellen. In der Tendenz werden die Preise ansteigen, dies auch aufgrund des hohen Investitionsbedarfs in das gesamte Stromnetz und in die Kraftwerksinfrastruktur. Das hat Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz. Weil Europa aber vor denselben Herausforderungen steht, wird dieser Effekt gemildert: Europaweit besteht ein grosser Kraftwerkersatzbedarf, dies aufgrund der Altersstruktur des bestehenden Kraftwerksparks und der Stromnetze. Zudem baut auch Europa die erneuerbaren Energien stark aus.

- Schliesslich wird der Umbau des Energiesystems unter Berücksichtigung möglicher Interessenskonflikte sowie Zielsetzungen in den Bereichen Klima-, Gewässer-, Landschaftschutz und Raumplanung sowie unter Wahrung der Aufgabenteilung zwischen Bund und Kantone vollzogen.

## 1.8 Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht

Die Europäische Union (EU) erhielt mit dem Vertrag von Lissabon die Kompetenz für eine Energiepolitik (Art. 194 AEUV). Ziele sind demnach u.a. die Energieversorgungssicherheit, ein funktionierender Energiemarkt, die Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen. Die EU schreibt den Mitgliedstaaten nicht vor, wie sie die Energiepolitik, z.B. hinsichtlich Energieträger auszurichten haben. Richtwert der EU ist allerdings die Schaffung eines europaweit harmonisierten und liberalisierten Energiemarktes, der auf gemeinsamen Vorschriften, u.a. zum Marktaufbau, dem grenzüberschreitenden Handel und der Transparenz beruht. Zu den erneuerbaren Energien und deren Förderung hat die EU eine Richtlinie erlassen (Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt<sup>63</sup>); sie lässt den Mitgliedstaaten bei der Wahl der Förderinstrumente aber einige Freiheit. Diese bedienen sich denn auch zahlreicher Instrumente und kombinieren diese verschiedenartig. Die garantierte Einspeisevergütung ist verbreitet; bekannt ist v.a. das Beispiel Deutschland; die anderen Nachbarländer der Schweiz und z.B. Spanien haben ebenfalls ein Einspeisesystem. Eine Quoten-Regelung (bei der je nach Modell die Produzenten, Lieferanten oder Verbraucher in der Pflicht sind) kennen z.B. Schweden und Italien. Ausschreibungen gibt es punktuell, z.B. für Offshore-Windanlagen in den Niederlanden und in Dänemark und für Biomasse in Frankreich. Die EU weist den Mitgliedstaaten Ziele bzw. Anteile für die erneuerbaren Energien per 2020 zu; sie verfügt auch über Regeln zur Anrechnung in einem anderen als dem Produktionsstaat. Im Rahmen der Forschung unterstützt die EU die erneuerbaren Energien sodann auch selbst über EU-Gelder. Den Mitgliedstaaten sind u.a. durch das Verbot staatlicher Beihilfen bzw. die Notifikations- und Genehmigungspflicht staatlicher Beihilfen, welche auch die Entlastung von Abgaben umfassen, Grenzen gesetzt.

Für die Schweiz ist speziell im Hinblick auf ein allfälliges Strom- bzw. Energieabkommen mit der EU zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die mit jenen der EU nicht vereinbar sind. Bei den hier vorgeschlagenen CO<sub>2</sub>-Massnahmen bei der Mobilität wird der EU-Standard übernommen. Im Energiegesetz können die Förder- und Unterstützungsmassnahmen und die Ausgleichszahlungen im Rahmen der Einspeisesysteme beihilferechtlich relevant sein. Im Wesentlichen sollten in diesem Punkt keine Konflikte mit EU-Recht bestehen. Generell heikel ist, wenn Massnahmen nicht energie- oder umweltpolitisch, sondern wirtschaftspolitisch (internationale Standortattraktivität und Wettbewerbsfähigkeit) motiviert sind. Bei der Rückerstattung des Netzzuschlags an Endkunden mit einem grossen Verbrauch ist – im Vergleich zur heutigen Regelung – erstens positiv, dass die Rückerstattung insofern „genereller“ und weniger „spezifisch“ wird, als ein grösserer Kreis rückerstattungsberechtigt wird. Zweitens ist die Rückerstattung neu auch von umweltpolitisch motivierten Voraussetzungen abhängig.

<sup>63</sup> Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 283 vom 27. 10.2001, S. 33).

## 1.9 Erledigung parlamentarischer Vorstösse

National- und Ständerat haben verschiedene parlamentarische Vorstösse mit Massnahmen zum Umbau des Energiesystems eingereicht und dem Bundesrat zur Erfüllung überwiesen. Diese Liste (Stand nach Sommersession 2012) zeigt auf, welche dieser parlamentarischen Vorstösse im Rahmen der vorliegenden Energiestrategie 2050 erfüllt sind.

2006 M 05.3683	Gesamtenergiekonzept für die nächsten 25 Jahre (N 16.12.05, Lustenberger; S 5.10.06)
2009 P 08.3761	Effektive Mehrkosten der Photovoltaik berücksichtigen (N 5.3.09, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR)
2009 M 09.3357	Vereinfachte Zertifizierung von kleinen, mit erneuerbarer Energie betriebenen Stromerzeugungsanlagen (N 4.6.09, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR; S 14.9.09)
2009 P 09.3085	Wirkung der Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energien (N 12.6.09, Parmelin)
2009 M 09.3014	Mehr Effektivität und Effizienz bei den Steuerabzügen für energetische Gebäudesanierungen (S 19.3.09, Kommission für Wirtschaft und Abgaben SR; N 11.6.09)
2009 P 09.3773	Steigende Strompreise. Arbeitsplätze sichern (N 11.12.09, Heim)
2011 M 09.3456	Steuerbefreiung der Einkünfte aus der Einspeisevergütung für den privaten Stromkonsum (N 13.4.11, Favre Laurent; S 21.12.11)
2010 P 09.4041	Zustand des Stromnetzes der Schweiz (S 9.3.10, Stähelin)
2010 P 10.3269	Netz und ökologische Pumpspeicherkraftwerke (N 19.3.10, Wehrli)
2010 P 10.3708	Energie aus Wasserkraft. Produktionspotenzial und -kapazität (N 17.12.10, Bourgeois)
2011 M 09.3740	Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung (N 16.3.10, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR; S 30.11.10; N 15.3.11)
2011 P 11.3422	Einführung von progressiven Energie- und Netznutzungstarifen (N 9.6.11, BDP-Fraktion)
2011 P 11.3115	Sicherheit der schweizerischen Kernkraftwerke. Überprüfung der Energiepolitik (N 8.6.11, Fraktion CVP/EVP/glp)
2011 P 11.3435	Effizienter Einsatz des Stroms. Sparpotenzial aufzeigen (N 9.6.11, Darbellay)
2011 P 10.3890	Gesetzeskonforme Abnahme und Vergütung von Elektrizität (N 11.4.11, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie NR)
2011 P 11.3224	Alternative Energiestrategie (N 8.6.11, Leutenegger Filippo)
2011 P 09.3908	Anpassung des Aktionsplans "Erneuerbare Energien" an den europäischen Standard (N 8.6.11, Nussbaumer)
2011 P 11.3408	Intelligentes und optimales Stromversorgungsnetz für die Zukunft (N 9.6.11, Teuscher)

2011 P 11.3348	Stromversorgung für die Schweiz sicherstellen (N 9.6.11, Wasserfallen)
2011 P 11.3353	Erzeugung von Strom mittels erneuerbarer Energien nicht länger blockieren (N 9.6.11, Fiala)
2011 M 11.3415	Energieeffizienz bei der öffentlichen Beleuchtung (N 9.6.11, Fraktion BD; S 28.9.11)
2011 M 11.3331	Baureife KEV-Projekte fördern (N 8.6.11, Häberli-Koller; S 29.9.11)
2011 M 11.3345	Höheres Ausbauziel für Wasserkraft in der Schweiz (N 9.6.11, Killer; S 29.9.11)
2011 M 11.3375	Smart Meter. Intelligente Zähler für die Schweiz (N 14.4.11, Noser)
2011 M 11.3432	Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich (N 9.6.11, Leutenegger; S 28.9.11)
2011 P 11.3536	Wettbewerbsfähigkeit und Arbeitsplätze in den energieintensiven Industrien sichern (N 19.9.11, Heim)
2011 P 11.3587	Sparsame Energienutzung und erneuerbare Energien. Zusätzliche finanzielle Mittel für Ausbildungsprogramme (S 28.9.11, Cramer)
2011 P 11.3747	Ausstieg aus der Kernenergie. Alternativen prüfen und beziffern (N 30.9.11, Grin)
2011 P 11.3307	Alternative Energiestrategie (S 28.9.11, Gutzwiller)
2011 M 11.3257	Aus der Atomenergie aussteigen (N 8.6.11, Grüne Fraktion; S 28.9.11; N 6.12.11; Pt. 1 angenommen)
2011 M 11.3338	Aufhebung des Verbandsbeschwerderechts bei Energieprojekten (N 8.8.11, Rutschmann, S 28.9.11, N 6.12.11)
2011 M 11.3398	Vorhandenes Potenzial einheimischer erneuerbarer Energieträger fördern statt behindern (N. 9.6.11, von Siebenthal, S 29.9.11, N 6.12.11)
2011 M 11.3376	Effizienzstandards für elektrische Geräte. Eine Best-Geräte-Strategie für die Schweiz (N 9.6.11, Noser; S 28.9.11, N 6.12.11)
2011 M 11.3403	Weniger Bürokratie und schnellere Verfahren über die Produktion erneuerbarer Energien (N 9.6.11, FDP-Liberale Fraktion; S 28.9.11, N 6.12.11)
2011 M 11.3426	Keine neuen Rahmenbewilligungen für den Bau von Atomkraftwerken (N 8.6.11, BDP Fraktion; S 28.9.11; N 6.12.11)
2011 M 11.3436	Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie (N 8.6.11, Schmidt Roberto; S 28.9.11; N 6.12.11; Pt. 1, 2, 4, 5 angenommen)
2011 M 09.4082	Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (N 8.6.11, Cathomas; S 28.9.11; N 6.12.11)
2012 M 11.3518	Pumpspeicherwerke als Rückgrat der künftigen Stromversorgung. Differenzen (S 29.9.11, Büttiker; N 1.3.12; S 30.5.12)

## 2 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln

### 2.1 Energiegesetz

Das Energiegesetz erfährt mit der Energiestrategie 2050 eine Totalrevision. Viele Bestimmungen werden jedoch nur geringfügig oder gar nicht geändert, jedenfalls nicht materiell. Änderungen, die nur redaktioneller Art sind oder nur in einer systematisch etwas veränderten Einordnung oder in einer blossen Umnummerierung bestehen, werden nachfolgend nur punktuell erläutert.

#### 1. Kapitel: Zweck, Ziele und Grundsätze

##### Art. 1 *Zweck*

In Artikel 1 wird gegenüber dem Energiegesetz von 1998 ein stärkerer Fokus auf die erneuerbaren Energien und auf die Forcierung des Ausbaus gelegt, wie das für den schrittweisen Kernenergieausstieg nötig wird.

##### Art. 2 *Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien*

Mit dem sukzessiven Wegfall der Elektrizität aus Kernkraft steht die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Im Rahmen der Erstellung und Aktualisierung der Energieperspektiven wurden die Ausbaupotenziale für die Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie und Biomasse berechnet. Diese Potenziale definieren denn auch die Ausbauziele der Energiestrategie, die im Gesetz je für das Jahr 2035 und 2050 als ein Gesamtziel für alle neuen erneuerbaren Technologien definiert sind.

Auch die Wasserkraftnutzung soll weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien leisten und ausgebaut werden. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde das Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung erhoben. Die Ergebnisse sind im Juni 2012 publiziert worden. Das Ausbauziel bis 2035 entspricht 2 TWh pro Jahr, bis 2050 beträgt es 3,2 TWh pro Jahr. Basis für die Ausbauziele bildet das Jahr 2012. Die Produktionserwartung 2012 beläuft sich gemäss Wasserkraftstatistik (WASTA) auf 35,4 TWh. Dabei handelt es sich um eine mittlere Produktionserwartung, das heisst jährliche Schwankungen, die klimatisch oder wirtschaftlich bedingt sind, werden geglättet. Ebenso fliesst die Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken (unter 300 kW) ein. Nicht berücksichtigt wird der Energiebedarf der Zubringerpumpen. Bei Pumpspeicherwerken wird nur jener Anteil mit einbezogen, der aufgrund der natürlichen Zuflüsse produziert wird.

Die heutige Möglichkeit zur Anrechnung von im Ausland produzierter Elektrizität aus erneuerbaren Energien wird gestrichen. Ebenso gestrichen wird die Norm, gestützt auf die der Bundesrat den Elektrizitätsversorgungsunternehmen ab 2016 verbindliche Produktionsvorgaben machen könnte (Quoten).

##### Art. 3 *Ziel für den Ausbau der Elektrizität aus Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen*

Entsprechend dem Ziel, die Elektrizitätsproduktion aus fossilen und teilfossilen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) zu fördern, wird im Energiegesetz hierzu ein Ausbauziel aufgenommen. Im Gegensatz zu den Zielen betreffend der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien bezieht sich die Zielsetzung hier jedoch nicht auf eine jährliche Produktionsmenge, sondern auf eine installierte Leistung. Dies entspricht dem Grundgedanken, dass WKK-Anlagen zeitlich nur dann betrieben werden sollen, wenn dies tatsächlich nötig und sinnvoll ist. Anzustreben ist demnach nicht eine klar definierte, jährliche Erzeugungsmenge, sondern ein bereitzustellendes Potenzial, das jeweils bedarfsgerecht ausgeschöpft

wird. Auf diese bedarfsgerechte Ausschöpfung ist denn auch das ganze WKK-Vergütungssystem ausgerichtet (vgl. Art. 31 ff).

Von der Zielsetzung erfasst ist nur Elektrizität aus jenen Anlagen, die Teil des WKK-Vergütungssystems sein können (vgl. im Detail bei Art. 31).

#### *Art. 4 Verbrauchsziele*

Die Verbrauchsziele lehnen sich an den Bericht *Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates* vom Mai 2011 an.

#### *Art. 5 Zusammenarbeit mit den Kantonen, der Wirtschaft und anderen Organisationen*

Die Koordination der Energiepolitik zwischen Bund und Kantonen ist wichtig. Was die Wirtschaft angeht, so waren bisher zunächst deren (freiwillige) Massnahmen zu beachten; Vorschriften wurden nur subsidiär erlassen. Dieses Subsidiaritätsprinzip wird nun gestrichen (vgl. auch Art. 35). Es wäre in der neuen Energiepolitik eher systemfremd oder bedarf jedenfalls nicht der gesetzlichen Verankerung.

#### *Art. 6 Grundsätze*

Der Akzent wird noch stärker als bisher auf die erneuerbaren Energien gelegt.

Neu zu den Grundsätzen gereiht wird – leicht modifiziert – die aus dem geltenden Recht stammende Vorschrift, mit der die Energiewirtschaft in genereller Weise zu Effizienzmassnahmen und zur Nutzung erneuerbarer Energien angehalten wird. Diese generelle Vorgabe wird durch ein neues, verbindliches Instrument zur Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch konkretisiert, nämlich die Zielvorgaben für Elektrizitätslieferanten und die entsprechenden Zertifikate (Art. 43 ff.).

Der heutige Artikel 6, der eine Prüfung vorschreibt, damit fossile Stromproduktionsanlagen nur als Zweitlösung realisiert werden, d.h. wenn der Bedarf nicht mit erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, hat Grundsatzcharakter und wird darum ebenfalls in die Norm zu den Grundsätzen aufgenommen. Die Subsidiarität von fossilen Anlagen wird neu zudem noch stärker betont als bisher. Allfällige Gaskombikraftwerke sind also, wenn sie denn nötig sind, in ihrer Anzahl möglichst tief zu halten.

## **2. Kapitel: Energieversorgung**

### **1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen**

#### *Art. 7 Begriff der Energieversorgung und Zuständigkeit*

Die Norm aus dem geltenden Recht (Art. 4), die die Energieversorgung definiert und zur Aufgabe der Energiewirtschaft erklärt, wird materiell unverändert beibehalten.

#### *Art. 9 Gefährdung der Elektrizitätsversorgung*

Diese Norm wird leicht umformuliert, entspricht aber inhaltlich dem bisherigen Art. 6a.

#### *Art. 10 Kennzeichnung und Herkunftsnachweis von Elektrizität*

Die Norm zur Stromkennzeichnung und zu den Herkunftsnachweisen wird im Gesetz auf den Stand gebracht, wie er – aufgrund einer Delegation – mit dem heutigen Verordnungsrecht bereits erreicht ist: Obligatorium zur Kennzeichnung und zum Herkunftsnachweis. Vom Obligatorium sollen allerdings – aus Gründen der Verhältnismässigkeit – auch Ausnahmen möglich sein, z.B. bei Kleinanlagen oder Notstromaggregaten. Das Herkunftsnachweis-

System wird über Gebühren finanziert. Allenfalls wird eine Anlastung dieser Kosten zu regeln sein.

Die Herkunftsnachweise von Anlagen, die Beiträge aus dem Netzzuschlag erhalten, sind für die weitere Verwendung blockiert. Sie stehen weder der Kraftwerkseigentümerin noch dem Netzbetreiber zu. Vielmehr sind sie allen Endkundinnen und Endkunden, welche die Anlagen letztlich finanzieren, vorbehalten. Dieser Sachverhalt äussert sich auf der Stromkennzeichnung in einem fixen Prozentsatz von Elektrizität aus geförderten Anlagen.

### *Übrige Artikel*

Geringfügige Änderungen redaktioneller Natur.

## **2. Abschnitt: Raumplanung und Ausbau erneuerbare Energien**

*Art. 11 und 12 Gemeinsame Planung für den Ausbau erneuerbarer Energien*

*Ausbaupotenzialplan, Aufgabe des Bundes*

Idee des raumplanerischen Ansatzes bzw. von Gebietsausscheidungen ist, dass zwischen den verschiedenen Akteuren und Interessen in einem frühen Stadium und wenn es noch nicht um konkrete Projekte geht, leichter ein Konsens (oder Kompromisse) zu Standortgebieten gefunden werden kann. Lösungen dürften auch leichter sein, wenn die Sicht eine gesamtschweizerische und nicht eine bloss kleinräumige ist. Am nötigsten erscheint aus heutiger Optik eine Planung in den Bereichen Wasser- und Windkraft.

Die Planung ist ein Prozess, einschliesslich der notwendigen Grundlagenarbeit. Dieser Prozess hat in vielen Kantonen schon begonnen. Am Schluss soll die Planung zu einem gesamtschweizerischen Erzeugnis mit einem einheitlichen Standard führen. Die gemeinsame Planung soll – technologiespezifisch – mit Karten, mittels Erläuterungen in Textform und anderen Mitteln erfolgen. Gemäss Artikel 11 sind es die Kantone, die die Planung „gemeinsam“ vornehmen. Gemeinsam bedeutet, dass die Kantone untereinander zusammenarbeiten; ebenso sollen sie aber die Gemeinden einbeziehen; der Bund wirkt ebenfalls mit.

Der Bund bringt, vertreten durch das UVEK, v.a. die gesamtschweizerische Sicht ein und unterstützt die Koordination. Er führt die Ergebnisse am Schluss zusammen. Erst dadurch wird der Plan zu einem das ganze Land abdeckenden „Ausbaupotenzialplan“. Für den Bund ist sodann eine subsidiär zum Tragen kommende Zuständigkeit vorgesehen (Art. 12 Abs. 3): Das UVEK übernimmt die Federführung bei der Planung, wenn die primär verantwortlichen Kantone (gesamthaft) keine Resultate erzielen, wie es sie für einen zügigen und starken Ausbau der erneuerbaren Energien braucht.

Ziel der Planung ist, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien erheblich verstärkt werden kann, und zwar gemäss den Ausbauzielen (Art. 2), wie sie sich u.a. aufgrund des Kernenergieausstiegs ergeben. Zu einer Planung mit einem Gesamtblick (und im Sinne von Kompromissen) gehört auch, gewisse Gebiete von der Nutzung auszunehmen. Gegenläufige Interessen zur Nutzung sind hauptsächlich der Natur- und Heimatschutz. Andere Schutzanliegen sind z.B. der Wald oder der Vogelzug oder die Rücksichtnahme auf zwingende Bedürfnisse der Luftfahrt. Ansatz der Planung soll aber nicht sein, v.a. Gebiete freizuhalten; im Gegenteil liegt der Fokus vielmehr darin, Gebiete der Nutzung zuzuführen. Das bringt Art. 11 Abs. 2 zum Ausdruck, der verlangt, die vorhandenen Potenziale seien zweckmässig zu nutzen.

Das Planungsinstrument ist trotz der Beteiligung des Bundes oder des landesweiten Ansatzes nicht ein Sachplan oder ein Konzept gemäss Raumplanungsgesetz (RPG, SR 700). Es kann



jedoch als „gemeinsame Planung“ gesehen werden, wie sie bereits – obschon nicht explizit vorgesehen – unter dem heutigen RPG möglich ist.

### *Art. 13 Raumplanung in den Kantonen*

Der schweizweite „Ausbaupotenzialplan“ und dessen in den Kantonen erarbeiteten Teile sind – von gewissen Wirkungen für die Bundesbehörden (Art. 12 Abs. 3) abgesehen – letztlich nicht verbindlich.

Nachgelagert braucht es deshalb – mittels der herkömmlichen RPG-Instrumente – verbindliche Festlegungen. Erst diese sind eine solide Basis für konkrete Projekte und für die Bewilligungsverfahren. Es ist nicht zu verhindern, dass in deren Rahmen auch die räumlichen Festlegungen wieder hinterfragt werden. Die Bewilligungsbehörden und Gerichte werden aber zu berücksichtigen haben, dass bestimmte Standorte – u.a. mit Blick auf die neue Energiepolitik und deren Ausbauziele – planerisch in für die Nutzung ausgeschiedenen Gebieten liegen und also grundsätzlich ein Wertungsentscheid im Sinne der Nutzung getroffen wurde. Die raumplanerischen Festlegungen bzw. die darin enthaltene Vorab-Gebietsentscheide sind somit eine Grundlage für die Verfahren zur Bewilligung konkreter Projekte und präjudizieren gewissermassen die Standort- bzw. Standorteignungsfrage. Allein deswegen ist ein Vorhaben indes noch nicht zu bewilligen. Dafür sind natürlich auch alle anderen relevanten Aspekte zu prüfen, z.B. die Einhaltung des einschlägigen Umweltschutz- oder Gewässerschutzrechts.

Die nötige raumplanerische Umsetzung bzw. Verbindlichkeit wird in zwei Schritten erreicht, erstens durch die Aufnahme in die Richtpläne (für die Behörden verbindlich) und zweitens durch entsprechende Nutzungs- bzw. Sondernutzungspläne (auch für die Grundeigentümer verbindlich). Kantone und Gemeinden behalten aber eine gewisse Freiheit; sie müssen den Ausbaupotenzialplan nicht sklavisch genau in eine verbindliche Raumplanung überführen. Der Plan gibt aber die Erwartungen und Potenziale wieder; die Gemeinwesen können diese nicht ignorieren (sie können z.B. Ersatzgebiete bezeichnen), ansonsten riskieren sie, dass der Bundesrat ihren Richtplan (gesamthaft) nicht genehmigt.

Die Pflicht zur Ausscheidung im Richtplan wird parallel zum EnG auch im RPG festgehalten, dies jedoch nicht im Rahmen dieser Vorlage, sondern über eine RPG-Revision.

Die verantwortlichen Gemeinwesen, nicht zuletzt auch die Gemeinden, müssen die raumplanerischen Festlegungen zügig vornehmen. Die Kantone sollen bei Säumnis der Gemeinden entsprechend einwirken, allenfalls gar mit einer Ersatzvornahme oder mit finanziellen Mitteln. Wenn viele raumplanerische Umsetzungen auf ein Mal nötig sind, kann das die Behörden überfordern, auch ressourcenmässig. Die Kantone können daher z.B. Prioritäten vorgeben, u.a. in zeitlicher Hinsicht oder für gewisse Regionen.

Die verschiedenen Planungen bauen logisch aufeinander auf: Gemeinsame Planung (Ausbaupotenzialplan), Richtplanung, Nutzungsplanung. Das heisst indes nicht, dass nicht, wo möglich und sinnvoll, auch parallel gearbeitet werden kann. Müssten immer alle Planungen auf höherer, allgemeinerer Stufe abgewartet werden, stünde dies im Widerspruch zum Anliegen von möglichst raschen raumplanerischen Grundlagen und einem zügigen Ausbau. Art. 13 Abs. 1, der vorsieht, dass die Kantone und Gemeinden ihre Raumplanung erst am Ausbaupotenzialplan auszurichten haben, wenn er vorliegt bzw. genehmigt ist, bringt genau auch diese Parallelität der Arbeiten und Verfahren zum Ausdruck. Die Gemeinwesen, die bei der Raumplanung weiter sind als andere, sollen nicht blockiert werden, bis der gesamtschweizerische Ausbaupotenzialplan existiert. Festlegungen, die nicht im Widerspruch zum voraussichtlichen Plan und zum Anliegen des Ausbaus stehen, sollen sie vornehmen.

Gerade Wasser- und Windkraftanlagen kommen häufig nur in Gebieten in Frage, die landschaftlich wertvoll und entsprechend geschützt sind. Über einen besonders starken Schutz verfügen Objekte in einem Bundesinventar nach dem Natur- und Heimatschutzgesetz (NHG, SR 451). Die Objekte in diesen BLN-Gebieten (BLN: Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung) erfassen gesamthaft rund einen Fünftel und also mehr als nur einen marginalen Teil der Fläche der Schweiz. Sie sind nach Art. 6 NHG grundsätzlich ungeschmälert zu erhalten oder jedenfalls grösstmöglich zu schonen.

Bisher hatten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Bewilligungsverfahren bzw. bei der dortigen Interessenabwägung gegenüber dem NHG-Schutz einen eher schweren Stand. Sie konnten oft nicht gebaut werden, oder Erweiterungen scheiterten. Mit der neuen Energiepolitik, die u.a. auf einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien beruht, müssen grundsätzlich vermehrt auch in BLN-Gebieten Produktionsanlagen gebaut werden können. Meinung ist freilich nicht, dass sämtliche noch freie Standorte mit Energieanlagen verbaut werden sollen. Indem für die erneuerbaren Energien neu gesetzlich ein nationales Interesse statuiert wird, werden die beiden Anliegen – einerseits das Schutzniveau (v.a. des Natur- und Heimatschutzes oder z.B. auch der Schutz, den das Waldrecht verleiht) und andererseits die Energienutzung – grundsätzlich auf den gleichen Stand gehoben. Dass der Nutzung erneuerbarer Energien ein nationales Interesse zukommt, ist sowohl bei der Raumplanung wie auch – im Rahmen der Interessenabwägung – bei der Beurteilung konkreter Vorhaben zu beachten. Kein Raum für die Nutzung besteht in Mooren und Moorlandschaften, soweit sie durch die Bundesverfassung absolut geschützt sind.

Die grundsätzliche Gleichstellung von Schutz- und Nutzungsinteressen gilt nur für Vorhaben ab einer gewissen Grösse und Bedeutung. Diese Anlagen gelten nach Artikel 14 im Verhältnis zum Schutzniveau, namentlich des NHG, als gleich- bzw. höherrangig. Sie werden deshalb als „gleich- oder höherrangig“ erklärt, weil Art. 6 Abs. 2 NHG genau ein solches Interesse (von nationaler Bedeutung) verlangt, damit ein Abweichen von der umgeschmälerten Erhaltung eines BLN-Objekts geprüft bzw. eine Interessenabwägung (in der der Schutz- und der Nutzgedanken grundsätzlich gleichrangig sind) stattfinden kann. Die Gleichstellung ändert freilich nichts daran, dass jeweils im Einzelfall aufgrund aller Umstände zu entscheiden ist, welches Anliegen, das Schutz- oder das Nutzungsinteresse, höher zu gewichten ist. Mit der neuen Norm soll erreicht werden, dass sich der Nutzungsaspekt häufiger durchsetzt als bisher.

Den Rang, den die erneuerbaren Energien mit Artikel 14 erlangen, gilt selbstverständlich und umso mehr für Gebiete, die einen anderen, aber schwächeren als den NHG-Schutz geniessen. Zudem kann aus dem Umstand, dass eine grundsätzliche Gleichstellung mit dem NHG-Schutzniveau für Anlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung erfolgt nicht gefolgert werden, dass Anlagen unterhalb dieser Werte in BLN-Gebieten schlechterdings unmöglich sein sollen; es ist stets aufgrund aller einzelfallspezifischen Umstände zu entscheiden.

Der Bundesrat wird den Grösse- und Bedeutungsstatus per Verordnung genauer definieren. Die Grösse, für die die Kriterien Leistung und Produktion massgeblich sind, wird er mit Zahlenwerten angeben können. Derweil sind die Kriterien, die die übrige Bedeutung einer Anlage ausmachen (Speicherfähigkeit, Leistungsspitzenabdeckung, Winterproduktionsanteil, etc.) nicht so leicht bezifferbar. Gerade bei neuen Anlagen ist schliesslich auch der Netzausbaubedarf zu berücksichtigen (weiteres Land, das verbaut wird, und Kosten neuer Leitungen).

Pumpspeicherkraftwerke haben mit ihrer Speichereigenschaft für die erneuerbaren Energien eine wichtige Funktion, sind deshalb ebenfalls von nationalem Interesse und verdienen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung eine Gleichstellung mit dem NHG-Schutzniveau.

#### Art. 15

#### Nationales Interesse an kleineren Anlagen

Für Anlagen, die den Grösse- und Bedeutungsstatus nicht erreichen, soll der Bau in einem BLN-Gebiet oder einem kantonalen Schutzgebiet ebenfalls nicht unmöglich sein. Die Bewilligungsbehörden und Gerichte sollen bei der Interessengewichtung berücksichtigen, dass die Produktion aus erneuerbaren Energien mit vielen kleinen, dezentralen Anlagen funktioniert (Art. 15 Abs. 3). So soll, wenn die Schutzinteressen nicht eindeutig überwiegen, mitunter auch zugunsten der Nutzung entschieden werden. Das gilt in Nicht-BLN-Gebieten erst recht.

Ausserdem sollen Anlagen unterhalb des Grösse- und Bedeutungsstatus in besonderen Fällen gleichwohl mit dem NHG-Schutzniveau gleichziehen können. Der Grösse- und Bedeutungsstatus kann deshalb durch den Bundesrat auch für Einzelfälle verliehen werden. Eine solche Zuerkennung soll nur in Ausnahmefällen erfolgen. Das Wort „ausnahmsweise“ soll den generellen Ausnahmecharakter des Instruments betonen, bedeutet indes aber nicht, dass – zusätzlich zu den Voraussetzungen gemäss Abs. 1 Bst. a und b – eine Einschränkung erfolgen soll.

Die Möglichkeit, dass der Bundesrat für einen Einzelfall ein zu Art. 6 Abs. 2 NHG gleich- oder höherwertiges Interesse zuerkennt, kann analog auch in Fällen bzw. bei Technologien zur Anwendung kommen, bei denen der Bundesrat den Status nicht oder noch nicht definiert hat.

#### Art. 16

#### Bewilligungsverfahren und Begutachtungsfrist

Die Kommissionen nach NHG, hauptsächlich die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK), haben zu verschiedenen Vorhaben Gutachten abzugeben. Diese Gutachten liegen heute in manchen Fällen oft lange nicht vor, nicht zuletzt aufgrund mangelnder (personeller) Ressourcen. Mit der Festlegung einer Frist für die NHG-Kommissionen, aber auch für andere Fachstellen (Abs. 2) sollen die Verfahren verkürzt werden. Die (kantonale/kommunale) Bewilligungsbehörde wird mit verfahrensleitender Verfügung zum Gutachten auffordern, dies freilich erst, wenn die Verfahrensunterlagen vollständig sind. Ist ein Augenschein nötig, ist mit der Fristansetzung nötigenfalls zu warten, bis dieser stattgefunden hat.

Die Bewilligungen zum Bau von Produktionsanlagen werden in den allermeisten Fällen durch die Kantone bzw. Gemeinden erteilt. Das soll auch so bleiben und wäre von der Bundesverfassung her auch nicht ohne weiteres anders möglich. Es gibt jedoch auch einzelne Bewilligungen des Bundes, v.a. sicherheitsbedingte Polizeibewilligungen. Viel zahlreicher sind die Stellungnahmen, die von Bundesbehörden kommen. Für all diese Bewilligungen und Stellungnahmen soll – im Sinne eines *guichet unique* – eine Stelle beim Bund für die Koordination sorgen (Abs. 3). Es soll keine neue Stelle geschaffen werden, vielmehr sollen bestehende Ämter oder Einheiten die Aufgabe übernehmen. Der Bundesrat wird die Zuweisung vornehmen. Nicht von dieser Koordination erfasst sind die Gutachten der NHG-Kommissionen. An diese gelangen die kantonalen Bewilligungsbehörden gemäss Absatz 2 direkt.

### **3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Vergütungssysteme**

#### **1. Abschnitt: Allgemeine Abnahme- und Vergütungspflicht**

#### Art. 17

Artikel 17 regelt die grundlegenden Anschlussbedingungen für netzgebundene Energien in genereller Weise und gilt damit auch für Anlagen in einem der Vergütungssysteme, sofern dafür keine abweichenden Regelungen gelten. Er bildet dadurch, wie der bisherige Artikel 7 EnG, die Basis für die vertragliche Regelung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern. Wie bereits unter geltendem Recht stipuliert diese Bestimmung eine Abnahmepflicht – und damit

umgekehrt einen Anspruch des Anlagenbetreibers auf Einspeisung – sowie eine Vergütungspflicht, vorbehaltlich gewisser Voraussetzungen.

Die explizite Erwähnung des Eigenverbrauchs im Gesetz ist Grundlage für die heute faktisch oft nicht mögliche, aber von breiten Kreisen gewünschte Selbstversorgung im Elektrizitätsbereich. Sie ermöglicht Einsparungen bei den Strombezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selber Energie zu produzieren respektive Produktionsanlagen zu installieren. Dies gilt insbesondere für potenzielle Produzenten, die keine Einspeisevergütung erhalten. Der Abnahmepflicht und dem Eigenverbrauch kommen deshalb im Rahmen der Energiestrategie hinsichtlich des Ausbaus und der Dezentralisierung der Energie- und insbesondere der Elektrizitätsproduktion sowie der angestrebten Erhöhung der Selbstversorgung eine wichtige Bedeutung zu.

*Absatz 1:* Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die gesamte, ihm auf seinem Netzgebiet angebotene Energie abzunehmen. Umgekehrt ist der Anlagebetreiber nicht verpflichtet, dem Netzbetreiber alle produzierte Energie zu veräußern, weshalb das Gesetz bei der Abnahmepflicht von der *angebotenen* Energie spricht.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht gilt unter Vorbehalt der Einhaltung der in den Buchstaben a-c erwähnten Anschlussbedingungen. Diese Bedingungen gelten ebenfalls innerhalb der Vergütungssysteme, sofern dort keine anderslautenden Regelungen vorgesehen sind. Gemäss Buchstabe a muss der Anlagenbetreiber auf seine Kosten die technischen Voraussetzungen zur Einspeisung erfüllen und die Betriebssicherheit gewährleisten. Nebst diesen praktischen Anforderungen wird der Bundesrat in Buchstabe c ermächtigt, die Abnahmepflicht von weiteren Mindestanforderungen, namentlich ökologischer und energetischer Natur, abhängig zu machen. Damit können auf Verordnungsstufe die Grundsätze von Artikel 1 und 6 umgesetzt werden, was eine effiziente und umweltschonende Energieproduktion und -gewinnung gewährleistet. Denkbar wäre hier z.B. ein Anschluss der Abnahmepflicht für Elektrizität, die mittels aus Palmöl gewonnenem Biogas produziert wird oder die Pflicht der vollständigen Wärmenutzung bei der Produktion von Elektrizität aus fossil-thermischen Anlagen, die bisher als einzige energetische Abnahmebedingung im Gesetz festgehalten war. Die Voraussetzung der regelmässigen Einspeisung bei Elektrizität aus fossilen Energien gemäss Buchstabe b bestand schon im bisherigen Recht und soll den Netzbetreibern eine Abstimmung ihrer Produktions- und Kapazitätspläne ermöglichen. Bei den erneuerbaren Energien wird – ebenfalls in Übereinstimmung mit dem bisherigen Recht – auf diese Voraussetzung verzichtet, da die Produktion im Einzelfall von klimatischen und anderen natürlichen Einflüssen abhängt.

*Absatz 2* verankert für sämtliche Anlagenbetreiber – unabhängig davon, ob sie an einem Vergütungssystem teilnehmen oder nicht – die Möglichkeit zum Verbrauch der selber produzierten Energie neu ausdrücklich im Gesetz. Obwohl bereits im geltenden Recht eine Abnahme-, nicht aber eine (vollständige) Einspeisepflicht vorgesehen war, wurde Anlagenbetreibern der Verbrauch der selber produzierten Energie in der Praxis zum Teil de facto verweigert. Dies, indem Netzbetreiber sämtliche produzierte Energie als eingespielen abrechneten, selbst wenn sie gleichenorts verbraucht wurde, ohne dass sie physisch ins (Verteil)netz eingespielen worden wäre. Nun wird explizit klargestellt, dass der Eigenverbrauch erlaubt und in der Abrechnung zwischen Netz- und Anlagenbetreibern zu berücksichtigen ist. Rein „interne“ Energieflüsse bei einem Endverbraucher und gleichzeitigem Anlagenbetreiber sind aus Sicht des Netzbetreibers nicht mehr zu beachten – erst wenn das Netz des Netzbetreibers zwischen Produktionsanlage und Verbrauch in Anspruch genommen wird, liegt kein Eigenverbrauch mehr vor. Von „selber verbrauchen“ ist somit z.B. auch dann auszugehen, wenn mit Sonnenkollektoren auf einer Mietliegenschaft Elektrizität erzeugt wird; hier liegt Eigenverbrauch vor, obschon der Strom effektiv durch die Mieterschaft verbraucht wird und nicht – für seine eigenen Zwecke – durch den Anlagenbetreiber selbst. Energieflüsse zwischen Anlagenbetrei-

ber und Konsument/Mieter betreffen nur diese Parteien. Bei der Abrechnung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber sind einzig die tatsächlichen, physikalischen Energieflüsse in das und aus dem Verteilnetz massgebend und nicht irgendwelche bilanzierte Werte. Die tatsächlich in das Verteilnetz eingespiesene und von dort bezogene Energie ist je separat zu erfassen und abzurechnen, es findet keine Saldierung der ein- und ausgehenden Energieflüsse statt (Net Metering).

In logischer Konsequenz dieser klaren Trennung zwischen eingespiesener und nicht eingespiesener Elektrizität wird selbstverständlich nur für den tatsächlich eingespiesenen Anteil eine Vergütung geschuldet. Dies gilt uneingeschränkt auch bei jenen Produzenten, die an einem Vergütungssystem teilnehmen: Auch diesen steht die Möglichkeit des Eigenverbrauchs offen, mit der Konsequenz, dass der selbst verbrauchte Anteil nicht abzugelten ist.

*Absatz 3:* Die Vergütung hat sich, wie schon nach bisherigem Recht, an den Marktpreisen zu orientieren. Der Netzbetreiber hat das zu entrichten, was er an Kosten für eine anderweitige Beschaffung einspart, und zwar an Kosten für „gleichwertige Energie“. Damit ist die qualitativ gleichwertige bzw. zeitlich gleich verfügbare Energie gemeint, also die Energie, die zu einem bestimmten Zeitpunkt, abgerufen wird, z.B. bei Spitzenzeiten bzw. bei Knappheit. Das gilt namentlich für Elektrizität aus erneuerbaren Energien: Deren „grüner“ Mehrwert ist mit „gleichwertig“ nach Absatz 1 nicht gemeint, zumal er über den Herkunftsnachweis handelbar ist.

Die Vorgaben von Absatz 3 zur Vergütung sind als Minimalstandard zu verstehen; beim Rechtsverhältnis handelt es sich um einen Vertrag, so dass es den Parteien unbenommen ist, auch Tarife über den Marktpreisen zu vereinbaren. Sonderregelungen innerhalb der Vergütungssysteme gehen der allgemeinen Regelung in Absatz 3 zudem vor. Die Einmalvergütung nach Artikel 28, die Betreiber für ihre kleine Photovoltaik-Anlagen erhalten, stellt nur eine einmalige Anfangs-Zahlung dar. Für den späteren, laufenden Betrieb richtet sich die Vergütung für diese Betreiber, soweit sie den Strom überhaupt ins Netz einspeisen, nach Artikel 17.

## **2. Abschnitt: Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)**

### *Art. 18 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem*

Die Einspeisevergütungsregelung, die für Anlagen, die aus erneuerbaren Energien Elektrizität gewinnen, eine fixe Vergütungshöhe und -dauer garantiert, ist seit 2009 wirksam. Mit der vorliegenden EnG-Revision wird der Kreis der teilnahmeberechtigten Anlagen bzw. von deren Betreibern leicht eingeschränkt. Einerseits können Betreiber von Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW sowie gewisse Verbrennungs-, Abwasser- und Mischanlagen (teilweise fossil betrieben) neu nicht mehr in das Einspeisevergütungssystem kommen. Andererseits werden künftig ausser bei der Wasserkraft nur noch effektiv neue Anlagen zugelassen (ab 1. Januar 2006); solche, die bloss erheblich erweitert oder erneuert werden, die den Neuanlagen bisher gleichgestellt waren, indes nicht mehr. Die Wasserkraft wird von dieser Neuerung ausgenommen, um einen Anreiz zu behalten, vor allem bestehende Standorte zu optimieren bzw. zu reaktivieren.

Anlagen, die heute schon im System oder nicht mehr auf der Warteliste sind und für die mindestens eine positive Zusage (positiver Bescheid) vorliegt, bleiben im System. Für sie gelten die neuen Einschränkungen nicht (Art. 71 Abs. 1-3). Anlagen, die bloss auf der Warteliste sind, sind von den Einschränkungen jedoch betroffen (vgl. Art. 71 Abs. 4).

Für die kleinen Photovoltaik-Anlagen gibt es als Fördermittel neu einmalige Investitionshilfen, die sog. Einmalvergütung (Art. 28).

Weitere Ausnahmen von der Teilnahme am Einspeisesystem gelten für gewisse Biomassenanlagen. Die Einspeisevergütung bewirkt bei Abfallverwertungsanlagen (Kehricht-/Schlammverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen) potenziell eine Senkung der Entsorgunggebühren. Mit dieser möglichen Querfinanzierung werden das umweltschutzrechtliche Verursacherprinzip aufgeweicht und Marktverzerrungen geschaffen, die unerwünschte Stoffflüsse der Abfälle bewirken können. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen, haben in der Regel andere Möglichkeiten, den ökologischen Mehrwert zu vermarkten, z.B. durch Einsparungen bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe oder den Verkauf von Reduktionspapieren. Damit sind solche Anlagen nicht unbedingt auf die Einspeisevergütung angewiesen.

Der Bundesrat hat zahlreiche Einzelheiten zu regeln (Abs. 4), so z.B. die Vergütungsdauer, die nicht für alle Technologien gleich sein muss. Künftig soll die Vergütungsdauer für neu ins System kommende Anlagen tendenziell kürzer werden, speziell auch für solche, die über Auktionen ins System eintreten werden (Art. 24 ff.). Der Bundesrat hat weitere Mindestanforderungen festzulegen, nebst energetischen sind auch solche ökologischer Art denkbar, z.B. Anforderungen an die ökologische Gesamtbilanz von Energiepflanzen (Palmöl, Soja, Mais etc.). Als letzte Folge bei Nichteinhalten der Mindestanforderungen soll der Vergütungsanspruch erlöschen.

#### *Art. 19                      Teilweise Einspeisung*

Für Anlagen mit Einspeisevergütung gelten die generellen Anschlussbedingungen nach Artikel 17, z.B. müssen die Netzbetreiber den gesamten Strom abnehmen, und die Betreiber können „ihren“ Strom für den Eigenverbrauch verwenden. Artikel 19 ist die Grundlage für eine – nebst dem Eigenverbrauch – weitere Ausnahme vom Prinzip der vollen Einspeisung (über das Einspeisevergütungssystem): nämlich für das sog. „Splitting“. Beim Splitting läuft nur ein Teil der Produktion im Einspeisevergütungssystem (mit garantiertem Tarif), die übrige Produktion wird im freien Markt verkauft. Das Splitting macht die Abwicklung des Einspeisevergütungssystems jedoch kompliziert und aufwendig. Ein Splitting soll daher nicht zu beliebigen Modalitäten, quasi à la carte, möglich sein, sondern nur, wenn der Nutzen (für die Produktion) in einem akzeptablen Verhältnis zum Aufwand (für das System) steht.

Ein Splitting wird daher nur in den Fällen und unter den Voraussetzungen zulässig sein, die der Bundesrat definieren wird. Denkbar ist z.B., dass ein Splitting nur für bestimmte Anlagekategorien möglich ist, dass es eine Mindestgrösse für Splitting-Anlagen gibt, dass ein nicht unwesentlicher Teil der Produktion im Einspeisevergütungssystem ist und dass die zeitliche Flexibilität von Änderungen/Wechseln begrenzt wird. Bevor der Bundesrat Vorschriften erlassen hat, ist ein „unkontrolliertes“ Splitting nicht möglich.

#### *Art. 20                      Photovoltaik-Kontingente*

Mit dem neuen EnG wird nicht nur der Gesamtdeckel für das Einspeisevergütungssystem aufgehoben, sondern es entfallen auch die sog. Teildeckel. Bei der Photovoltaik ist es jedoch im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung der Branche, eines kontinuierlichen Zubaus und der Gesamtkosten nicht angezeigt, unbeschränkt finanzielle Mittel zur Verfügung zu stellen. Diese sollen darum mittels jährlicher Kontingente begrenzt werden. Die Begrenzung setzt also bei diesen Geldern an und nicht beim zu erreichenden Zubau, wenngleich sich die Kontingente an den Zubauzielen zu orientieren haben. Mit den Kontingenten wird es bei der Photovoltaik weiterhin eine *Warteliste* geben.

Die Kontingente sollen sich relativ gleichmässig über die Jahre verteilen, dies so, dass in den Jahren 2020, 2035 und 2050 ein Zubau erreicht ist, der dem Richtwert für das betreffende Jahr entspricht.

Bei den Ausbauzielen in Artikel 2 werden für die einzelnen Technologien – ausser bei der Wasserkraft – keine (Zwischen-)Ziele für den Zubau festgelegt. Dennoch orientiert sich das Gesamtziel an Teilwerten für die einzelnen Technologien. Der Richtwert, der hier für die Photovoltaik-Kontingentfestlegung definiert wird, entspricht nicht den Zubauerwartungen für Photovoltaik insgesamt. Der Richtwert bezieht sich nur auf den Zubau mit finanzieller Unterstützung (Einspeisevergütungssystem und Investitionshilfen). Daneben gibt es aber auch Anlagen bzw. Produktion im freien Markt (oder mit Eigenverbrauch). Der Zubau für Photovoltaik soll insgesamt höher sein als der Richtwert.

#### Art. 21 Vergütungssatz

Im Einspeisevergütungssystem wird über eine fixe Dauer eine fixe Vergütung (abhängig von der Produktion) bezahlt; das bringt Investitionssicherheit und gibt den erneuerbaren Energien einen Schub. Die Vergütung nach dem heutigen EnG sollte Kostendeckung bringen (darum umgangssprachlich: *kostendeckende* Einspeisevergütung, KEV), wobei nicht Kostendeckung im Einzelfall angestrebt war. Die Vergütungssätze sind vielmehr an (technisch effizienten und langfristige wirtschaftlichen) Referenzanlagen auszurichten.

Am Referenzanlage-Prinzip wird auch im neuen EnG festgehalten; ausnahmsweise soll der Vergütungssatz jedoch für bestimmte Anlagen individuell bestimmt werden können (Abs. 4). Das rechtfertigt sich nur bei grossen Anlagen, die so spezifisch sind, dass sie schlecht (als Referenzanlage) kategorisierbar sind. Der Bundesrat wird diese Fälle umschreiben; insbesondere wird er festlegen, für welche Technologien, Kategorien und Leistungsklassen eine Einzelfallbetrachtung in Frage kommt, ob diese freiwillig oder zwingend ist und ob – und wenn ja, um wie viel – der Vergütungssatz auch höher sein darf als sonst. Ausser in den vom Bundesrat bezeichneten Fällen gibt es keinen Anspruch auf eine Einzelfallbetrachtung.

Es gibt mithin drei Arten der Festlegung des Vergütungssatzes: den Hauptfall stellen a) die durch den Bundesrat festgelegten bzw. festzulegenden Sätze dar (schon heute gibt es eine Vielzahl davon: für die verschiedenen Technologien und Kategorien; zusammengesetzt aus verschiedenen Elementen und Boni, abhängig vom Inbetriebnahmejahr etc.), b) soll es ausnahmsweise eine Bestimmung im Einzelfall geben und c) wird über die Einführung von Auktionen auch eine Bestimmung des Satzes über Auktionen möglich (Abs. 5 und Art. 24).

Der Grundsatz, dass der Vergütungssatz für eine Anlage immer gleich bleibt (Abs. 2), gilt – schon nach bisherigem Recht – nicht uneingeschränkt. Der Satz kann z.B. in Abhängigkeit der äquivalenten Leistung jährlich variieren und bei der Windkraft greift ein spezieller Anpassungsmechanismus. Die Vergütungssätze sollen bei schon im System befindlichen Anlagen aber auch generell angepasst werden können (Abs. 1 Bst. e), dies aber – weil eigentlich nicht systemkonform – nur ausnahmsweise (keine übermässigen Gewinne oder Verluste).

Von diesen ausserordentlichen Anpassungen sind jene zu unterscheiden, die ganz regulär sind – für jeweils neu ins Einspeisevergütungssystem kommende Anlagen (Abs. 3 Bst. d). Die langjährige Vergütung soll den Kosten im Zeitpunkt des Eintritts entsprechen. Im Vordergrund stehen gezielte, quasi massgeschneiderte Anpassungen aufgrund neuer Berechnungen (Bst. c); bei diesen ist namentlich der sog. WACC (weighted average cost of capital) zu berücksichtigen. Alternativ dazu kann der Bundesrat auch eine automatische Absenkung der Vergütungssätze (für jeweils neu ins Modell kommende Anlagen) vorsehen, so dass es für neue Sätze nicht regelmässig Verordnungsänderungen braucht.

Künftig soll auch nicht mehr unbedingt Kostendeckung (für Referenzanlagen) erreicht werden; die Vergütung hat sich nur mehr an den Gestehungskosten zu *orientieren*.

Kraftwerke mit steuerbarer Produktion haben eine gewisse Flexibilität, zu welchem Zeitpunkt sie Strom ins Netz einspeisen. Dies betrifft in erster Linie Biomasse- und Wasserkraftwerke, welche ihre Leistung drosseln oder hochfahren können, wenn die Verfügbarkeit des Substrats bzw. der Wasserhaushalt dies erlauben. Mit der Regelung von Absatz 2 sollen Anreize geschaffen werden, damit diese Flexibilität sinnvoll genutzt wird. Insbesondere ist es sinnvoll, mehr einzuspeisen, wenn die Produktion anderer Kraftwerke eingeschränkt oder der Stromverbrauch besonders hoch ist. Umgekehrt soll sich eine Reduktion der Einspeisung lohnen, wenn wenig Strom benötigt wird und andere, nicht steuerbare Kraftwerke (z.B. aufgrund hoher Sonneneinstrahlung oder starkem Wind) viel produzieren. Es können aber auch steuerbare Leistungsbegrenzungen oder gar lokale Zwischenspeicher bei variablen Produktionsanlagen (Wind, Sonne) angemessen berücksichtigt werden.

Solche Anreize können über ein Bonus-/Malus-System, beispielsweise basierend auf den Preisen des Spotmarkts für Elektrizität, gesetzt werden. Steuerbare Produktion kann auch dazu dienen, die Ausgleichsenergie zu reduzieren, da sie gut prognostiziert werden kann und unvorhergesehene Abweichungen anderer Produktionseinheiten ausgleichen kann. Dies soll unterstützt werden, z.B. durch eine Beteiligung der steuerbaren Produktionsanlagen an der eingesparten Ausgleichsenergie.

Das neue Auktionsregime ist Teil des Einspeisevergütungssystems und nicht etwas anderes (vgl. auch die systematische Einordnung der Regelung). Zentraler Unterschied zum System in seiner herkömmlichen Form ist, dass die Vergütung (genau: der Vergütungssatz) über eine Auktion bestimmt wird; es gelten dann also nicht die in der Verordnung enthaltenen (an der Referenzanlage orientierten) Vergütungssätze. Über die Auktion erfolgt überdies der Eintritt ins Einspeisevergütungssystem – statt über die Anmeldung wie sonst. Im Übrigen gelten die Bestimmungen zum Einspeisevergütungssystem ganz normal, auch jene in den Ausführungsvorschriften. So muss z.B. eine Neuanlage vorliegen, die Mindestanforderungen müssen eingehalten werden, die Vergütung erfolgt fix und über eine fixe Dauer (hier ist immerhin eine Verkürzung gegenüber den sonst üblichen Dauern möglich) und wird über den Netzzuschlag finanziert.

Hat der Bundesrat einmal einen Regimewechsel (hin zu Auktionen) beschlossen, so ist dieser Wechsel insofern endgültig, als es im betreffenden Bereich keine Rückkehr zum herkömmlichen System gibt. Die gestützt auf Artikel 21 im Ausführungsrecht festgelegten Vergütungssätze kommen für Betreiber, die mit ihren Anlagen neu ins System eintreten, somit nicht zum Zuge (sie gelten nur für Anlagen, die vor dem Regimewechsel ins System gekommen waren). Durch die Endgültigkeit des Wechsels soll die erforderliche Stabilität des Fördersystems garantiert und vermieden werden, dass mehrmalige Regimewechsel Unsicherheiten verursachen. Projektanten könnten sonst z.B. darüber spekulieren, ob und wann das für sie günstigere Regime greift und Investitionen hinausschieben. Ein Hin und Her sowie ein kompliziertes Nebeneinander von Anlagen, die nach den herkömmlichen Regeln oder über Auktionen im Einspeisevergütungssystem sind, würde das System auch nochmals komplexer und fehleranfälliger machen, namentlich für den Vollzug. Somit würden auch die Kosten für die Abwicklung steigen.

#### *Zuschlagskriterien*

Haupt- bzw. primäres Zuschlagskriterium ist der „Preis“, d.h. der gebotene Vergütungssatz. Je tiefer dieser ist, desto besser. Solange die Gebote mit dem besten Satz die ausgeschriebene Menge nicht übersteigen, gilt v.a. der Preis als Kriterium. Subsidiär, z.B. wenn es zu viele



Gebote mit dem besten Vergütungssatz gibt oder wenn die Realisierung eines Projekts noch nicht weit gediehen ist oder generell unwahrscheinlich ist, kommen auch weitere Kriterien zum Zuge (Art. 24 Abs. 1 Bst. a-c). Der Bundesrat wird über Artikel 25 und seine Festlegung des genauen Zuschlagsmodus (bzw. über verschiedene Zuschlagsmodi) die Prioritäten der Kriterien konkretisieren können. Mit Realisierungsstand der Anlage ist gemeint, ab wann mit Produktion zu rechnen ist (ist die Anlage erst in Planung, im Bau oder schon in Betrieb?). Nicht eigentliche Zuschlagskriterien sind Umweltverträglichkeit oder Standorteignung. Diese Aspekte sind gleichwohl zu berücksichtigen; die Standorteignung quasi als Teilnahmevoraussetzung (Art. 18 Abs. 2) und Umweltbelange über die Mindestanforderungen (Art. 18 Abs. 3).

#### *Auktionsrunden*

Ist der Wechsel ins Auktions-Regime in einem Bereich erfolgt, also z.B. für eine ganze Technologie oder nur für eine Kategorie, ist es am Bundesamt für Energie (BFE), die einzelnen Auktionsrunden inkl. Modalitäten anzusetzen; diese Runden bilden den zeitlichen Rahmen für die konkreten Auktionen, die nicht das BFE selber durchführt, sondern die Vollzugsstelle bei der nationalen Netzgesellschaft (Art. 66). Das BFE legt gemäss Artikel 25 Absatz 1 u.a. die auszuschreibende Menge sowie z.B. die Eckwerte für ein gültiges Gebot fest. Die Vollzugsstelle erfasst alle rechtzeitigen und gültigen Gebote. Sie reiht sie anhand der massgeblichen Kriterien ein. Anschliessend erteilt sie die Zuschläge an die bestgereihten Angebote, dies bis deren Summe die Gesamtsumme der Ausschreibung erreicht. Wer in diesem Ausschreibungskontingent nicht Platz hat, erhält keinen Zuschlag. Ein Rechtsanspruch auf einen solchen besteht nicht.

Mit der Zuschlagsverfügung werden die konkreten Bedingungen schliesslich verbindlich festgelegt, d.h. hauptsächlich die Garantie (für den Produzenten), im Einspeisevergütungssystem die in der Auktion zugesicherte Menge absetzen zu können und der massgebliche Preis (=Vergütungssatz). Wer einen Zuschlag erhalten hat und damit im Einspeisevergütungssystem ist, kann dieses zwar wieder verlassen und in den freien Markt gehen. Ein Wiedereintritt ins Einspeisevergütungssystem bzw. ein mehrmaliger Wechsel mit derselben Anlage ist allerdings nicht möglich, wodurch die Stabilität des Systems gewährleistet und der administrative Aufwand beschränkt werden soll.

#### *Ausführungsvorschriften*

Der Bundesrat wird nebst dem (bereichsweisen) Regimewechsel auch andere Ausführungsvorschriften zu erlassen haben (Art. 25 Abs. 4). Zum Auktionsmodus gehört u.a. der Preisfestsetzungsmechanismus. Der Bundesrat kann z.B. ein so genanntes Gebotspreisverfahren einführen, bei dem der jeweilige Anbieter oder die jeweilige Anbieterin genau jenen Vergütungssatz erhält, den er oder sie geboten hatte (Pay-as-bid). Eine Alternative kann sein, dass für alle in einer Auktionsrunde Berücksichtigten jener Preis zum Zuge kommt (Uniform pricing), der mit dem „letzten“ Angebot, das im Ausschreibungskontingent noch Platz hat, geboten wurde (Cut-off price). Alle innerhalb der Auktionsrunde erhalten also (unabhängig vom eigenen Gebot) den gleichen Vergütungssatz. Von den Berücksichtigten erhält so niemand einen tieferen als den gebotenen Satz; wer höher geboten hat, geht leer aus (d.h. erhält keinen Zuschlag). Der Bundesrat kann beide Mechanismen vorsehen und so für die spätere Abwicklung maximale Flexibilität ermöglichen. Zu den Ausführungsvorschriften gehört auch eine Aufwandschädigung für nicht ernsthafte oder missbräuchliche bzw. unlautere Gebote. Nicht ernsthaft ist ein Gebot z.B. dann, wenn es nicht seriös oder von so schlechter Qualität ist, dass es gar nicht auf eine Teilnahme abzielen kann. Missbräuchlich oder unlauter ist ein Gebot z.B. dann, wenn Absicht des Gebots ist, den Ausgang der Auktion zu verfälschen oder durch Manipulation bei Preis oder Menge andere von der Teilnahme abzuhalten.

## *Sanktion*

Von der Aufwandentschädigung, die v.a. ein ordnungsgemässes Verfahren ermöglichen und eine gewisse abschreckende Wirkung haben soll, ist die Sanktion nach Artikel 26 zu unterscheiden. Diese Sanktion ist materiell motiviert. Dadurch soll, wenn auch nur bis zu maximal 10 Prozent, kompensiert werden, dass durch den Zuschlagsempfänger, dessen Produktion ausfällt, eine „Lücke“ beim Zubau verursacht und jemand anderes nicht berücksichtigt wurde. Die Sanktion soll dann nicht greifen, wenn die Gründe für das Nichtrealisieren nicht im Einflussbereich der fraglichen Teilnehmerin oder des fraglichen Teilnehmers liegen. Da mit den Sanktionen (präventiv) verhindert werden soll, dass beim Zubau, der aufgrund der Gebote für das System einkalkuliert wird, Lücken entstehen, ist auch eine Ersatzbeschaffung möglich; deren Modalitäten hat der Bundesrat zu regeln (Art. 26 Abs.3). Zur Prüfung, ob Sanktionen zu verhängen sind, muss das BFE die nötigen Untersuchungsmassnahmen vornehmen können (vgl. z.B. Art. 42 Kartellgesetz, KG, SR 251).

### *Art. 27 Bilanzgruppen und Ausgleich unter den Netzbetreibern*

Mit dem System der Bilanzgruppen werden Produktion, Handel und Verbrauch von Elektrizität buchhalterisch erfasst. Dadurch wird sichergestellt, dass der Strom nicht nur physikalisch den Weg vom Kraftwerk zur Steckdose findet, sondern Ein- und Ausspeisung sowie Kauf und Verkauf auch kommerziell abgewickelt werden können. Dieser Artikel regelt die buchhalterische Erfassung und Verteilung der Elektrizität aus Anlagen im Einspeisevergütungssystem.

Wie der gesamte ins Netz eingespeiste Strom, muss auch die Elektrizität aus Anlagen im Einspeisevergütungssystem den Bilanzgruppen zugewiesen werden. Gemäss *Absatz 3* ist es in der Kompetenz des Bundesrates zu entscheiden, welchen Bilanzgruppen dieser Strom zugewiesen wird. Bei kleinen Anlagen ohne Lastgangmessung, d.h. in der Regel solche mit einer Anschlussleistung unter 30 kVA, ist es aus abwicklungstechnischen Gründen sinnvoll, diese der jeweiligen Bilanzgruppe des lokalen Netzbetreibers zuzuordnen. Für grössere Anlagen ist die Abwicklung einfacher, wenn sie einer speziellen Bilanzgruppe für erneuerbare Energie zugeordnet werden. Bei steuerbaren Anlagen oder solchen im Splitting-Modell (siehe dazu Art. 19 und 22) kann es auch sinnvoll sein, die Elektrizität der Bilanzgruppe des Anlagenbetreibers oder des zuständigen Energiedienstleisters zuzuordnen.

*Absatz 2* regelt, was mit der Elektrizität nach der Zuweisung zu den Bilanzgruppen geschieht. Der Strom aus Anlagen im Einspeisevergütungssystem wird entweder am Markt abgesetzt oder von den Endkundinnen und Endkunden verbraucht. Der Absatz am Markt ist insbesondere in den Fällen angezeigt, wo Preissignale zur zeitgerechten Einspeisung benötigt werden, d.h. bei Anlagen mit steuerbarer Produktion. Die Elektrizität, welche nicht am Markt abgesetzt wird, wird gleichmässig auf alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher verteilt. Technisch erfolgt dies über die Bilanzgruppen. Um die Kostenneutralität zu gewährleisten, bezahlen die Bilanzgruppen für diesen Strom den Marktpreis.

Verbunden mit der Verrechnung des Stroms ist auch die Auszahlung der Vergütung an die Produzenten. Zur Vereinfachung der Prozesse kann der Bundesrat diese Aufgabe von den Netzbetreibern an eine Bilanzgruppe oder andere zentrale Stelle übertragen. Ebenfalls ist in *Absatz 3* festgehalten, dass die Mehrkosten der Vergütung im Einspeisevergütungssystem durch den Netzzuschlagssfonds (vgl. Art. 36 und 37) gedeckt werden. Mit diesem Kostenausgleichsmechanismus ist sichergestellt, dass Netzbetreiber mit vielen Anlagen im Einspeisevergütungssystem nicht besser oder schlechter gestellt sind als solche mit wenig solchen Anlagen in ihrem Versorgungsgebiet.

### **3. Abschnitt: Eimaliger Beitrag für kleine Photovoltaik-Anlagen (Investitionshilfen)**

#### *Art. 28-30 Einmalvergütung für kleine Photovoltaik-Anlagen*

Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW sind neu nicht mehr zum Einspeisevergütungssystem zugelassen und kommen stattdessen in ein neues Fördersystem, das aus einer einmaligen, im Vergleich zur Einspeisevergütung tieferen, Investitionshilfe besteht. Dieses neue Regime gilt für alle Anlagen (wobei nur nach dem 1. Januar 2006 gebaute *Neuanlagen* erfasst sind [was eine Neuanlage ist, definiert Art. 18]), für die bis zum Inkrafttreten der Regelung noch kein positiver Bescheid (vorbehaltlose Zusicherung) ausgestellt wurde. Die Neuerung gilt also namentlich für alle auf der Warteliste (Art. 71). Für sie erfüllt sich die Erwartung, ins Einspeisevergütungssystem zu kommen, damit nicht. Immerhin erhalten sie aber die Investitionshilfe.

Die Finanzierung erfolgt über den Netzzuschlag, quasi als kapitalisierte Einspeisevergütung. Auch hier gibt es eine Kontingentierung, wie nach Artikel 20. Beide Kontingente, jenes nach Artikel 20 (Einspeisevergütungssystem) und jenes nach Artikel 30 (Investitionshilfen), werden zusammen festgelegt. Dabei gelten die Richtwerte nach Artikel 20 für die Summe beider Kontingente. Die Verteilung der Kontingente zwischen dem Einspeisevergütungssystem und den Investitionshilfen erfolgt entsprechend dem Marktanteil der Anlagengrössen.

Das Antragsverfahren soll nach dem gleichen Schema wie beim Einspeisevergütungssystem ablaufen. Die anrechenbaren Investitionskosten bestimmen sich ebenfalls aufgrund von Referenzanlagen und deren Investitionskosten im Erstellungsjahr. Um Bagatellsubventionen zu vermeiden, kann eine untere Grenze festgelegt werden. Für die Einmalvergütung soll, anders als im Subventionsrecht, vor der Beitragszusage mit Bauen begonnen werden dürfen.

Im Einspeisevergütungssystem (Art. 18 ff.) braucht es während der ganzen Vergütungsdauer ein Monitoring. Das ist bei der Einmalvergütung anders; sie beschlägt praktisch nur den Anfangszeitraum bei der Investition in eine Anlage. Trotzdem soll es auch hier möglich sein, in störenden Fällen auch noch später – nach stichprobeweisen Kontrollen – auf eine Beitragsgewährung zurückzukommen. Es gilt nämlich zu verhindern, dass z.B. völlig betriebsuntüchtige Occasionsanlagen eingebaut werden. Wenn solche zwei Jahre nach der Installation und der Investitionshilfe bereits ausfallen, soll das Geld zurückgefordert werden können.

### **4. Abschnitt: Vergütung für Elektrizität aus Wärme-Kraft-Kopplung (WKK-Vergütungssystem)**

In den Artikeln 31 und 32 wird das Vergütungssystem für Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) geregelt, mit welchem der Ausbau der installierten Leistung fossil und teilweise fossil befeuerter WKK-Anlagen unterstützt werden soll. Wenngleich gewisse Parallelen (z.B. Vollzugsbehörde) zum Einspeisevergütungssystem bestehen, sind die beiden Modelle klar auseinanderzuhalten. Die Unterstützung der WKK-Anlagen ist nicht vergleichbar mit jener der erneuerbaren Energien. Sie bietet insbesondere keine mit den Sicherheiten im Einspeisevergütungssystem vergleichbare Garantien für die teilnehmenden Anlagen.

#### *Artikel 31 Teilnahmerechtigte Anlagen*

Artikel 31 regelt die Berechtigung zur Teilnahme am WKK-Vergütungssystem. Nach *Absatz 1* sind ausschliesslich fossil oder teilweise fossil befeuerte Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 0,35 MW bis und mit 20 MW teilnahmerechtigt. Für die Teilnahme am WKK-Vergütungssystem relevant ist die Leistung der einzelnen WKK-Anlage, ein Zusammenschluss mehrerer WKK-Anlagen, bzw. der Einbezug zusätzlicher Heizkessel, ist nicht möglich. Anlagen, die ausschliesslich mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden, sind

von der Teilnahme am WKK-Vergütungssystem ausgenommen, da ihnen in der Regel bereits die Teilnahme am Einspeisevergütungssystem offen steht.

Die Grössenbeschränkung nach unten hat mehrere Gründe: Kleinere Anlagen weisen einen deutlich tieferen elektrischen Wirkungsgrad auf als solche, die mit grösseren Motoren betrieben werden. Sie haben im Weiteren den Nachteil, dass sie tendenziell in stärkerer Konkurrenz zur Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien stehen. Im Grundsatz soll bei kleinen Anlagen primär auf Photovoltaik-Anlagen und Wärmepumpen gesetzt werden, es ist daher nicht wünschbar, dass hier WKK-Anlagen eine rentable Alternative darstellen. Mit dem Festhalten einer Mindestgrösse erfolgt zudem eine Beschränkung auf Anlagen, die ohne grösseren finanziellen Aufwand mit Systemen zur Verminderung von Stickoxiden ausgestattet werden können. Letztlich dürfte bei kleineren Anlagen der administrative Aufwand im Zusammenhang mit dem WKK-Vergütungssystem sowie der neu eingeführten CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht (vgl. Art. 22 CO<sub>2</sub>-Gesetz) nicht verhältnismässig sein.

Die Grössenbeschränkung nach oben ergibt sich primär aus dem Grundgedanken, wonach die Wärme am Ort ihres Verbrauchs produziert werden sollte. Dezentrale, in der Regel kleinere Anlagen sind in dieser Hinsicht effizienter als zentrale, grosse Anlagen, da sie keinen mit dem Transport verbundenen Wärmeverlust aufweisen. Die Grössenbegrenzung stellt demnach insbesondere sicher, dass die Unterstützung nur dezentralen effizienten Anlagen zu Gute kommt, welche die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht überdurchschnittlich konkurrieren und welche Luftreinhaltemassnahmen gut zugänglich sind.

Im Weiteren können WKK-Anlagen nur von der WKK-Vergütung profitieren, wenn sie die Wärme – zeitgleich oder aber mittels Speicherung zeitlich versetzt – vollständig nutzen. Weitere Mindestanforderungen legt der Bundesrat auf Verordnungsebene fest. Hierbei ist primär an die Vorgabe eines minimalen Wirkungsgrads zu denken sowie an weitere Vorgaben, die sicherstellen, dass nur effiziente und emissionsarme Anlagen, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, am WKK-Vergütungssystem teilnehmen können.

*Absatz 2* schliesst Abfallverwertungsanlagen von der Teilnahme am WKK-Vergütungssystem aus. Der Ausschluss erfolgt aus denselben Gründen wie jener aus dem Einspeisevergütungssystem (vgl. Art. 18 Abs. 4).

Gemäss *Absatz 3* wird das Verfahren durch den Bundesrat zu regeln sein. Geplant ist eine Anknüpfung an die Mechanismen im Rahmen des Herkunftsnachweises, da die Teilnahme am WKK-Vergütungssystem von Grund auf nur WKK-Anlagen offensteht, für die aufgrund ihrer Gesamtleistung ein Herkunftsnachweis notwendig ist. Dieser wiederum bedingt nach der Verordnung des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) vom 24. November 2006 über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (Herkunftsnachweis-Verordnung, HKNV)<sup>64</sup> ein regelmässiges Audit betreffend der Anlagedaten, durchgeführt durch eine akkreditierte Konformitätsbewertungsstelle. Die Produzenten könnten daher auf Verordnungsebene verpflichtet werden, ihr Audit nach der HKNV auf die für den Nachweis der Teilnahmeberechtigung relevanten Eigenschaften ihrer Anlage auszuweiten.

#### *Art. 32 WKK-Vergütung*

Artikel 32 regelt Ausgestaltung, Höhe, Entwicklung und Grenzen der WKK-Vergütung.

Die WKK-Anlagen sind primär wegen der Steuerbarkeit der Elektrizitätsproduktion und der daraus resultierenden Möglichkeit der bedarfsgerechten Einspeisung eine geeignete Ergänzung zur unregelmässigen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und deshalb unterstüt-

<sup>64</sup> SR 730.010.1.

zungswürdig (vgl. Ziffer 1.3.3). Diesen Überlegungen soll auch die Gestaltung der WKK-Vergütung Rechnung tragen. Die WKK-Vergütung wird nach *Absatz 1* variabel sein. Indem sie am angebots- und nachfrageabhängigen Preis am Strommarkt, d.h. primär jenem des Schweizer Spotmarkts (swissix), anknüpft und dementsprechend dieselben Schwankungen aufweist, unterstützt sie einen bedarfsgerechten Betrieb der WKK-Anlagen. Gleichzeitig sollen die Gesteungskosten effizienter WKK-Anlagen, so insbesondere die Gasbeschaffungskosten und die CO<sub>2</sub>-Kompensationskosten, als weiterer Faktor in der Gestaltung der Vergütung berücksichtigt werden. Damit soll die Elektrizitätsproduktion mit entsprechend effizienten WKK-Anlagen rentabel werden – jedenfalls in Phasen mit erhöhtem Elektrizitätsbedarf. Letztlich spielt auch der Zielerreichungsgrad hinsichtlich des Ausbauziels (Art. 3) eine Rolle: Bei mangelnder Zielerreichung können über die Erhöhung der Vergütung verstärkte Anreize zum Bau neuer WKK-Anlagen gesetzt werden. Ist das Ziel hingegen erreicht, kann eine Absenkung der Vergütung erfolgen (vgl. sogleich Abs. 4). Die genaue Zusammensetzung der WKK-Vergütung wird der Bundesrat festlegen, ebenso ihre periodische Überprüfung und allfällige Anpassung (Abs. 3).

Eine feste Obergrenze für den Tarif ergibt sich aus *Absatz 2*, wonach die durch den Tarif insgesamt verursachten Mehrkosten jährlich einen Drittel der nicht durch Marktpreise gedeckten Mehrkosten der Einspeisevergütung und bestehender Abnahmeverträge nach Artikel 71 Absatz 8 nicht überschreiten dürfen. Damit wird sichergestellt, dass die durch das WKK-Vergütungssystem verursachten Kosten stets in einer angemessenen Relation bleiben zu den durch die Förderung erneuerbarer Energien verursachten Kosten.

*Absatz 4* stellt klar, dass hinsichtlich der WKK-Vergütung für die Anlagebetreibenden keinerlei Garantien oder Zusicherungen bestehen werden: Ist das Ausbauziel erreicht, so kann die WKK-Vergütung sukzessive bis auf den Marktpreis abgesenkt werden, und zwar – anders als beim Einspeisevergütungssystem – für alle Anlagen gleichermaßen, also auch für jene Anlagen, die bis dahin schon am WKK-Vergütungssystem teilgenommen haben. Rechnung zu tragen ist dabei jedoch dem Bedarf nach Elektrizität: eine Vergütungsabsenkung soll nur soweit möglich sein, als dies die Deckung des Bedarfs nicht gefährdet. Eine erneute Erhöhung der Vergütung bleibt jederzeit möglich.

#### **4. Kapitel: Wettbewerbliche Ausschreibungen, Geothermie-Garantien und Entschädigung bei Wasserkraftwerken**

##### *Art. 33 Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen*

Die wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen werden, da sie über den Netzzuschlag finanziert werden und da es bei ihnen primär um den rationellen und sparsamen Umgang mit Elektrizität geht, im Gesetz systematisch neu eingereiht (bisher: Art. 7a). Neu sollen auch Vorhaben der Elektrizitätsproduktion und -verteilung berücksichtigt werden, jedoch nicht generell, sondern nur in bestimmten Fällen. Einerseits geht es um Massnahmen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei „elektrischen Anlagen“ (damit sind Anlagen ab Generator gemeint – verstanden als Fachbegriff und in Abgrenzung zu hydraulischen Anlagen). Andererseits sollen auch Massnahmen zur Stromproduktion aus nicht anders verwertbarer Abwärme unterstützt werden. Das Schwergewicht der Förderung soll aber auch künftig bei den verbrauchsseitigen Massnahmen einschliesslich Effizienzmassnahmen im Bereich der Elektromobilität liegen (Abs. 1 Bst. a).

##### *Art. 34 Geothermie-Garantien*

Diese Bestimmung wird aus dem geltenden Recht übernommen und terminologisch wie auch inhaltlich leicht angepasst. Der juristisch nicht korrekte Begriff der „Bürgschaft“ wird durch

„Garantie“ ersetzt. Abgesichert werden sollen Investitionen im Rahmen der Vorbereitung und Errichtung von Geothermieanlagen. Diese Wortwahl stellt eine Präzisierung gegenüber der heute geltenden Fassung dar, wonach „Anlagen zur Nutzung von Geothermie“ mittels Bürgschaft zu sichern waren. Der Begriff der Errichtung ist in weitem Sinne zu verstehen; darunter fallen alle Handlungen, die dazu dienen, ein Geothermie-Projekt soweit zu verfolgen, bis Aussagen über die Fündigkeit gemacht werden können und das Projekt als Erfolg bzw. Teil- oder Misserfolg beurteilt wird, insbesondere Kosten für Bohrungen, Bohrlochvermessungen, Pumpversuche, Reservoirstimulation, Tests und Analysen, die geologische Begleitung und den Abbau des Bohrplatzes (vgl. Regelung in der geltenden Energieverordnung, Anhang 1.6). Im Rahmen der Vorbereitung einer Anlage sind neben den eigentlichen Vorbereitungsarbeiten, insbesondere der Bohrplatzvorbereitung, auch die notwendigen vorgelagerten und nach einer Machbarkeitsstudie durchgeführten Explorationskosten anrechenbar, welche dazu beitragen, die Erfolgswahrscheinlichkeit für eine Fündigkeit nach einer Machbarkeitsstudie, aber vor Bohrbeginn, zu erhöhen und den optimalen Standort des oberflächigen Bohrplatzes und der unterirdischen Bohrlandpunkte zu bestimmen.

Für geothermische Stromprojekte sind beträchtliche Eigen- und Fremdkapitalmittel bereitzustellen. Bei einer Risikodeckung von wie bisher maximal 50 Prozent der Investitionskosten vermag der Kapitalwert eines Projekts die Investitionshürden privater Investoren in der Regel nicht zu überschreiten. Um eine für Investoren akzeptable Eigenkapitalrendite zu erzielen, wird der Grad der maximalen Risikodeckung auf 60 Prozent erhöht. Dieser Höchstsatz entspricht jenem, der im Rahmen von Finanzhilfen an Einzelprojekte gewährt wird (vgl. Art. 53 Abs. 2 EnG).

*Art. 35                    Entschädigung bei Wasserkraftwerken*

Geringfügige Änderungen redaktioneller Natur.

## **5. Kapitel:            Finanzierung der Vergütungen und weiterer Massnahmen**

### **1. Abschnitt:        Netzzuschlag**

*Art. 36, 37            Netzzuschlag und Netzzuschlagssfonds*

Seit 2009 wird auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze ein Netzzuschlag erhoben, aus dem u.a. die Einspeisevergütung bezahlt wird bzw. jener Teil davon, der die Differenz zum Marktpreis bildet. Die Netzbetreiber können den Zuschlag auf die Endkunden überwälzen.

Neu gibt es kein Zuschlagsmaximum mehr. Für drei Verwendungszwecke (wettbewerbliche Ausschreibungen, Geothermie-Garantien, Entschädigung bei Wasserkraftwerken) findet aber je eine relative Begrenzung innerhalb des Zuschlags statt, d.h. die Mittel in diesen Bereichen sind begrenzt.

Alle Gelder fliessen in einen Fonds. Dieser bleibt bei der nationalen Netzgesellschaft bzw. kommt zur dortigen Vollzugsstelle. Heute ist der Fonds als privatrechtliche Stiftung organisiert. Das soll ändern; die Stiftung ist aufzulösen (Art. 71 Abs. 7). Der Fonds ist einfach zu organisieren, primär mit separaten Konti; spezielle Gebilde bzw. eine rechtliche Verselbständigung sind nicht nötig. Die Mittel im Fonds sind durch die Regel, wonach sie für nichts in Haftung gezogen werden können, geschützt. Die Vollzugsstelle darf sie auch nicht für eigene Zwecke verwenden; die Swissgrid AG erst recht nicht. Die Gelder können auch nicht von Dritten für irgendwelche Verpflichtungen der Vollzugsstelle oder der Muttergesellschaft (Swissgrid AG) beansprucht werden.

Der Fonds ist zwar ein „fonds de roulement“ und deshalb sollen darin an sich nicht auf Vorrat grosse Geldmengen sein. Eine gewisse Liquidität ist aber dennoch nötig und gerade für die Geothermie-Garantien und für die Entschädigungen bei Wasserkraftwerken müssen Reserven gebildet werden, weil in diesen Bereichen länger keine Auszahlungen anfallen, dann aber plötzlich grössere Beträge gebraucht werden.

#### *Art. 38                    Rückerstattung des Zuschlags*

Die Möglichkeit zur Rückerstattung des Zuschlags wird gemäss *Absatz 1* neu an ein Stromeffizienz- und CO<sub>2</sub>- Reduktionsziel geknüpft. Damit auch Endverbraucher die Rückerstattung beantragen können, die keine Verpflichtung zur Verminderung der Treibhausgasemissionen gemäss Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b CO<sub>2</sub>-Gesetz eingehen können, ist die Verpflichtung zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses gemäss Absatz 1 grundsätzlich eigenständig und unabhängig vom CO<sub>2</sub>-Gesetz.

Um Doppelspurigkeiten zu vermeiden, werden einerseits Verminderungsverpflichtungen nach Art. 31 Absatz 1 Buchstabe b CO<sub>2</sub>-Gesetz angerechnet. Andererseits werden EHS-Unternehmen nach Artikel 17 CO<sub>2</sub>-Gesetz und fossilthermische Kraftwerke nach Art. 22 CO<sub>2</sub>-Gesetz von der Verpflichtung nach Absatz 1 Buchstabe b befreit, da diese im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Gesetzes ebenfalls bereits CO<sub>2</sub>-Verpflichtungen eingehen müssen. Gemäss *Absatz 2* ist in diesen Fällen deshalb keine separaten Verpflichtungen nach EnG zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses abzuschliessen.

Gemäss *Absatz 3* sind im Rahmen der Zielvereinbarung – nebst den allgemeinen Grundsätzen des EnG – insbesondere auch bereits umgesetzte Effizienzmassnahmen zu berücksichtigen, um vorbildliche Endverbraucher nicht von der Möglichkeit der Rückerstattung auszuschliessen. Konkret bedeutet dies, dass bei Betrieben mit bereits hohem Effizienzgrad die zu erreichenden Verbesserungen entsprechend niedriger ausfallen als bei Betrieben, die noch keine Effizienzmassnahmen umgesetzt haben. Daneben gilt, dass die Verpflichtung für die Unternehmen wirtschaftlich tragbar sein muss. Wirtschaftlich tragbar ist eine Massnahme dann, wenn ein angemessenes Verhältnis zwischen deren Nutzen und der Schwere allfällig damit verbundener Nachteile besteht, und der Nachteil deshalb für die Unternehmung zumutbar ist.

Der Zuschlag wird ab Eingehen der Verpflichtung periodisch rückerstattet. Werden die Verpflichtungen nach Absatz 1 und allenfalls nach Absatz 2 nicht über die gesamte Verpflichtungsdauer vollständig eingehalten, erlischt gemäss *Absatz 4* der Rückerstattungsanspruch und sämtliche bereits erhaltene Rückerstattungen müssen zurückbezahlt werden.

Bereits heute haben Betriebe auf verschiedenen Ebenen (Bund, Kantone) die Möglichkeit, Effizienz- und Reduktionsverpflichtungen im Energiebereich einzugehen (z. B. Grossverbraucherartikel der Kantone, Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe, etc.). Die entsprechenden Verpflichtungen werden heute u. a. von der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) und den Kantonen in Zusammenarbeit mit den Unternehmen ausgearbeitet und auch von Energieversorgungsunternehmen anerkannt. Für die Ausarbeitung der Verpflichtungen soll deshalb auch inskünftig auf private Organisationen zurückgegriffen werden, der Entscheid über die Verpflichtung und die Zuschlagsrückerstattung trifft das Bundesamt für Energie (vgl. Art. 51 und 62).

## **2. Abschnitt:        Ausgleich der Mehrkosten der WKK-Anlagen**

#### *Art. 39                    Finanzierung der Mehrkosten*

*Absatz 1* regelt, dass die Finanzierung der durch die WKK-Vergütung verursachten Mehrkosten den Netzbetreibern obliegt, und dass sie über einen Ausgleichsmechanismus abgewickelt

wird. Ohne einen solchen Mechanismus würden gewisse Netzbetreiber ungleich stärker belastet als andere, abhängig davon, wie viele WKK-Anlagen sich in ihrem Netzgebiet befinden. Mit dem Mechanismus werden diese Wettbewerbsnachteile ausgeglichen, indem eine Vollzugsstelle die Gesamtkosten auf alle Netzbetreiber gleichmässig verteilt, jeweils proportional zur Menge der von ihnen an Endkunden gelieferten Energie.

Der Ausgleichsmechanismus ist als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck ausgestaltet. Er dient der Behebung von Wettbewerbsnachteilen, die ansonsten den Netzbetreibern in Erfüllung einer gesetzlichen Abnahmepflicht (Art. 17 Abs. 1) und in Unterstützung von gesetzlichen Zielen (Art. 3) entstehen könnten. Sowohl der Verwendungszweck der Abgabe (die Unterstützung der Elektrizitätsproduktion mit WKK-Anlagen zum Schutz von Versorgungssicherheit und Netzstabilität) wie auch die Abgabe selbst finden ihre Grundlage damit in Artikel 91 Absatz 1 BV und der darin enthaltenen Sachkompetenz des Bundes.

Abgewickelt wird der Ausgleich, indem die Netzbetreiber der Vollzugsbehörde (eine Stelle bei der nationalen Netzgesellschaft, vgl. Art. 66) die durch die WKK-Vergütung entstandenen Mehrkosten melden. Basierend auf diesen Meldungen kann der durch jeden einzelnen Netzbetreiber zu tragende Anteil berechnet und letztlich die Rechnungsstellung bzw. Auszahlung vorgenommen werden. Sowohl die Netzbetreiber wie auch die Produzenten haben sämtliche zur Überprüfung der Daten und zum weiteren Vollzug notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen (*Abs. 2*).

Die weiteren Einzelheiten des Ausgleichsmechanismus sind gemäss *Absatz 3* auf Verordnungsstufe zu regeln. So wird der Bundesrat insbesondere allfällige Einsichtsrechte auf bestehende Datensysteme, wie das HKNV-System, regeln, sofern und soweit eine solche Einsicht notwendig ist zur Überprüfung der Teilnahmeberechtigung oder weiterer relevanter Daten durch die Vollzugsbehörde.

*Art. 40*                      *Vollzugskosten*

Art. 40 stellt klar, wie die Vollzugskosten des WKK-Vergütungssystems zu finanzieren sind.

## **6. Kapitel: Sparsame und rationelle Energienutzung**

### **1. Abschnitt: Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte**

*Art. 41*

Artikel 41 wird, abgesehen von einer redaktionellen Änderung in Absatz 2 Buchstabe a, in der am 1. Juli 2012 in Kraft getretenen Fassung übernommen.

### **2. Abschnitt: Gebäudebereich**

*Art. 42*

Vorschriften im Gebäudebereich erlassen nach Art. 89 Abs. 4 BV v.a. die Kantone. Der Bund gibt im EnG wie bis anhin nur einen Rahmen zu einigen Aspekten vor, wobei er den Kantonen einen erheblichen Spielraum belässt. Es werden die heutigen Bestimmungen weitergeführt, auch der jüngst vom Parlament beschlossene Buchstabe *e* von Absatz 3, der lediglich eine redaktionelle Änderung erfährt. Neu wird die sparsame und rationelle Energienutzung sowie die Nutzung erneuerbarer Energien zum nationalen Interesse erklärt. Das soll (ähnlich wie der erwähnte Bst. *e*) u.a. dazu beitragen, dass energetisch sinnvoll Gebäudesanierungen nicht zu stark durch kantonale oder kommunale Vorschriften behindert werden. Dabei ist das nationale Interesse jedoch nicht per se gegeben, sondern nur in der Regel; die Relativierung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Gebäudebereich von einer Vielzahl auch kleinerer, untergeordneter energieseitiger Interessen ausgegangen werden muss, bei denen die Erhebung



ins nationale Interesse nicht in jedem Fall angemessen wäre. Wo das nationale Interesse als gegeben zu erachten ist, entbindet dieser Umstand in keiner Weise von der Pflicht zur Durchführung einer umfassenden und alle Umstände berücksichtigenden Interessenabwägung im Einzelfall. Dabei ist namentlich dem Schutz von Denkmälern von nationalem oder kantonalem Interesse Rechnung zu tragen.

### **3. Abschnitt: Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch**

*Art. 43-44 Zielvorgaben, Massnahmen und Zertifikate*

Die Stromlieferanten werden mit dem neuen Instrument „Zielvorgaben“ konkret in die Pflicht genommen, einen Beitrag zur Steigerung der Effizienz beim Stromverbrauch zu leisten. Sie sollen jedoch nicht über Massnahmen unmittelbar bei sich selbst tätig werden, sondern – z.B. über Anreize oder Aktionen – bei den Schweizer Endverbraucherinnen und Endverbrauchern entsprechende Effizienzmassnahmen umsetzen bzw. direkt und konkret auslösen (entscheidend sind die Resultate und nicht die blossen Anstrengungen). Jeder Stromlieferant hat eine individuelle Zielvorgabe zu erfüllen, die einem bestimmten Anteil seines (Inland-)Absatzes entspricht. Dieser Anteil wird als fixer Wert – für alle Stromlieferanten einheitlich – durch den Bundesrat bestimmt; er beträgt maximal zwei Prozent (des Absatzes).

Praktisch umgesetzt wird das Instrument der Zielvorgaben grundsätzlich mittels eines Zertifikatesystems, d.h. mittels einer Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten, welche für getroffene Massnahmen zur Effizienzsteigerung ausgestellt werden. Den Bund, der das Zielvorgabewesen überwacht, interessiert letztlich nicht, ob die einzelnen Stromlieferanten, die Zertifikate abliefern, ihre individuelle Vorgabe mit eigenen Massnahmen (bei den Endkundinnen und Endkunden) erfüllt haben. Relevant ist nur, ob jeder Stromlieferant im Umfang seiner Zielvorgabe Zertifikate abgeben kann. Ob er die Zertifikate durch eigene Massnahmen erlangt oder ob er sie von anderen Stromlieferanten gekauft hat, spielt keine Rolle.

Unterschieden wird zwischen Stromlieferanten mit einem jährlichen Absatz von 30 GWh oder mehr und solchen unterhalb dieser Schwelle. Erstere müssen, um die Zielvorgabe zu erfüllen (bzw. um die Überprüfung von deren Einhaltung zu ermöglichen), dem Bund sogenannte weisse Zertifikate abgeben, welche die erzielten Effizienzsteigerungen bescheinigen (1 Zertifikat pro eingesparte MWh). Letztere können wählen, ob sie den Weg über solche Zertifikate gehen oder ob sie eine Ersatzabgabe leisten. Haben sie diese Abgabe bezahlt, haben sie – abgesehen von Mitwirkungspflichten bei der Überprüfung (Art. 45) – ihre Pflichten erfüllt.

Bei den Massnahmen (Art. 44) wird zwischen standardisierten und nicht-standardisierten Massnahmen unterschieden. Als standardisierte Massnahmen denkbar sind z.B. die Installation von Umwälzpumpen, Ersatz von Elektrogeräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen (Haushalte), Kühlungen und Beleuchtungssysteme (Dienstleistungen und Gewerbe), Ampeln und Strassenbeleuchtungen (öffentlicher Sektor) sowie Motoren (Industrie). Wegen der Standardisierung sind die Effizienzgewinne bei diesen Massnahmen im Voraus berechenbar, weshalb kein Monitoring nötig ist. Bei den anderen, nicht-standardisierten Massnahmen ist nicht die gleiche Gewähr für Effizienz gegeben; sie müssen daher vorgängig geprüft und zugelassen werden. Das BFE kann diese Aufgabe einer geeigneten privaten Organisation zuweisen. Auch Dritte (Energiedienstleister), die selber keine Zielvorgabe erfüllen müssen, können Effizienzmassnahmen treffen, so Zertifikate erlangen und mit diesen handeln. Die Zertifikate sind nicht nur zwischen den verschiedenen Inhabern handelbar, sie sind vielmehr auch an keine Periode gebunden, ein zeitlicher Übertrag (banking) ist also möglich. Ein Stromlieferant darf einen solchen Übertrag nicht nur mit „eigenen“, d.h. originär erlangten Zertifikaten vornehmen, sondern auch mit zugekauften.

Die durch die erwähnte Ersatzabgabe generierten Gelder werden ebenfalls für Effizienzmassnahmen eingesetzt (Art. 43 Abs. 4). Für die mit diesen Massnahmen erzielten Effizienzgewinne werden keine weissen Zertifikate ausgestellt. Denn, wenn diese Zertifikate in den Handel kämen, was unvermeidbar wäre, würden mit ein und derselben Effizienzmassnahme zwei Akteure ihre Zielvorgabe erfüllen könnten – einerseits der Stromlieferant, der seine Ersatzabgabe leistet und andererseits der Stromlieferant, der ein (aus einer solchen Massnahme resultierendes) Zertifikat zugekauft hat.

*Art. 45-46 Festlegung der Zielvorgabe, Sanktion bei Nichterfüllung*

Das BFE legt für die einzelnen Stromlieferanten aufgrund von deren Angaben die individuelle Zielvorgabe fest. Es tut dies per Verfügung und jährlich; durch diesen Jahresrhythmus kann u.a. den Veränderungen beim Absatz Rechnung getragen werden. Ebenfalls jährlich müssen die Stromlieferanten Bericht erstatten; das verschafft sowohl ihnen selbst wie auch dem Bund ein Bild darüber, ob die Zielerreichung auf Kurs ist. Nicht jährlich, sondern in 3-Jahresperioden erfolgt die Überprüfung (durch das BFE). Jeder Stromlieferant soll seine jährliche Zielvorgabe verteilt auf drei Jahre erreichen bzw. die entsprechenden Zertifikate beibringen. Wenn erst nach drei Jahren Bilanz gezogen und geschaut wird, ob die drei einjährigen Zielvorgaben gesamthaft erfüllt sind, gibt das den pflichtigen Stromlieferanten Flexibilität. Für die Sanktion, die bei Nichterfüllung greift, findet konsequenterweise ebenfalls eine Gesamtbetrachtung für drei Jahre statt.

## **7. Kapitel: Förderung**

### **1. Abschnitt: Massnahmen**

### **2. Abschnitt: Finanzhilfen**

*Art. 47 - 53*

Die Artikel 47 bis 50 werden grösstenteils ohne inhaltliche Änderungen aus dem Energiegesetz von 1998 übernommen. Die Artikel 51 bis 53 haben eine neue Struktur, sind materiell aber nur geringfügig geändert worden.

Von der neuen Ausnahmebestimmung in Artikel 49 Absatz 3 ist nur sehr zurückhaltend Gebrauch zu machen. Eine Unterstützung von Pilot- und Demonstrationsanlagen mit ausländischem Standort und von Pilot- und Demonstrationsprojekten, die im Ausland durchgeführt werden, soll insbesondere bei einer Kooperation der Schweiz mit internationalen Organisationen oder im Rahmen von internationalen Programmen (z.B. der EU oder der IEA) möglich sein. In der Regel ist dabei eine Schweizer Industriebeteiligung vorausgesetzt. Die Wertschöpfung kann finanzieller Natur sein oder dem Wissensgewinn von Industrie oder Hochschulen dienen.

Artikel 51 beinhaltet Grundsätze, die sowohl für Globalbeiträge an die Kantone als auch für Finanzhilfen an Einzelprojekte gelten. Ein Teil des bzw. der ganze zweckgebundene Ertrag der CO<sub>2</sub>-Abgabe (vgl. die Varianten in den Erläuterungen zu Art. 34 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes) fliesst in Massnahmen gemäss den Artikeln 47, 48 und 50 EnG. Aufgrund der Wichtigkeit der zielgerechten Verwendung des Ertrags der Lenkungsabgabe wird in Artikel 51 Absatz 3 gesondert darauf hingewiesen, dass lediglich jene Massnahmen, die direkt oder indirekt zur langfristigen Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Gebäuden beitragen und damit lenkungszielkonform sind, im Rahmen von Globalbeiträgen nach Artikel 34 CO<sub>2</sub>-Gesetz finanziert werden dürfen.

Pilot- und Demonstrationsanlagen wie auch Feldversuche und Analysen nach Artikel 49 Absatz 2 sollen vom Bund mit Beiträgen zu 40 Prozent, maximal 60 Prozent der anrechenba-

ren Kosten unterstützt werden können. Die Regelung, welche für Finanzhilfen an Einzelprojekte gilt (Art. 53), ist in diesem Bereich somit anwendbar, was auch der heutigen Praxis entspricht. Von dieser Spezialregelung abgesehen kann der Bund Vorhaben in den Gebieten der Grundlagenforschung, der anwendungsorientierten Forschung und der forschungsnahen Entwicklung (Art. 49 Abs. 1 EnG) in vollem Umfang finanzieren. Solche Projekte unterliegen den besonderen Voraussetzungen und Beitragsgrenzen nach Artikel 53 EnG nicht. Für die Ressortforschung der Bundesverwaltung gelten die allgemeinen Bestimmungen des Forschungs- und Innovationsförderungsgesetzes.<sup>65</sup>

Artikel 52 fasst die Bestimmungen über die Finanzierung mittels Globalbeiträgen in einer Norm zusammen. Unzulässig ist nach wie vor, dass der Bund Massnahmen doppelt unterstützt. Eine Massnahme kann demnach nicht beispielsweise mittels Globalbeitrag für ein Programm nach Artikel 47 und gleichzeitig mittels Globalbeitrag für ein Programm nach Artikel 50 gefördert werden. Neu wird im 2. Satz von Absatz 3 eine Bestimmung eingeführt, die gewährleistet, dass Fördergelder des Bundes zur Unterstützung von Massnahmen im Gebäudebereich nur noch ausgerichtet werden, sofern für die betroffenen Gebäude ein Gebäudeenergieausweis mit Beratungsbericht (GEAK Plus) erstellt wurde. Deshalb sollen Globalbeiträge nur noch an jene kantonalen Förderprogramme ausgerichtet werden, die eine solche Pflicht zur Erstellung eines GEAK Plus festhalten. Der Bundesrat kann im Sinne von Absatz 3 Satz 3 Ausnahmen von einer solchen Pflicht festhalten, weil diese Pflicht namentlich dann zu unverhältnismässigen Resultaten führen kann, wenn die Kosten für die Erstellung eines GEAK Plus einen bedeutenden Teil der Fördersumme ausmachen. Die Berichterstattung gemäss Absatz 4 soll Angaben über die Verwendung der zur Verfügung gestellten finanziellen Mittel sowie bei Massnahmen nach Artikel 50 über die Wirksamkeit und die Auswirkungen des durchgeführten Programms beinhalten.

In Artikel 53 wird der bis anhin verwendete Begriff „objektgebundene Finanzhilfen“, mit welchem gemäss den Materialien zum Energiegesetz von 1998 die Unterstützung von Einzelprojekten gemeint war<sup>66</sup>, durch den Begriff „Finanzhilfen an Einzelprojekte“ ersetzt. Bei den Finanzhilfen nach Artikel 50 sollen künftig als anrechenbare Kosten die Mehrinvestitionen gegenüber den Kosten für konventionelle Techniken gelten und nicht mehr die „nicht amortisierbaren Mehrkosten“ gelten. Damit wird die bereits bei energetischen Gebäudesanierungen geltende Regelung übernommen. Erfahrungsgemäss können mit Finanzhilfen in der Höhe von 40 Prozent der nicht amortisierbaren Mehrkosten in diesem Bereich zumeist keine zusätzlichen Investitionen ausgelöst werden.

## **8. Kapitel: Internationale Vereinbarungen**

### *Art. 54*

Nach Artikel 7a Absatz 1 des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes (RVOG)<sup>67</sup> kann der Bundesrat völkerrechtliche Verträge selbständig abschliessen, soweit er durch ein Bundesgesetz oder einen von der Bundesversammlung genehmigten völkerrechtlichen Vertrag dazu ermächtigt ist. In Artikel 54 EnG wird dem Bundesrat eine solche Ermächtigung erteilt: Zusätzlich zu der bereits in Artikel 7a Absatz 2 RVOG festgelegten Zuständigkeit zum selbständigen Abschluss von Verträgen mit beschränkter Tragweite erhält der Bundesrat die Kompetenz, völkerrechtliche Verträge abzuschliessen, gegen welche das fakultative Referen-

<sup>65</sup> SR 420.1

<sup>66</sup> Vgl. Botschaft des Bundesrates vom 21. August 1996 zum Energiegesetz, BBl 1996 IV 1122 (oben).

<sup>67</sup> Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz vom 21. März 1997 (RVOG); SR 172.010.

dum nach Artikel 141 Absatz 1 Buchstabe d BV nicht ergriffen werden kann und die auch nicht dem obligatorischen Referendum unterstehen.

## **9. Kapitel: Vollzug**

*Art. 55 bis 61*

Geringfügige Änderungen redaktioneller Natur.

In Artikel 55 wird im Sinne eines Grundsatzes festgehalten, dass der Vollzug bei einer Auslagerung (per Gesetz, Verordnung oder anderweitig) stets kostengünstig zu erfolgen hat.

In Artikel 59 (Evaluationsbestimmung) wird präziser als im geltenden Recht festgehalten, dass es bei den Wirkungen, die es zu untersuchen gilt, sowohl um die mit den Massnahmen des Gesetzes konkret erzielten *Auswirkungen* wie auch um deren *Wirksamkeit* geht. Im Besonderen wird denn auch ein vom BFE in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) zu erstellendes Kosten-Nutzen-Monitoring vorgesehen.

*Art. 62 Herausgabe und Veröffentlichung von Daten*

Es können nicht nur Energielieferanten, sondern alle Unternehmen der Energiewirtschaft verpflichtet werden (vgl. zum Begriff der Energieversorgung: Art. 7 EnG). Die Verpflichtung kann sowohl die eigene Publikation durch die Verpflichteten als auch die Offenlegung gegenüber Behörden mit dem Zweck der Veröffentlichung beinhalten. Unter Umständen kann es zudem sinnvoll sein, dass die betroffenen Unternehmen bestimmte Daten direkt den Kunden und Kundinnen mitteilen (wie es bereits im Bereich der Kennzeichnung von Elektrizität nach Artikel 10 EnG gehandhabt wird). Auch eine solche direkte Mitteilungspflicht ist von der Bestimmung erfasst.

Angaben nach Buchstabe *b* können bspw. Preise und Qualität von Ökostromprodukten, Arten und Preise von Energieberatungen oder Abnahmebedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien umfassen. Unter getroffene oder geplante Massnahmen nach Buchstabe *c* lassen sich namentlich Kommunikationskampagnen, Strategien zur Förderung der erneuerbaren Energien und des sparsamen und rationellen Elektrizitätsverbrauchs oder angestrebte Zielwerte für den Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix subsumieren. Die Veröffentlichung durch die Bundesbehörden gemäss Absatz 2 kann etwa im Rahmen eines bundesinternen Monitorings oder als Gesamtübersicht erfolgen. Es sind aber auch andere Formen der Publikation denkbar.

Die Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen an den Bundesrat rechtfertigt sich dadurch, dass derzeit noch nicht feststeht, ob die Einführung einer Offenlegungs- bzw. Publikationspflicht notwendig sein wird oder nicht. Die Auferlegung einer solchen Pflicht ist nur dann angebracht und sinnvoll, wenn Massnahmen auf freiwilliger Basis (z.B. ein freiwilliges Rating der Energieversorgungsunternehmen) nicht zu Stande kommen oder den Zweck der Transparenz und Information nicht zu erfüllen vermögen. Auch soll erst bei der Einführung – in Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismässigkeit – bestimmt werden, welche Daten offengelegt werden müssen und in welcher Weise.

Beim Erlass von Ausführungsbestimmungen muss darauf geachtet werden, dass durch die Pflicht zur Herausgabe und Veröffentlichung von Daten weder das Geschäftsgeheimnis verletzt wird noch eine Wettbewerbsbeeinträchtigung (etwa durch Offenlegung von internen Kostenstrukturen oder Produktionskapazitäten) eintritt.

*Art. 64*

Geringfügige Änderungen redaktioneller Natur.

## **10. Kapitel: Zuständigkeiten, Verfahren und Rechtsschutz**

### *Art. 65 und 66 Zuständigkeit und Vollzugsstelle*

Der Vollzug des Einspeisevergütungssystems wird einer Vollzugsstelle bei der nationalen Netzgesellschaft übertragen. Wegen der Nähe und Ähnlichkeit zum Einspeisevergütungssystem wird ihr auch der Vollzug einiger der mit der EnG-Revision geschaffenen neuen Aufgaben zugewiesen (Auktionen, PV-Einmalvergütungen, WKK-Vergütungssystem).

Die Vollzugsstelle erhält Verfügungsgewalt. Ihre Verfügungen können direkt beim Bundesverwaltungsgericht angefochten werden (die Zuständigkeit der heute „zwischen geschalteten“ ElCom entfällt).

Die Vollzugsstelle hat das BFE bei Fällen von grosser Tragweite zu konsultieren. Von grosser Tragweite kann ein Einzelfall sein, in dem es um eine sehr hohe Vergütung (über die Jahre) geht oder wenn sich eine wichtige, grundsätzliche Frage stellt oder eine solche, wie sie sich in vielen anderen Fällen präsentieren kann. Das BFE, das ja auch die Aufsicht hat, soll ein gewisses Mitspracherecht erhalten. Dieses stellt aber kein Form- oder Gültigkeitserfordernis dar. Projektanten können sich also nicht zu ihren Gunsten auf die Norm berufen und geltend machen, das BFE hätte angehört werden müssen.

Um für die ihr übertragene Vollzugsaufgabe ein hohes Mass an Unabhängigkeit zu haben und um potenziellen Interessenkonflikten entgegenzuwirken, wird die Vollzugsstelle analog zu Artikel 18 StromVG entflochten (von der Muttergesellschaft und von der Energiewirtschaft). Damit sie nicht unter fremdem Einfluss steht, muss sie trotzdem vollständig der Swissgrid AG gehören. Durch die separate Stelle wird erreicht, dass sich die Arbeiten besser (als heute) von den Kernaufgaben der Swissgrid AG im Bereich des StromVG trennen lassen. Auf jeden Fall muss aber sichergestellt sein, dass die Schnittstellen, die mit Grund für die Ansiedelung des Vollzugs möglichst nahe bei der nationalen Netzgesellschaft sind, genutzt werden können. Die Swissgrid AG hat der Tochter darum die nötigen Arbeitsmittel (v.a. Daten) zur Verfügung zu stellen, jedoch nur jene, über die sie aufgrund ihrer Eigenschaft und ihrer Aufgaben als nationale Netzgesellschaft verfügt. Was damit nichts zu tun hat, also z.B. die Beschaffung von gewöhnlichem Büromaterial, hat die Vollzugsstelle selber zu besorgen.

Das BFE übt die Aufsicht über die Vollzugsstelle aus; dazu gehört auch, dass es Weisungen erlässt, und über generelle Richtlinien die Vollzugspraxis mitprägt. Das rechtfertigt sich u.a., weil das BFE namentlich mit seinen Arbeiten bei der Vorbereitung von Erlassentwürfen mit der Materie befasst ist. Was die Aufgaben der Vollzugsstelle nach EnG angeht, so kommt der ElCom keine Aufsichts- oder ähnliche Funktion zu; die Kompetenzen der ElCom beschränken sich auf den Bereich von Aufgaben der nationale Netzgesellschaft selbst, und zwar auf dem Gebiet der Stromversorgung.

### *Art. 67 Zuständigkeit von Bundesbehörden*

Die Entscheide über eine Reihe energiepolitischer Instrumente (v.a. im Zusammenhang mit dem Netzzuschlag) werden neu in die Zuständigkeit der zwei spezialisierten Bundesämter BFE und BAFU gelegt. Zugunsten des BFE gibt es sodann eine Auffangzuständigkeit für Fälle, die nicht geregelt sein sollten. Die ElCom verliert namentlich ihre Zuständigkeit im Rahmen des Einspeisevergütungssystems (ausser übergangsrechtlich), bleibt aber zuständig, soweit es – ausserhalb des Einspeisevergütungssystems – um Streitigkeiten rund um allgemeine Abnahme- und Vergütungspflicht (Art. 17) geht (insofern soll das alte Recht weitergeführt werden [Art. 25 Abs. 1<sup>bis</sup>]).

Alle Verfügungen, jene der Vollzugsstelle, jene der Bundesämter (BFE und BAFU) und der ECom, sind normal beim Bundesverwaltungsgericht anfechtbar, was der Klarheit halber explizit festgehalten wird. Durch den Wegfall der Zuständigkeit der ECom beim Einspeisevergütungssystem wird der Instanzenzug von heute faktisch vier Stellen auf drei reduziert. Unverändert beibehalten bleibt die Behördenbeschwerde des BFE nach Absatz 2.

## **11. Kapitel: Strafbestimmung**

### *Art. 70*

Neu wird das Angeben von unrichtige oder unvollständigen Angaben im Rahmen der Vergütungssysteme/Fördermodelle, der Erhebung und Rückerstattung des Zuschlags sowie der Zielvorgaben für Effizienzmassnahmen beim Stromverbrauch unter Strafe gestellt. Der Busenbetrag für vorsätzliche Widerhandlungen wird auf Fr. 100'000.-, für fahrlässige Widerhandlungen auf Fr. 40'000.- und für Widerhandlungen in Geschäftsbetrieben auf Fr. 20'000.- erhöht. Im Rahmen der oben erwähnten Tatbestände kann es um erhebliche Geldbeträge gehen, weshalb die bisherige Strafandrohung von Fr. 40'000.- (bei Vorsatz), Fr. 10'000.- (bei Fahrlässigkeit) und Fr. 5'000.- (bei Geschäftsbetrieben) weder eine genügende präventive Wirkung erzielen, noch eine angemessene Bestrafung ermöglichen.

## **12. Kapitel: Schlussbestimmungen**

### *Art. 71*

Wer mit einer Anlage im Einspeisevergütungssystem ist, befindet sich gewissermassen in einem „Dauerverhältnis“, v.a. wegen der langen Vergütungsdauer. Während dieser Zeit können die Vorschriften inkl. Ausführungsrecht ändern. Solche Änderungen sind nach allgemeinem Verwaltungsrecht grundsätzlich auch auf bereits im Einspeisevergütungssystem befindliche Anlagen anwendbar. Die Geltung neuen Rechts für Betreiber, die schon im System sind, kann jedoch insofern nicht gelten, als einige wichtige Grundspielregeln geändert werden (Ausschluss gewisser Anlagen von der Teilnahme etc.). Für diese Betreiber gilt in diesen (und nur in diesen) Punkten das alte Recht, einschliesslich der Ausführungsbestimmungen.

Für Betreiber mit einem positivem Bescheid – Bescheid, mit denen sie von der Warteliste wekamen und ihnen (vorbehaltlos) mitgeteilt wurde, sie erhielten nun die Vergütung – gilt das Gleiche. Sie werden in den Punkten, die heikle Verschärfungen bringen, nach altem Recht behandelt.

Nicht unter diesen Schutz fallen hingegen Betreiber, die keinen solchen positiven Bescheid haben. Das betrifft namentlich all jene, die bloss auf der Warteliste sind, was ihnen mit einem sog. Wartelistenbescheid mitgeteilt wurde. Geht es um Betreiber von Anlagen, die neu nicht mehr am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können, bedeutet dies faktisch ein Ausschluss. Das gilt insbesondere für die Betreiber von Anlagen nach Artikel 18 Absatz 3 sowie von Photovoltaik-Anlagen unter 10 kW. Für diese gibt es aber immerhin die Einmalvergütung nach Artikel 28.

Der Fonds, in den die Gelder aus dem Netzzuschlag kommen, bleibt bei der nationalen Netzgesellschaft bzw. kommt zur Vollzugsstelle. Die Organisation ist jedoch zu ändern. Die „Stiftung KEV“, bei der die Fondsgelder heute sind, verliert somit ihre Aufgabe bzw. ihren Zweck und ist daher aufzulösen. Sämtliche dort vorhandenen Gelder sind auf den neu organi-

sierten Fonds zu übertragen. Diese Übertragung hat basierend auf einem Revisionsbericht zu erfolgen.

Mit den „bestehenden Verträgen“ (Abs. 8 und 9), für die es ebenfalls eine Regelung gibt, ist die alte sog. Mehrkostenfinanzierung gemeint. Hier wird die Übergangsbestimmung weitergeführt, bis das Regime ausläuft.

## **2.2 Weitere Änderungen bisherigen Rechts**

### **2.2.1 Bundesgerichtsgesetz vom 17. Juni 2005<sup>68</sup>**

*Art. 83 Bst. w [neu] BGG Beschränkung des Zugangs zum Bundesgericht*

Der neu ins Bundesgerichtsgesetz einzufügende Artikel 83 Buchstabe *w* beschränkt die Beschwerde ans Bundesgericht auf dem Gebiet des Elektrizitätsrechts betreffend die Plangenehmigung von Stark- und Schwachstromanlagen auf Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung. Damit wird der Notwendigkeit einer schnelleren Realisierung der für die sichere Energieversorgung notwendigen elektrischen Anlagen (v.a. Hochspannungsleitungen) Rechnung getragen. Einer Rechtsfrage kommt dann grundsätzliche Bedeutung zu, wenn sie noch nie entschieden wurde, ihre Klärung für die Praxis wegleitend sein kann und sie von ihrem Gewicht her nach einer höchstrichterlichen Beurteilung verlangt. Ferner dürfte auch dann das Vorliegen einer solchen Frage zu bejahen sein, wenn die Vorinstanz von einem bundesgerichtlichen Präjudiz abweicht oder Anlass besteht, eine Rechtsprechung zu überprüfen oder zu bekräftigen. Den Entscheid, ob die Bedingung einer Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung erfüllt und auf die Beschwerde einzutreten ist, fällt die zuständige Abteilung in Dreierbesetzung (Art. 109 BGG). Den Beschwerdeführer trifft beim Abfassen der Beschwerdeschrift eine erhöhte Begründungspflicht (Art. 42 Abs. 2 BGG). Legt er nicht klar und deutlich dar, wieso im konkreten Fall Fragen von grundsätzlicher Bedeutung zu beantworten sind, wird das Bundesgericht nicht auf die Beschwerde eintreten.

### **2.2.2 CO<sub>2</sub>-Gesetz vom 23. Dezember 2011<sup>69</sup>**

*Artikel 10 – 13, Art. 44 und Art. 49a*

Die Artikel 10ff des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vom 23. Dezember 2011<sup>70</sup> regeln die Vorschriften hinsichtlich der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Personenzugmaschinen. Diese Artikel erfahren in mehrfacher Hinsicht eine Änderung.

Aus legislativen Gründen werden einige Regelungen aus dem Gesetz gestrichen, um sie künftig dem Verordnungsgeber zu überlassen. Diese strukturellen Änderungen beinhalten keinerlei materielle Neuerungen.

Materiell wird für die Personenzugmaschinen – in Anlehnung an das EU-Recht – für die Jahre nach 2015 ein neuer, weitergehender Zielwert vorgesehen. Eine solcher Zielwert ist in Artikel 10 Absatz 3 des beschlossenen CO<sub>2</sub>-Gesetzes bereits vorgesehen, wurde aber noch nicht konkretisiert. Gleichzeitig werden – ebenfalls in Anlehnung an die Entwicklungen im EU-Recht –

<sup>68</sup> SR 173.110

<sup>69</sup> SR ... (BBL 2012 113), Referendumsfrist abgelaufen am 13. April 2012.

<sup>70</sup> BBL 2012 113, Referendumsfrist abgelaufen am 13. April 2012.

neu auch für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper Zielwerte aufgenommen. Dieser Nachvollzug des EU-Rechts bezieht sich auf die in den Verordnungen Nr. 443/2009 (für Personenwagen)<sup>71</sup> und Nr. 510/2011 (für leichte Nutzfahrzeuge)<sup>72</sup> enthaltenen Zielwerte für 2020 (Personenwagen) resp. 2017 und 2020 (für leichte Nutzfahrzeuge). Zu beachten ist, dass die Kategorie „leichte Nutzfahrzeuge“, auf die sich die EU-Verordnung Nr. 510/2011 bezieht, im schweizerischen Recht nicht existiert. Um eine möglichst deckungsgleiche Regelung zu erhalten, müssen die betreffenden Normen im CO<sub>2</sub>-Gesetz auf die beiden Kategorien „Lieferwagen“ und „leichte Sattelschlepper“ anwendbar sein. Die Umsetzungsmodalitäten der neuen Zielwerte befinden sich in der EU zurzeit noch in der politischen Debatte (Vorschlag KOM(2012) 393 endg.<sup>73</sup>).

Die vorgeschlagene Regelung steht dabei – als Nachvollzug von EU-Recht – unter Vorbehalt abweichender Entwicklungen in Europa. Sowohl bei den vorliegend vorgeschlagenen Zielwerten und Regeln, wie auch bei den später auf Verordnungsebene zu regelnden Umsetzungsmodalitäten (schrittweise Einführung der Zielwerte, Zwischenziele, spezielle Behandlung von Fahrzeugen mit besonders tiefen CO<sub>2</sub>-Emissionen u. dgl.), soll in jedem Fall eine Anlehnung an die EU-Regelungen erfolgen.

#### *Art. 10 Grundsatz*

In *Absatz 1* wird für die Gesamtheit der im erstmals Verkehr gesetzten Personenwagen ein neuer Emissionszielwert für das Jahr 2020 aufgenommen (95g CO<sub>2</sub>/km).

Gleichzeitig werden in *Absatz 2* neu auch für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper Zielwerte statuiert, nämlich 175g CO<sub>2</sub>/km für das Jahr 2017 und 147g CO<sub>2</sub>/km für das Jahr 2020. Die Werte entsprechen wie ausgeführt den in der EU geltenden Zielwerten zur Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

*Absatz 3* enthält keinerlei materielle Neuerung. Er wird aufgenommen, um klärend aufzuzeigen, dass das für die Gesamtheit der Personen- resp. Lieferwagen und leichte Sattelschlepper geltende Ziel nach *Absatz 1* resp. *Absatz 2* erreicht werden soll, indem alle Importierenden verpflichtet werden, die Emissionen „ihrer“ Fahrzeuge gemäss einer für sie errechneten individuellen Zielvorgabe zu vermindern.

#### *Art. 10a Zwischenziele, Erleichterungen und Ausnahmen*

Die Absätze 1 und 2 von Artikel 10a stellen den Ersatz dar für verschiedene auf Gesetzesesebene gestrichene Regelungen, die neu – basierend auf diesen Delegationen – durch den Verordnungsgeber geregelt werden sollen.

Basierend auf *Absatz 1* kann der Bundesrat zusätzliche Zielwerte vorgeben, welche die Ziele nach Artikel 10 verschärfen. Er kann demnach zum Beispiel vorgeben, dass bei Personen- und/oder Lieferwagen und leichten Sattelschleppern bereits vor dem Jahr 2020 ein bestimmter Zielwert gelten soll. Oder er kann vorgeben, dass bereits vor dem Jahr 2020 ein bestimmter Prozentsatz der Fahrzeugflotte die Zielwerte für das Jahr 2020 erfüllen soll. *Absatz 1* stellt damit insbesondere die Grundlage dar, um auf Verordnungsebene eine Regelung wie den heutigen Artikel 12 Absatz 3 – der neu aus dem Gesetz gestrichen werden soll – einzuführen.

<sup>71</sup> Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009.

<sup>72</sup> Verordnung (EU) Nr. 510/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Mai 2011.

<sup>73</sup> Vorschlag der Kommission vom 11. Juli 2012 für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen neuer Personenkraftwagen, KOM 2012 393 endg.



Mit der Kompetenz zum Erlass solcher Zwischenziele geht auch die Kompetenz zum Erlass von Ausnahmeregelungen zu diesen Zwischenzielen einher.

*Absatz 2* verleiht dem Bundesrat die Kompetenz, Ausnahmeregelungen zu erlassen, die das Erreichen der Ziele während einer Übergangsphase erleichtern. Denkbar sind einerseits rechnerische Besonderheiten wie z.B. die spezielle Berücksichtigung von Fahrzeugen mit besonders tiefen Emissionen (vgl. Art. 12 Abs. 4 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes) und andererseits eine Vorgabe, wonach z.B. nach dem Jahr 2020 noch nicht 100 Prozent der Flotte bei der Berechnung der massgeblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt werden müssen.

*Absatz 3* gibt dem Bundesrat die Kompetenz, Ausnahmeregelungen in Bezug auf den Geltungsbereich zu treffen. Hierbei sind insbesondere untergeordnete Ausnahmen im Zusammenhang mit Vollzugsproblemen denkbar. Daneben wird hier aber zum Beispiel auch die Möglichkeit eröffnet, jene Lieferwagen oder leichten Sattelschlepper, die bereits der Schwerkverkehrsabgabe unterliegen, vom Geltungsbereich auszunehmen, sofern sich zeigen sollte, dass deren Einbezug in der Praxis Probleme bereitet.

*Absatz 4* hält schliesslich fest, dass bei allen auf die vorangehenden Absätze gestützten Regelungen die Vorschriften der Europäischen Union zu berücksichtigen sind.

*Art. 10b* *Berichterstattung und Vorschläge zu einer weitergehenden Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen*

Artikel 10b übernimmt grundsätzlich geltendes Recht (vgl. bisherigen Art. 10 Abs. 2 und 3 CO<sub>2</sub>-Gesetz) und passt lediglich Terminologie und Jahrzahlen den Neuerungen in Artikel 10 an. Neu wird überdies geregelt, dass sich die Berichterstattung auch auf allfällige Zwischenziele zu beziehen hat.

*Art. 11* *Individuelle Zielvorgabe*

Artikel 11 übernimmt inhaltlich geltendes Recht, wird aber um die neu ebenfalls einer Zielvorgabe unterliegenden Lieferwagen und leichten Sattelschlepper ergänzt.

*Absatz 2 Buchstabe a* wird dagegen bewusst nicht mit dem Kriterium der „Bezugsmasse“ ergänzt. Zwar sieht das EU-Recht für leichte Nutzfahrzeuge die Bezugsmasse als bei der Berechnungsmethode zu berücksichtigende Grösse vor. Im schweizerischen Recht erscheint die Bezugsmasse jedoch aus administrativen Gründen (die Bezugsmasse ist auf der Typen genehmigung nicht vorhanden) als untauglicher Anknüpfungspunkt. Stattdessen soll bei Lieferwagen und leichten Sattelschleppern, in Anlehnung an die Regelung für Personenwagen, auf Leergewicht oder Standfläche ausgewichen werden.

*Absatz 3 Satz 2* erfährt – in Anlehnung an die Verordnung vom 16. Dezember 2011 über die Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenwagen – eine redaktionelle Änderung.

In *Absatz 4* erfolgt eine Richtigstellung: Massgeblich für die Beurteilung, ob ein Kleinimporteur (oder –hersteller) im Sinne dieses Absatzes gegeben ist, ist nicht die jährlich importierte oder hergestellte sondern die jährlich in Verkehr gesetzte Menge an Fahrzeugen. Dies entspricht der diesbezüglich bereits heute präziser gehaltenen Verordnung (vgl. Art 8 der Verordnung über die Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenwagen). Materiell ergeben sich auch aus dieser Anpassung keine Änderungen.

*Art. 12* *Berechnung der individuellen Zielvorgabe und der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen*

*Die Absätze 1 und 2* von Artikel 12 bleiben bis auf die Aufnahme von Lieferwagen und leichten Sattelschleppern weitestgehend unverändert. So hat insbesondere die Streichung der Emissionsgemeinschaften aus Absatz 1 keine materiellen Auswirkungen; diese separate

Nennung wird durch die Präzisierung in Artikel 11 Absatz 3 verzichtbar, das heisst durch die neu genereller formulierte Gleichstellung von Emissionsgemeinschaften mit den einzelnen Importeuren.

*Die Absätze 3 und 4* werden gestrichen, da diese Regelungen neu von den Delegationsnormen in Artikel 10a Absatz 1 resp. 2 erfasst sind und demnach neu vom Bundesrat geregelt werden können. Inhaltlich hat dies keine Änderung zur Folge; die heutigen Regelungen sollen unverändert in die Verordnung aufgenommen werden.

*Art. 13 Sanktion bei Überschreiten der individuellen Zielvorgabe*

Artikel 13 wurde ebenfalls weitestgehend unverändert belassen. Die vorgenommenen Anpassungen sind ausschliesslich die Folge von vorangehenden Änderungen (Aufnahme Lieferwagen und leichte Sattelschlepper, Verzicht auf die nicht mehr notwendige separate Nennung der Emissionsgemeinschaften, Anpassung einer Jahrzahl sowie Ersatz der Sonderregelung in Abs. 2 durch eine Delegationsnorm, da auch die der Sonderregelung zugrunde liegende materielle Regelung neu – zumindest teilweise – auf Verordnungsebene erfolgen wird).

*Art. 22 Abs. 4 Bst. c Grundsatz*

Art. 22 Absatz 4 Buchstabe c ist das Gegenstück zur Förderung von Elektrizität aus WKK-Anlagen. Mit der Energiestrategie 2050 wird eine verstärkte Nutzung von Wärme-Kraft-Kopplung angestrebt. Die dadurch erhöhte Anzahl von WKK-Anlagen führt zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Belastung. Mit neuen Rahmenbedingungen im CO<sub>2</sub>-Gesetz soll hier ein Ausgleich erwirkt werden. Daher sind neu jene WKK-Anlagen, die nach dem Energiegesetz berechtigt sind am WKK-Vergütungssystem teilzunehmen, zur Kompensation sämtlicher verursachter Emissionen verpflichtet, unter gleichzeitiger Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Dabei ist der Ersatz von fossilen Heizkesseln als Kompensationsleistung anrechenbar. Von der Pflicht zur Kompensation nach Artikel 22ff CO<sub>2</sub>-Gesetz ausgenommen sind einzig Anlagen, die in den Emissionshandel oder aber in eine Verminderungsverpflichtung nach Artikel 31 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes eingebunden sind.

*Art. 29 CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen*

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie führt mitunter zu einer Veränderung des Strommixes, welche je nach Ausgestaltung zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromproduktion führen kann. Gleichzeitig will das CO<sub>2</sub>-Gesetz die im Inland emittierten Treibhausgase bis 2020 um mindestens 20 Prozent gegenüber 1990 senken. Dieses Ziel entspricht einer absoluten Reduktion der Treibhausgasemissionen um rund 10,6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>eq).<sup>74</sup>

Abhängig von der erwarteten Zielerreichung schlägt der Bundesrat zwei Varianten mit unterschiedlicher Höhe der CO<sub>2</sub>-Abgabe vor. Die Zielerreichung soll durch einen zusätzlichen Ausbau des Gebäudeprogramms unterstützt werden, für welches in beiden Varianten maximal 600 Mio. Franken pro Jahr vorgesehen sind. Die Lastenverteilung zwischen Bund und Kantonen ist in den Varianten jedoch verschieden: Variante 1 schlägt eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von mindestens 60 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> bei gleich hoher Beteiligung der Kantone (300 Mio. CHF) und Variante 2 eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von mindestens 90 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> vor, bei einer Beteiligung der Kantone von einem Drittel (150 Mio. CHF).

<sup>74</sup> Erläuternder Bericht des BAFU zum Anhörungsentwurf vom 11. Mai 2012 zur Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (SR 641.712), S. 3.

Neu sollen Massnahmen zur *langfristigen* Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Gebäuden mit dem Ertrag aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe gefördert werden. Die ausdrücklich genannte langfristige Betrachtung erlaubt neu auch die Förderung von direkten und indirekten Massnahmen bei Gebäuden in Bereichen wie Stromeffizienz, Strom aus erneuerbaren Energien oder Information und Beratung. Inskünftig ist mit einem zunehmenden Verbrauch von Strom aus nicht CO<sub>2</sub>-neutraler Produktion zu rechnen. Aus diesem Grund dienen heutige Massnahmen zur Verminderung des Stromverbrauchs ebenfalls der längerfristigen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

In der *Variante 1* wird die Förderung vereinfacht und Überschneidungen zwischen CO<sub>2</sub>- und Energiegesetz werden aufgehoben. Damit kann der gesamte teilzweckgebundene Ertrag der CO<sub>2</sub>-Abgabe für Massnahmen im Bereich der Energie- und Abwärmenutzung bei Gebäuden im Rahmen der Artikel 47, 48 und 50 EnG verwendet werden. Darunter fallen Massnahmen wie die Förderung von Beratung, Ausbildung, Energieeffizienz oder Nutzung erneuerbarer Energien im Bereich der Gebäude und der Gebäudetechnik. Die Verteilung des Ertrags erfolgt vollständig über bestehende Prozesse mit Globalbeiträgen an die Kantone nach Artikel 52 EnG. Somit kann der teilzweckgebundene Ertrag höchstens im Umfang der für denselben Zweck bereitgestellten kantonalen Mittel verteilt werden (vgl. Art. 52 Abs. 1 EnG). Falls die von den Kantonen bereitgestellten Mittel weniger als ein Drittel des Ertrags der CO<sub>2</sub>-Abgabe ausmachen, so wird der nicht ausgeschöpfte teilzweckgebundene Ertrag an Bevölkerung und Wirtschaft zurück verteilt.

Zusätzlich, in Ergänzung des Energiegesetzes, müssen Kantone, um Globalbeiträge zu erhalten, über Programme zur Förderung energetischer Gebäudehüllensanierungen und zum Ersatz ortsfester elektrischer Widerstandsheizungen oder Ölheizungen verfügen. Dabei haben sie sich bei deren Ausgestaltung an die jeweils gültigen Bestimmungen im harmonisierten Fördermodell der Kantone zu halten.

Die *Variante 2* setzt die Obergrenze des teilzweckgebundenen Ertrags neu auf 450 Millionen Franken fest. Das bisherige System der Unterteilung der Ertragsverwendung von mindestens zwei Dritteln für Programmvereinbarungen (Abs. 1 Bst. a) und maximal einem Drittel für Globalbeiträge nach dem Energiegesetz (Abs. 1 Bst. b) wird beibehalten.

Die Fördergelder werden nach wie vor für die energetische Gebäudesanierung ausgerichtet, d.h. zur Finanzierung von Massnahmen zur Sanierung von Gebäudehüllen, die auf eine Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen abzielen.

Für die Verwendung und Verteilung der Globalbeiträge nach dem Energiegesetz sind die obigen Ausführungen zur *Variante 1* massgebend. Jedoch werden die zusätzlichen, über das Energiegesetz hinausgehenden Anforderungen an kantonale Förderprogramme nicht gestellt.

Bei der Förderung über Programmvereinbarungen werden die Finanzhilfen des Bundes grundsätzlich nur dann ausgerichtet, wenn die kantonalen Programme eine Pflicht zur Erstellung eines GEAK Plus vorsehen (analog der Regelung für Globalbeiträge gemäss Art. 52 Abs. 3 Satz 2 und 3 EnG, vgl. dazu die Erläuterungen oben).

Allfällige nicht ausgeschöpften Mittel für Globalbeiträge (Absatz 1 Buchstabe b) können wie bisher an die Förderung nach Absatz 1 Buchstabe a transferiert werden.

Die bisher geltende Befristung der Gewährung der Finanzhilfen an die Kantone bis Ende 2019 wird bei beiden Varianten aufgehoben. Zudem erhält der Artikel einen einfacheren Aufbau.

#### *Art. 44 Falschangaben über Fahrzeuge*

Die neue Sachüberschrift zu Artikel 44 stellt klar, dass die Strafnorm bei fehlerhaften Angaben auch für die neu von den Verpflichtungen betroffenen Importeure (und Hersteller) von Lieferwagen und leichten Sattelschleppern greift.

#### *Art. 49a Übergangsbestimmung zur Änderung vom .....*

Die Übergangsbestimmung regelt, dass für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper in Abweichung von Artikel 10b Absatz 1 erst im Jahre 2019 erstmals Bericht zu erstatten ist. Vorher erscheint die Berichterstattung mangels Erfahrung mit der neu eingeführten Massnahme kaum sinnvoll.

### **2.2.3 Bundesgesetz vom 14. Dezember 1990 über die direkte Bundessteuer<sup>75</sup>**

#### *Art. 31a (neu), Art. 32 Abs. 2<sup>ter</sup> (neu) und 67a (neu)*

Investitionen in beheizte oder klimatisierte Liegenschaftsteile, die dem Energiesparen und dem Umweltschutz dienen, können grundsätzlich nur noch dann steuerlich abgezogen werden, wenn die betroffene Liegenschaft einen bestimmten energetischen Mindeststandard aufweist oder diesen durch die Investitionen erreicht. Dieses Malus-System gilt sowohl für Liegenschaften im Privat- (Art. 32 Abs. 2<sup>ter</sup>), als auch im Geschäftsvermögen (Art. 31a und 67a). Einerseits ermöglicht erst die Erfassung von Privat- als auch Geschäftsliegenschaften das angestrebte Ziel – mehr Effizienz im Gebäudebereich – zu erreichen und andererseits wird eine sachlich ungerechtfertigte Ungleichbehandlung vermieden. Zudem können auf diese Weise schwierige Abgrenzungsfragen vermieden werden (Schreinerreibetrieb, der im gleichen Gebäude auch drei Wohnungen, eine selbstgenutzt die anderen vermietet, umfasst).

Bei Liegenschaften im Geschäftsvermögen stellen solche Investitionen, wenn die Liegenschaft den Mindeststandard nicht aufweist oder erreicht, keinen geschäftsmässig begründeten Aufwand dar und sind damit steuerlich nicht abziehbar.

Der Mindeststandard wird durch das Eidgenössische Finanzdepartement in Zusammenarbeit mit den Kantonen sowie dem UVEK festzulegen sein und kann zum Beispiel über den Gebäudeenergieausweis der Kantone (GEAK) definiert werden. Für verschieden genutzte Liegenschaftstypen (Geschäfts- und Wohngebäude) oder hinsichtlich der Erreichung des Mindeststandards durch anderweitige Vorschriften stark eingeschränkte Gebäude, namentlich solche unter Denkmalschutz, können, sofern sachlich gerechtfertigt, unterschiedliche Mindeststandards vorgesehen werden.

#### *Art. 32 Abs. 2<sup>bis</sup> (neu)*

Investitionskosten nach Art. 32 Abs. 2 zweiter Satz 2, die dem Energiesparen und dem Umweltschutz dienen, können über maximal drei Jahre verteilt vom Einkommen abgezogen werden. Die Kosten sind in der Steuerperiode, in welcher sie anfallen, bis zum Maximalbetrag des steuerbaren Einkommens zu berücksichtigen, der verbleibende Rest kann in der nächstfolgenden Steuerperiode zum Abzug gebracht werden. Sofern noch immer ein Überschuss verbleibt, kann dieser schliesslich in der dritten Steuerperiode geltend gemacht werden.

<sup>75</sup> SR 642.11

Dadurch kann eine Gesamtsanierungen wie Teilsanierungen über mehrere Jahre abgezogen werden, was die bisherigen steuerlichen Nachteile von Gesamtsanierungen beseitigt und letztere damit fördert. Es findet zudem eine Angleichung an das Prinzip der Verlustvorträge bei den Liegenschaften im Geschäftsvermögen statt.

*Art. 205e (neu)*

Damit sich Eigentümerinnen und Eigentümer auf die neue Situation einstellen können, wird nach Inkrafttreten der neuen Regelung eine Übergangsbestimmung von zehn Jahren gewährt. Diese Übergangsfrist gilt für das Einhalten eines Mindeststandards als Voraussetzung für den steuerlichen Abzug von Investitionen, nicht aber für die Abzugsfähigkeit von Gesamtsanierungen über drei Steuerperioden. Diese Neuerung gilt ab Inkrafttreten des Gesetzes.

## **2.2.4 Bundesgesetz vom 14. Dezember 1990 über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden<sup>76</sup>**

*Art. 9 Abs. 3<sup>bis</sup> bis Abs. 3<sup>quinquies</sup> (neu) Art. 10 Abs. 1<sup>er</sup> (neu), Art. 25 Abs. 1<sup>er</sup> und Art. 72q (neu) und 78f (neu)*

Die Einführung von steuerrechtlichen Anreizen zugunsten energetischer Massnahmen im Gebäudebereich ergeben nur Sinn, wenn Sie auf Stufe Bund und Kanton eingeführt werden. Die Artikel im StHG entsprechen denen im E-DBG, inhaltlich kann deshalb auf die Ausführungen unter Ziffer 2.2.3 verwiesen werden.

## **2.2.5 Wasserrechtsgesetz vom 22. Dezember 1916<sup>77</sup>**

*Art. 60 Abs. 3<sup>ter</sup> (neu)*

Bei Wasserkraftanlagen soll es für örtlich begrenzten Vorhaben mit nur wenigen, eindeutig bestimmbar Betroffenen und mit insgesamt nur geringen Auswirkungen ein möglichst einfaches Verfahren geben. Solche Vorhaben zeichnen sich durch eine geringe Komplexität und durch weniger Aussenwirkungen aus, so dass eine Vereinfachung möglich ist. Für Wasserkraftvorhaben in Bundeszuständigkeit ist denn auch ein vereinfachtes Verfahren vorgesehen (Art. 62h WRG), mit Unterschieden v.a. hinsichtlich Publikation. Dieses Verfahren hat sich bewährt. Im Bund werden zusammen mit der Konzession auch alle anderen Bewilligungen erteilt (Art. 62 WRG).

Beim Verfahren, das durch die Kantone „vereinfacht“ zu regeln ist, geht es primär um jenes der Konzessionerteilung. Insgesamt läuft das Verfahren für die Realisierung eines Wasserkraftwerks in vielen Kantonen heute zweistufig ab, wobei im ersten Schritt (Konzessionierung) die wichtigen und allenfalls problematischen Fragen geklärt werden. In einem zweiten Schritt (u.a. Baubewilligung) sind oftmals nur noch untergeordnete Punkte zu regeln. Den Kantonen ist es aber natürlich unbenommen, nicht nur den Konzessionsteil des Verfahrens zu vereinfachen, sondern z.B. – gleich wie der Bund – ein konzentriertes Verfahren vorzusehen, in dessen Rahmen alle Fragen geklärt und alle nötigen Entscheide getroffen werden.

<sup>76</sup> SR 642.14

<sup>77</sup> SR 721.80

Der Bund macht den Kantonen in Artikel 60 schon heute mehrere punktuelle Vorgaben zum Verfahren. Die Kantone haben mit der neuen Vorgabe einigen Spielraum für die Umsetzung. Wenn die Kantone gleich wie der Bund v.a. hinsichtlich Publikation Erleichterungen vorsehen, so steht das nicht im Widerspruch zur grundsätzlichen Publikationspflicht nach Absatz 2 des heutigen Artikel 60. Die unmittelbar Betroffenen müssen ihre Rechte aber vollumfänglich wahrnehmen können und z.B. Einsprache erheben oder Entschädigungsbegehren stellen können.

### **2.2.6 Kernenergiegesetz vom 21. März 2003<sup>78</sup>**

Am 25. Mai 2011 beschloss der Bundesrat, dass in der Schweiz weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantiert werden solle, mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Er ist der Ansicht, dass die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden sollen.

Am 28. September 2011 entschied der Ständerat und am 6. Dezember 2011 der Nationalrat, drei Motionen betreffend Ausstieg aus der Kernenergie<sup>79</sup> in einer gegenüber ihrer ursprünglichen Fassung abgeänderten Form anzunehmen<sup>80</sup>:

Der Bundesrat wurde beauftragt, einen Gesetzesentwurf zu unterbreiten, um die Gesetzgebung wie folgt anzupassen:

1. Es dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden.

Ibis 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 ziel führend 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.

In Folgenden werden die Bestimmungen erläutert, mit der die Motionen umgesetzt werden sollen, zudem das Verbot der Wiederaufarbeitung mit der Möglichkeit der Ausnahme zu Forschungszwecken, das der Bundesrat vorschlägt.

<sup>78</sup> SR 732.1

<sup>79</sup> 11.3257 n, Mo. Nationalrat (Fraktion G). Aus der Atomenergie aussteigen; 11.3426 n, Mo. Nationalrat (Fraktion BD). Keine neuen Rahmenbewilligungen für den Bau von Atomkraftwerken; 11.3436 n, Mo. Nationalrat (Schmidt Roberto). Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie.

<sup>80</sup> AB 2011 S 972ff.

## Art. 9

Das in Artikel 106 Absatz 4 des geltenden KEG enthaltene Moratorium lautet: *Abgebrannte Brennelemente dürfen während einer Zeit von zehn Jahren ab dem 1. Juli 2006 nicht zur Wiederaufarbeitung ausgeführt werden. Sie sind während dieser Zeit als radioaktive Abfälle zu entsorgen. Der Bundesrat kann zu Forschungszwecken Ausnahmen vorsehen, wobei sinngemäss Artikel 34 Absätze 2 und 3 gilt. Die Bundesversammlung kann die Frist von zehn Jahren durch einfachen Bundesbeschluss um höchstens zehn Jahre verlängern.*

Wird das KEG nicht angepasst, läuft das Moratorium am 30. Juni 2016 aus. Die Ausfuhr von abgebrannten Brennelementen zur Wiederaufarbeitung wäre damit wieder möglich. Es stellt sich somit die Frage, ob die Wiederaufarbeitung erlaubt sein soll, ob sie verboten werden oder ob das Moratorium verlängert werden soll.

Die Befürworter der Wiederaufarbeitung machen geltend, dass das Plutonium besser kontrollierbar sei, wenn es in der Wiederaufarbeitung extrahiert und in Mischoxid-(MOX)-Brennelementen wiederverwendet werde. Demgegenüber wird eingewendet, dass mit der Wiederaufarbeitung Plutonium abgetrennt und damit leichter zugänglich wird, dass bei der Wiederaufarbeitung radioaktive Stoffe an Luft und Wasser abgegeben würden und insgesamt mehr Transporte nötig seien. Diese Gründe bewogen den Bundesrat, in seiner Botschaft zum KEG den eidgenössischen Räten ein Verbot vorzuschlagen (BBl 2001 2665, 2733f., 2762f.). Bei der Beratung des KEG war die Wiederaufarbeitung einer der politisch umstrittensten Gegenstände. Schliesslich haben die eidgenössischen Räte als Kompromiss zwischen dem Verbot und der weiteren Zulassung der Wiederaufarbeitung ein zehnjähriges Moratorium beschlossen.

Die politische Ausgangslage hat sich mit den letztjährigen Beschlüssen des Bundesrates und der eidgenössischen Räte zur Nutzung der Kernenergie geändert. Bereits in der KEG-Botschaft von 2001 hatte sich der Bundesrat für ein Verbot der Wiederaufarbeitung ausgesprochen. Die damaligen Gründe gelten weiterhin. Zudem hätte eine Wiederaufarbeitungsanlage in der Schweiz keine Chance, realisiert zu werden. Es ist daher nicht vertretbar, die Wiederaufarbeitung zuzulassen, wenn sie woanders erfolgt. Im Übrigen sind die von den Betreibern der schweizerischen Kernkraftwerke vor dem Inkrafttreten des KEG in die Wiederaufarbeitungsanlagen von Frankreich und England ausgeführten Brennstäbe alle wiederaufgearbeitet. Wir schlagen daher ein Verbot der Wiederaufarbeitung vor (*Abs. 1*).

Nach Artikel 34 Absätze 3 und 4 dürfen radioaktive Abfälle ausnahmsweise und unter zusätzlichen Voraussetzungen zur Konditionierung und zur Lagerung ausgeführt werden. Die Betreiber haben in diesem Fall in ihrem Vertrag mit dem Empfänger sicherzustellen, dass solche Abfälle nicht zweckentfremdet und auf diesem Umweg in die Wiederaufarbeitung gelangen.

Nach *Absatz 2* kann der Bundesrat Ausnahmen vom Verbot der Wiederaufarbeitung bzw. der Ausfuhr zur Wiederaufarbeitung vorsehen. Betroffen ist vor allem die internationale Forschung über die Transmutation, d.h. das Verfahren zur Umwandlung von hochaktiven, langlebigen Abfällen in kürzerlebige. Solche Forschungsarbeiten werden nicht an radioaktiven Abfällen, sondern an Kernmaterialien durchgeführt. Als radioaktive Abfälle gelten nämlich nur diejenigen radioaktiven Stoffe oder radioaktiv kontaminierten Materialien, *die nicht weiter verwendet* werden (Art. 3 Bst. i KEG). Daher sind für eine grenzüberschreitende Verbringung von solchen Kernmaterialien nicht die Bestimmungen von Artikel 34 KEG, sondern ausschliesslich Artikel 6ff. KEG anwendbar. Die Ausnahme nach Absatz 2 erlaubt eine Weiterführung der bisherigen Forschung und entspricht dem Anliegen der eidgenössischen Räte, wonach für die Kernenergie kein Technologieverbot gelten soll.

Art. 12: Sachüberschrift und Abs. 4

Die Umsetzung des Ausstiegsbeschlusses der eidgenössischen Räte erfordert eine Änderung von Artikel 12 des Kernenergiegesetzes vom 21. März 2003 (KEG, SR 732.1). Dabei ist eine Formulierung zu wählen, die sich an den Ausstiegsbeschluss und an die Terminologie des KEG anlehnt.

Nach einschlägiger Terminologie fallen Forschungsreaktoren nicht unter Kernkraftwerke. Die Möglichkeit für den Bau von Forschungsreaktoren wird offengehalten. Aus heutiger Sicht geht es insbesondere um die Forschung hinsichtlich Fusionsreaktoren und sogenannten Transmutationsanlagen, die zur Verringerung von langlebigen, radioaktiven Abfällen gebaut werden könnten. Damit kann auch die bisherige Forschung weitergeführt werden. Ferner wird dem Anliegen der eidgenössischen Räte Rechnung getragen, wonach für die Kernenergie kein Technologieverbot gelten soll.

Die übrigen Bestimmungen zur Rahmenbewilligung sind mit Ausnahme von Artikel 106 nicht anzupassen. Eine Rahmenbewilligung (Art. 12 ff. und 42ff. KEG) ist nötig, um eine Kernanlage bauen und betreiben zu können. Kernanlagen werden in Artikel 3 Buchstabe *d* KEG definiert und betreffen nicht nur Einrichtungen zur Nutzung von Kernenergie, sondern insbesondere auch geologische Tiefenlager. Des weiteren ist die Rahmenbewilligung auch Grundlage für den Betrieb bestehender Kernanlagen. Dies betrifft heutzutage nur das Zwischenlager Würenlingen AG (ZWILAG; für die bestehenden Kernkraftwerke waren noch keine Rahmenbewilligungen erforderlich).<sup>81</sup>

Ziffer 2 der Motionen verlangt, dass der Bundesrat eine gesetzliche Regelung betreffend unverzüglicher Stilllegung von Kernkraftwerken, die den Sicherheitsvorschriften nicht mehr entsprechen, vorschlägt. Dieser Sachverhalt ist jedoch bereits heute geregelt (Art. 22 Abs. 3 und Art. 72 KEG; Art. 44 der Kernenergieverordnung vom 10. Dezember 2004, KEV, SR 732.11; Verordnung des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) vom 16. April 2008 über die Methodik und die Randbedingungen zur Überprüfung der Kriterien für die vorläufige Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken, SR 732.114.5). Eine zusätzliche Regelung ist nicht erforderlich.

Art. 106 Abs. 1 bis und Abs. 4

Die bestehenden Kernkraftwerke verfügen über keine Rahmenbewilligung. Nach dem geltenden Artikel 106 Absatz 1 dürfen „in Betrieb stehende, nach diesem Gesetz rahmenbewilligungspflichtige Kernanlagen ... ohne entsprechende Bewilligung weiter betrieben werden, so lange keine Änderungen vorgenommen werden, die nach Artikel 65 Absatz 1 eine Änderung der Rahmenbewilligung erfordern.“ Eine grundlegende Erneuerung eines bestehenden Kernkraftwerkes im Sinne von Artikel 65 Absatz 1 Buchstabe *b*, insbesondere durch den Ersatz des Reaktordruckbehälters, die eine massgebliche Verlängerung seiner Betriebsdauer zur Folge hätte, lässt sich mit dem Ausstiegsbeschluss nicht vereinbaren. Gleichermassen auszu-schliessen ist, dass bei bestehenden Kernkraftwerken der Zweck (Nutzung der Elektrizität bzw. der Wärme) oder die Grundzüge (Reaktorsystem, Leistungsklasse und Hauptkühlsystem, s. Art. 14 Abs. 2 Bst. *a*) geändert werden könnte, wofür nach Artikel 65 Absatz 1 Buchstabe *a* ebenfalls eine Rahmenbewilligung zu erteilen wäre. Daher sollen nicht nur Rahmenbewilligungen für die Erstellung von Kernkraftwerken, sondern auch Rahmenbewilligungen für grundlegende Änderungen an bestehenden Kernkraftwerken nicht mehr zulässig sein (Art. 106 Abs. 1 bis). Artikel 106 Absatz 1 ist im Übrigen auch von Bedeutung für andere Kernan-

<sup>81</sup> Die Rahmenbewilligung für das ZWILAG wurde vom Bundesrat am 23. Juni 1993 erteilt. Die Kernkraftwerke Beznau I und II, Mühleberg, Gösgen-Dänken und Leibstadt verfügen über eine (altrechtliche) Standortbewilligung.



lagen als Kernkraftwerke, die heute über keine Rahmenbewilligung verfügen, jedoch nach dem KEG eine solche benötigen würden. Dies gilt potenziell namentlich für Änderungen an Forschungsanlagen.

*Absatz 4* ist aufzuheben, weil nach dem vorgeschlagenen Artikel 9 ein Verbot der Wiederaufarbeitung an die Stelle des im geltenden Art. 106 Abs. 4 enthaltenen Moratoriums tritt.

## **2.2.7 Elektrizitätsgesetz vom 24. Juni 1902<sup>82</sup>**

*Art. 16 Abs. 5 EleG*

*Bearbeitungsfristen für Sachplanverfahren*

Artikel 16 Absatz 5 des Elektrizitätsgesetzes sieht für die verfahrensleitende Behörde neu eine maximale Bearbeitungsfrist von zwei Jahren zur Erarbeitung des Sachplans vor. Hierbei handelt es sich technisch um eine Ordnungsfrist, innerhalb derer das Verfahren abzuschliessen ist. Wird sie nicht eingehalten, können sich die Betroffenen wegen Rechtsverzögerung beschweren. Nach Ablauf der Frist vorgenommene Amtshandlungen sind hingegen trotzdem gültig. Es bleibt darauf hinzuweisen, dass die Möglichkeit zur Einflussnahme der verfahrensleitenden Behörde auf ausserhalb der Bundesverwaltung stehende Parteien oder übrige Verfahrensbeteiligte (z.B. Kantone, Gesuchsteller) beschränkt ist. Für durch solche verursachte Verfahrensverzögerungen kann die verfahrensleitende Behörde nicht verantwortlich gemacht werden bzw. eine Rechtsverzögerungsbeschwerde wäre unbegründet. Es obliegt dem Bundesrat, einzelne Verfahrensschritte durch spezifische Fristen zu präzisieren. Dadurch sollen auch externe Verfahrensbeteiligte enger ins Verfahren eingebunden werden.

*Art. 16a<sup>bis</sup> EleG*

*Bearbeitungsfristen für Plangenehmigungsverfahren*

Artikel 16a<sup>bis</sup> (neu) des Elektrizitätsgesetzes legt einen maximalen Zeitrahmen für die Abwicklung von Plangenehmigungsverfahren fest. Die Leitbehörde hat ihren Entscheid ab der Einreichung des Gesuches innert zwei Jahren zu fällen. Diese Ordnungsfrist soll der beförderlichen Behandlung von Gesuchen dienen und die Planungssicherheit auf Seiten des Gesuchstellers verbessern. Der Bundesrat erhält die Kompetenz, einzelne Verfahrensschritte durch zusätzliche Fristen zu präzisieren, so dass sämtliche Beteiligten auf eine rasche Abwicklung des Verfahrens hinwirken können.

## 2.2.8 Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007<sup>83</sup>

*Art. 6 Abs.4 und 7 Abs. 3*

Im geltenden Artikel 7 Absatz 3 EnG werden Produzenten, die auch Energie beziehen, hinsichtlich der Bezugspreise derart geschützt, als dass von ihnen nicht andere Bezugspreise verlangt werden können, als von vergleichbare Abnehmern. Heute ist diese Bestimmung nur im Bereich der Elektrizität relevant. Dass jemand sowohl Produzent als auch Bezüger von z. B. Gas oder Wärme ist, dürfte gegenwärtig und in absehbarer Zeit kaum je vorkommen.

Aus diesem Grund findet sich diese Bestimmung neu im StromVG in Artikel 6 Absatz 4 und 7 Absatz 3 wieder. Das Benachteiligungsverbot ist dort einerseits eingeschränkt auf den Tarifbestandteil der Energielieferung. Dadurch wird verhindert, dass Netzbetreiber allfällige Umsatz- oder Gewinneinbussen infolge Eigenverbrauchs durch höhere Elektrizitätskosten wettzumachen versuchen. Diese Regelung bildet damit eine Konkretisierung der dort geregelten Angemessenheit des Elektrizitätstarifs respektive des Tarifbestandteils der Energielieferung. Andererseits gilt das Benachteiligungsverbot nur für die für Bezüger/Produzenten, die nicht im freien Strommarkt sind, da Preisvorschriften im liberalisierten Markt keine Berechtigung mehr haben.

Das Benachteiligungsverbot umfasst hingegen nicht den Tarifbestandteil der Netznutzung. Die Netznutzungskosten dürfen gemäss Artikel 14 Absatz 1 StromVG die (genau definierten) anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen nicht übersteigen. Ein allfälliger Eigenverbrauch hat damit auf die absolute Höhe der gesamten Netzkosten in einem Netzgebiet keinen Einfluss und ein Netzbetreiber hat daher auch keine Möglichkeit, allfällige Umsatz- oder Gewinneinbussen infolge Eigenverbrauchs durch höhere Netznutzungskosten zu kompensieren. Die Netznutzungstarife sollen zudem die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln (Art. 14 Abs. 3 Bst. a StromVG), weshalb Netzbetreiber betreffend Netznutzungskosten die Möglichkeit haben, verschiedene Kundengruppen zu definieren. In gewissen Fällen des Eigenverbrauch (z.B. sehr hoher Eigenverbrauch, das Netz wird entsprechend wenig beansprucht, ist aber trotzdem auf die maximal mögliche Ein- bzw. Ausspeisung angelegt), kann die Bildung einer solchen Gruppe gerechtfertigt sein. Aus diesen beiden Gründen bezieht sich das Benachteiligungsverbot nicht auch auf den Tarifbestandteil der Netznutzung.

*Art. 15 Anrechenbare Netzkosten*

In Absatz 1 von Artikel 15 werden neu die Kosten von Anschaffung, Installation und Betrieb gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme (Smart Meter, vgl. im Detail Art. 17a StromVG) aufgenommen. Damit wird die Finanzierung der Einführung von intelligenten Messsystemen geregelt. Die Kosten einer solchen Einführung gelten als anrechenbare Netzkosten und können dementsprechend über das Netznutzungsentgelt abgerechnet und den Endkundinnen und -kunden überwältigt werden. Dies fügt sich im Grundsatz nahtlos in die heutige Regelung ein, nach welcher Kosten für das Mess- und Informationswesen nach Artikel 8 StromVV als anrechenbare Kosten gelten (Art. 7 Abs. 3 Bst. f StromVV).

Der Gesetzestext nennt ausschliesslich die Kosten „gesetzlich vorgeschriebener“ Smart Meters als anrechenbar. Damit wird verhindert, dass die Kosten für intelligente Messgeräte, deren Funktionalitäten über die Mindestanforderungen hinausgehen und die allenfalls deutlich höhere Kosten verursachen, vollumfänglich angerechnet werden können.

Notwendige Abschreibungen, die entstehen, weil herkömmliche Zähler aufgrund einer bundesrechtlichen Verpflichtung zur Installation von Smart Meters (vgl. neuer Art. 17a Abs. 2

<sup>83</sup> SR 734.7

StromVG) ausser Betrieb genommen werden müssen, bevor sie vollständig amortisiert sind, sind ebenfalls als Kosten zu werten, die im Zusammenhang mit der Anschaffung und Installation von intelligenten Messsystemen stehen. Sie gelten daher ebenfalls als anrechenbar.

*Absatz 1<sup>bis</sup>* entspricht geltendem Recht, der Satz wurde einzig aus systematischen Gründen aus dem veränderten Absatz 1 herausgelöst.

#### *Art. 17a Intelligente Messsysteme*

Aufgrund der bereits erfolgten und weiter voranzutreibenden technischen Entwicklungen im Netzbereich ist ein Regelungsbedarf hinsichtlich intelligenter Messsysteme entstanden, der mit dem neuen Artikel 17a des StromVG abgedeckt werden soll.

*Absatz 1* definiert, welche technischen Einrichtungen als „intelligente Messsysteme“ im Sinne des StromVG gelten. Ein intelligentes Messsystem misst den tatsächlichen Energiefluss elektrischer Energie inklusive des tatsächlichen zeitlichen Verlaufs. Zentral und zwingend ist, dass der Smart Meter die bidirektionale Datenübertragung unterstützt. Messgeräte, die diese Funktion nicht aufweisen, gelten nicht als intelligente Messsysteme im Sinne des StromVG.

In *Absatz 2* findet sich eine Delegationsnorm, gemäss welcher der Bundesrat Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen machen kann. Er kann namentlich die Netzbetreiber dazu verpflichten, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt für eine teilweise oder flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme zu sorgen. Grundsätzlich wäre auch denkbar, diese Entwicklung dem Markt zu überlassen. Im aktuellen Stadium scheinen die Vorteile einer staatlich geregelten Einführung jedoch zu überwiegen (siehe auch Schlussbericht der Folgenabschätzung einer Einführung von *Smart Metering* im Zusammenhang mit *Smart Grids* in der Schweiz vom 5. Juni 2012<sup>84</sup>), weshalb davon auszugehen ist, dass der Bundesrat von der Kompetenz Gebrauch machen wird. Bei einer solchen Verpflichtung der Netzbetreiber hätten diese nicht nur die Installation der intelligenten Messsysteme zu veranlassen, sondern sie müssten diese selbstverständlich auch in ein funktionstüchtiges Kommunikationsnetz einbinden.

Nach *Absatz 3* kann der Bundesrat überdies festlegen, welchen technischen Mindestanforderungen die intelligenten Messsysteme zu genügen haben. Es geht hier nicht um die Vorgabe messtechnischer Eigenschaften. Diese fallen in den Themenbereich der bundesrechtlichen Vorschriften über das Messwesen und werden als messmittelspezifische Anforderungen entsprechend in diesen Erlassen zu regeln sein (so gehört insbesondere die Regelung der Manipulationserkennung resp. der Schutz gegen Verfälschungen in diese Erlasse). Der Bundesrat soll hier einzig in grundsätzlicher Weise festhalten können, welche über die Vorgaben des Eichrechts hinausgehenden Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten die intelligenten Messsysteme aufweisen müssen. Diese Vorgaben sind einerseits wichtig, um zu verhindern, dass in eine Smart-Meter-Technologie investiert wird, die nicht in der Lage ist, den gewünschten Nutzen zu generieren. Andererseits stellen die Mindestanforderungen auch die Obergrenze für die anrechenbaren Kosten dar. Das heisst, wer ein Messgerät installiert, das über die Mindestanforderungen hinausgeht, hat die dadurch entstandenen Mehrkosten selbst zu tragen (vgl. Änderung in Art. 15 Abs. 1 StromVG). Absatz 3 beinhaltet neben der Kompetenz zur erstmaligen Festlegung von technischen Mindestanforderungen auch die Kompetenz des Bundesrats, bei Bedarf in einem späteren Zeitpunkt Anpassungen vorzunehmen. Der Bundesrat hat damit die Möglichkeit, angemessen auf sich allenfalls verändernde Anforderungen des Stromsystems bzw. auf Innovationen zu reagieren.

<sup>84</sup> Publiziert im Internet unter <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27072.pdf> (Stand 5. Juni 2012).

Nach ihrer Formulierung sind die Absätze 2 und 3 voneinander unabhängig. Der Bundesrat kann demnach Mindestanforderungen vorsehen, auch ohne dass er gleichzeitig Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen macht. Umgekehrt ergibt sich hingegen aus Sinn und Zweck der Bestimmungen ohne Weiteres, dass der Bundesrat, sobald er von seiner Kompetenz nach Absatz 2 Gebrauch macht, gleichzeitig auch die technischen Mindestanforderungen festlegt, denen die Smart Meters zu genügen haben. Ohne solche Mindestvorgaben wäre die Einführungspflicht kaum in sinnvoller Weise umsetzbar, da weder klar wäre, auf welche Messgeräte sich die Pflicht bezieht, noch die Kostentragung zweifelsfrei geregelt wäre.

Einführung und Betrieb intelligenter Messsysteme können datenschutzrechtlich heikel sein. Absatz 4 betont deswegen, dass beim Erlass von Vorschriften in diesem Bereich in besonderem Masse auf deren Vereinbarkeit mit den Bestimmungen über den Datenschutz zu achten sein wird.

## **2.2.9 Strassenverkehrsgesetz vom 19. Dezember 1958<sup>85</sup>**

### *Art. 104a Fahrzeug- und Fahrzeughalterregister*

Die Änderungen in Artikel 104a Absatz 2 Buchstabe *e* und Absatz 5 Buchstabe *f* SVG betreffen den Vollzug der neu aufgenommenen Vorschriften zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Lieferwagen und leichten Sattelschleppern.

Beim Vollzug dieser Vorschriften werden Daten benötigt, die im Fahrzeug- und Fahrzeughalterregister (MOFIS) hinterlegt sind. Entsprechend wird Artikel 104a Absatz 2 SVG, welcher die gesetzlichen Aufgaben auflistet, denen das MOFIS dient, und der bereits heute den Vollzug der Emissionsvorschriften bei Personenwagen nennt, neu mit Lieferwagen und leichten Sattelschleppern ergänzt.

Gleichzeitig wird das dem Bundesamt für Energie (BFE) in Abs. 5 Bst. f eingeräumte Recht, für bestimmte Vollzugsaufgaben Einsicht in das Register zu nehmen, ergänzt, so dass das Einsichtsrecht auch im Rahmen des Vollzugs der Emissionsvorschriften für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper greift. Es handelt sich hierbei nicht um ein umfassendes Zugriffsrecht (kein Online-Zugriff) auf das ganze Datensystem, sondern bloss um das Recht, punktuell die für die Vollzugsaufgaben in den genannten Bereichen benötigten Daten übermittelt zu erhalten.

## **3 Auswirkungen**

### **3.1 Auswirkungen auf den Bund**

#### **3.1.1 Finanzielle Auswirkungen**

Die vorliegenden Massnahmen zur Konkretisierung der Energiestrategie 2050 haben Auswirkungen auf die Bundesfinanzen, da sie insbesondere zu einem Rückgang des fossilen Energieverbrauchs und damit einhergehend zu einem Rückgang der Steuereinnahmen aus der Mineralölsteuer (MinöSt) sowie der Mehrwertsteuer (MWSt) führen. Auf der Ausgabenseite

<sup>85</sup> SR 741.01. Die hiernach aufgeführten Änderungen sind eingefügt im genannten Erlass.

fallen auf Bundesebene mit der Umsetzung der Energiestrategie neue Aufgaben an, die auch zu neuen Ausgaben führen werden.

### **Auswirkungen auf die Steuereinnahmen**

Sowohl im Brenn- als auch im Treibstoffbereich werden die vorgesehenen Massnahmen zu einer erhöhten Energieeffizienz und zu einer Stärkung des Anteils der erneuerbaren Energien und damit zu einem reduzierten Verbrauch von fossilen Energieträgern führen.

Das Gebäudeprogramm, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen sowie das Emissionshandelssystem bewirken im *Brennstoffbereich* mittel- bis langfristig einen Rückgang des Heizölverbrauchs. Aufgrund der niedrigen Mineralölsteuertarife für Brennstoffe dürften die Einnahmeausfälle aus der Mineralölsteuer im Jahr 2020 nur im einstelligen Millionenbereich liegen. Darüber hinaus wirken sich die Massnahmen im Treibstoffbereich auch auf die Einnahmen aus der Mehrwertsteuer aus. Einerseits entstehen Mehreinnahmen, da die CO<sub>2</sub>-Abgabe und die Erlöse aus der Versteigerung der Emissionsrechte ebenfalls der MWSt unterliegen. Andererseits führt der Verbrauchsrückgang zu Mindereinnahmen bei der MWSt. Wie das Bundesamt für Umwelt berechnet hat, halten sich bei einem CO<sub>2</sub>-Abgabesatz von 36 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> die beiden Effekte ungefähr die Waage. Bei einer weiteren Anhebung, wie sie mit der Energiestrategie geplant ist, resultiert im Nettoeffekt ein Anstieg der MWSt-Einnahmen.

Infolge der angestrebten Senkung des *Treibstoffverbrauchs* werden die Einnahmen aus der Mineralölsteuer zurück gehen. Gegenüber dem Referenzszenario *Weiter wie bisher* der Energieperspektiven resultiert für die Jahre 2012 bis 2020 eine durchschnittliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 370'000 Tonnen, was einer Treibstoffreduktion von rund 150 Millionen Litern entspricht. Unabhängig vom Treibstoffpreis ergeben sich daraus im Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2020 Ausfälle bei der Mineralölsteuer von rund 110 Millionen Franken pro Jahr. Dabei handelt es sich um zusätzliche Einnahmeausfälle, da auch mit der Weiterführung der bestehenden Energiepolitik mit beträchtlichen Ausfällen bei den Mineralölsteuern zu rechnen ist. Dazu kommen Ausfälle bei den von den Treibstoffpreisen abhängigen Mehrwertsteuereinnahmen. Geht man von real leicht ansteigenden Treibstoffpreisen aus, so betragen die jährlichen Ausfälle bei der Mehrwertsteuer im Mittel 44 Millionen Franken.

Weiter unterliegt auch die neu ausgestaltete Einspeisevergütung (EV) der Mehrwertsteuer. Da dieses Förderinstrument ausgebaut wird, werden in diesem Bereich die Einnahmen aus der MWSt tendenziell ansteigen: Wird der EnG-Zuschlag erhöht, steigen die MWSt.-Einnahmen linear an. Andererseits führt die Reduktion des Stromverbrauchs zu einer ebenfalls linearen Reduktion der MWSt.-Einnahmen aus der Einspeisevergütung. Hinzu kommt, dass auch die Leistungen für den Bau und den Betrieb einer EV-Anlage mehrheitlich MWSt.-pflichtig sind.

### **Auswirkungen auf die Spezialfinanzierung Strassenverkehr**

Die Spezialfinanzierung Strassenverkehr (SFSV) wird aus Einnahmen der Mineralölsteuern (inklusive Zuschlag) und der Nationalstrassenabgabe (Autobahnvignette) gespeist. Sie dient zur Finanzierung der Bundesaufgaben im Zusammenhang mit dem Strassenverkehr, insbesondere der Aufwendungen für die Nationalstrassen, der Einlagen in den Infrastrukturfonds, der Beiträge zur Förderung des kombinierten Verkehrs sowie der Beiträge an die Eisenbahngrossprojekte (NEAT-Viertel). Zudem erhalten die Kantone einen Anteil an den entsprechenden Einnahmen des Bundes (10 Prozent).

Die SFSV ist grundsätzlich mit zwei entgegengesetzten Trends konfrontiert: Während die Einnahmen sinken, steigen die Ausgaben, was zu einer Finanzierungslücke führt. Mit sinkenden Mineralölsteuereinnahmen ist zu rechnen, weil der spezifische Treibstoffverbrauch pro Fahrzeug aufgrund der im Jahr 2011 beschlossenen Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes zur Reduktion

der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Personenwagen sinkt. Zusätzlich ist mit einem wachsenden Anteil von Fahrzeugen mit neuen Antriebsenergien zu rechnen. Alleine bei einem CO<sub>2</sub>-Ziel von 130g CO<sub>2</sub>/km dürfte gemäss zurzeit vorliegenden Berechnungen bis 2020 ein durchschnittlicher Rückgang von schätzungsweise 300 Millionen Franken pro Jahr bei den Mineralölsteuereinnahmen anfallen. Damit reduzieren sich auch die Einnahmen für die SFSV in erheblichem Umfang.

Der Bundesrat hat unter anderem bereits in der Botschaft zur Anpassung des Bundesbeschlusses über das Nationalstrassennetz und zu deren Finanzierung (BBl 2012 745) auf die sich abzeichnende Finanzierungslücke in der SFSV hingewiesen und neben einer Erhöhung der Nationalstrassenabgabe auch eine Erhöhung des Mineralölsteuerzuschlags in Aussicht gestellt, um eine finanzielle Unterdeckung der SFSV zu vermeiden.

Die vorgehend dargelegten zusätzlichen Ausfälle bei den Mineralölsteuereinnahmen infolge der in der Vorlage vorgeschlagenen Massnahmen werden somit die Finanzierungslücke noch weiter vergrössern. Dementsprechend sind zur Vermeidung der Finanzierungslücke neue bzw. zusätzliche Massnahmen zu ergreifen, um die Finanzierung der Bundesaufgaben im Zusammenhang mit dem Strassenverkehr auch mittel- und langfristig zu sichern.

### Auswirkungen auf das ordentliche Bundesbudget

Tabelle 13 gibt einen Überblick über die zusätzlichen Kosten für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ab dem Jahr 2013, die zu einer Mehrbelastung des Bundeshaushalts führen:

Bundesamt für Energie (BFE)	Thema	Ziffer	2013 Mio. CHF	2014 Mio. CHF	2015 Mio. CHF	2016 Mio. CHF
	Industrie und Dienstleistungen, Elektrogeräte, Vorbildfunktion Bund (Vollzugaufwand UVEK / BFE)	1.3.1 1.3.6	4,25	4,25	4,25	4.25
	Pilot- & Demonstrationsprojekte Leuchtturmprojekte (befristet bis 2022)	1.3.5	5 5	10 10	20 10	20
	Programm Energie Schweiz (befristet bis 2022)	1.3.7	10	20	29	29
<b>Total BFE</b> (plafondserhöhend)			<b>24,25</b>	<b>44,25</b>	<b>63,25</b>	<b>63.25</b>
Bundesamt für Strassen (ASTRA) / Bundesamt für Verkehr (BAV)	Thema	Ziffer	2013 Mio. CHF	2014 Mio. CHF	2015 Mio. CHF	2016 Mio. CHF
	Mobilität Konzept	1.3.1	2,5	5	5	5
	Mobilität Pilotprojekte	1.3.5	5	5	5	5
<b>Total ASTRA/BAV</b>			<b>7.5</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>Total Bereiche</b>			<b>31.75</b>	<b>54,25</b>	<b>73,25</b>	<b>73.25</b>

Tabelle 13: Umsetzung der Energiestrategie 2050 – Mehrbelastung des Bundeshaushalts im Voranschlag 2013 und in den Finanzplanjahren 2014 bis 2016.

Bei einer Anhebung der CO<sub>2</sub>-Abgabe über das bereits erreichte Niveau von 36 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> ergeben sich zusätzliche Staatsausgaben in Form einer erhöhten Rückverteilung. Die am 12. Juni 2009 vom Parlament beschlossene Teilzweckbindung der CO<sub>2</sub>-Abgabe für Massnahmen im Gebäudebereich hat keinen Einfluss auf die Staatsquote, da damit gleichzeitig der Rückverteilungsbetrag reduziert wird.

### 3.1.2 Personelle Auswirkungen

Die Konzeptions- und Grundlagenarbeit sowie die Umsetzung des Massnahmenpakets erfordern vor allem im Energieeffizienzbereich, im Bereich der erneuerbaren Energien, der Grosskraftwerke und Netze zusätzliche Mittel. Der Einsatz zusätzlicher personeller Ressourcen ist unabdingbare Voraussetzung für das Gelingen des etappenweisen Umbaus des Energiesystems im Nachgang zu den bundesrätlichen und parlamentarischen Richtungsentscheiden zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie.

Der Ressourcenbedarf lässt sich in die Bereiche *Konzeption* und *Grundlagen* sowie *Umsetzung* gliedern:

- *Konzeption und Grundlagen*: Die Arbeiten an der Energiestrategie 2050 erstrecken sich über mehrere Jahre. Das bedingt, dass im Bundesamt für Energie sowie im Bundesamt für Strassen im Bereich Konzeption und Grundlagen ab 2013 zusätzliche Ressourcen dafür eingesetzt werden.
- *Umsetzung*: Mit der Umsetzung der Massnahmen zur Energiestrategie 2050 befasst sich insbesondere auch das Programm EnergieSchweiz. Das Programm soll auch in Zukunft als Gefäss für die Umsetzung aller Massnahmen im freiwilligen Bereich dienen. Zusätzlich beziehungsweise neue Aktivitäten können somit im Rahmen bestehender Strukturen umgesetzt werden. Für die Ausgestaltung neuer und die Beschleunigung der bestehenden Aktivitäten von EnergieSchweiz, den Ausbau der Partnerschaften sowie eine angemessene Führung durch den Bund, sind zusätzliche personelle Ressourcen – befristet von 2013 bis 2020 – nötig. Für die Umsetzungsaktivitäten in den Bereichen Leuchttürme (befristet bis 2022), Ausbau Wasserkraft, Vorbildfunktion Bund und Pilotprojekte Photovoltaik Nationalstrassen und öffentlicher Verkehrsinfrastruktur – sie sind nicht Bestandteil des Programms EnergieSchweiz – werden ebenfalls zusätzliche Ressourcen nötig.

#### Erhöhungen

Departement	Kurzbeschreibung	Personalkosten Fr.	Anzahl Stellen
UVEK	Konzeption und Grundlagen Energiestrategie 2050	3.2 Mio.	19.5
EVD	Umsetzung Energiestrategie	0.5 Mio.	2.5
	Umsetzung Energiestrategie 2050	2.2 Mio.	12
<b>Total</b>		<b>5.9 Mio.*</b>	<b>34 **</b>

Tabelle 14: Zusätzliche Ressourcen bzw. Personalkosten aufgrund der Energiestrategie 2050.

\*) von den 34 Stellen werden 8 Stellen haushaltsneutral finanziert

\*\*\*) ab 2014

## 3.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden

### 3.2.1 Finanzielle Auswirkungen

Abhängig von der erwarteten Zielerreichung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz schlägt der Bundesrat zwei Varianten der Finanzierung des Gebäudeprogramms mit unterschiedlicher Höhe der CO<sub>2</sub>-Abgabe vor (vgl. 1.3.1). Die Zielerreichung soll durch einen zusätzlichen Ausbau des Gebäudeprogramms unterstützt werden, für welches in beiden Varianten ab 2015 maximal 600 Millionen Franken pro Jahr vorgesehen sind. Aktuell liegt dieser Betrag bei rund 267 Millionen Franken pro Jahr. Die Lastenverteilung zwischen Bund und Kantonen ist in den Varianten jedoch verschieden: Variante 1 schlägt eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von mindestens 60 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> bei gleich hoher Beteiligung der Kantone (300 Millionen Franken) und Variante 2 eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von mindestens 90 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> vor, bei einer Beteiligung der Kantone von einem Drittel (150 Millionen Franken).

Gleichzeitig wird mit der Neuausrichtung der Energiestrategie das Umfeld für Firmen im Bereich Cleantech (Tätigkeitsfeld Energieeffizienz und erneuerbare Energien) erheblich gestärkt. Saubere Technologien sind ein bedeutender Wirtschaftsfaktor in der Schweiz. Zahlreiche Unternehmen aus allen Bereichen sind in der Entwicklung und Herstellung von Cleantech-Produkten und Dienstleistungen tätig. Die Unternehmen erwirtschaften bereits heute eine Bruttowertschöpfung von rund 20 Milliarden Franken und leisten damit einen Beitrag von gut drei Prozent an das Bruttoinlandprodukt. Mit dem *Masterplan Cleantech*<sup>86</sup> hat der Bundesrat bereits im Jahr 2011 eine Strategie für Ressourceneffizienz und erneuerbare Energien definiert. Er hat sich zum Ziel gesetzt, die Schweizer Wirtschaft im globalen Wachstumsmarkt der ressourceneffizienten Technologien, Produkte und Dienstleistungen sowie erneuerbaren Energien bis 2020 optimal zu positionieren.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der damit verbundenen Umgestaltung des Energiesystems steigt die Nachfrage nach Cleantech-Lösungen. Von den Investitionen in Effizienz, erneuerbare Energien sowie Forschung und Bildung profitieren Klein- und Mittelbetriebe im ganzen Land. Dies insbesondere auch in den Randregionen, in denen ein grosses Potenzial an Wind- und Solarenergie sowie Biomasse brach liegt.

### 3.2.2 Personelle Auswirkungen

Mit Ausnahme der Gebäudemassnahmen erwachsen den Kantonen keine direkten Vollzugsaufgaben. Sie leisten jedoch mit ihren kantonalen Programmen einen aktiven Beitrag zu den energiepolitischen Zielen des Bundes und beschäftigen dazu in den verantwortlichen Energie- und Umweltfachstellen über 100 Personen.

Die Umsetzung des Gebäudeprogramms erfolgt einerseits über eine Programmvereinbarung mit den Kantonen und andererseits über Globalbeiträge nach dem Energiegesetz, das eine hälftige Co-Finanzierung durch die Kantone verlangt. Bei beiden Teilen müssen die Kantone eigene Ressourcen für die Abwicklung der Gesuche einsetzen.

Weitere für die Kantone relevante Massnahmen könnten sich aus der Umsetzung der Energiestrategie 2050 ergeben. Deren Umsetzung erfolgt auch in Zusammenarbeit mit den Kantonen.

<sup>86</sup> Masterplan Cleantech, Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement EVD und Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, 2011. Im Internet abrufbar unter: [www.cleantech.admin.ch](http://www.cleantech.admin.ch).



### 3.3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

#### 3.3.1 Abdiskontierte Gesamtkosten Kraftwerkspark – Netzkosten und direkte volkswirtschaftliche Kosten

##### Abdiskontierte Gesamtkosten des schweizerischen Kraftwerksparks

Die abdiskontierten Gesamtkosten (Anlagen und Produktionsbetrieb) des schweizerischen Kraftwerksparks (Bestand und Zubau) von 2010 bis 2050 betragen für das Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* 191 Milliarden Franken. Für die Abdiskontierung wird ein volkswirtschaftlicher Zinssatz (2,5 Prozent real) verwendet. Rund 125 Milliarden Franken der abdiskontierten Gesamtkosten fallen auf den bestehenden Kraftwerkspark. Rund 66 Milliarden Franken werden für den Kraftwerkszubau verwendet.

Tabelle 15: Gesamtkosten des Kraftwerksparks Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat*, Variante C&E, kumuliert und diskontiert in Milliarden Franken.

Produktionstechnik	2010-2050	
	Gesamte Stromerzeugung in Mrd. Fr.	Kraftwerkszubau in Mrd. Fr.
Wasserkraft	98	
KKW	21	
Konventionell-thermische Kraftwerke	14	
Fossile WKK	9	
Erneuerbare mit WKK	18	
Erneuerbare	13	
KVA	4	
Import	13	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>191</b>	<b>66</b>

Quelle: Prognos, 2012

##### Netzkosten

Wie in Ziffer 1.3.4 bereits dargelegt worden ist, rechnet der Bundesrat für Ausbau und Erneuerung im Übertragungsnetz und den Ausbau im Verteilnetz mit Kosten von rund 18 Milliarden Franken. Das Bundesamt für Energie beziffert die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes bis 2050 auf 2,3 bis 2,7 Milliarden Franken. Auch fallen bis 2030 rund vier Milliarden Franken für die Erneuerung des Übertragungsnetzes an. Bei den Verteilnetzen ist der Ausbaubedarf bis 2050 noch höher. Der Grund liegt in der zunehmenden dezentralen Einspeisung von erneuerbarem Strom. Je nach Szenario fallen hier Investitionen zwischen 3,9 und 12,6 Milliarden Franken an. Insgesamt belaufen sich die Kosten für den Netzausbau in der Schweiz – ohne Erneuerungsmassnahmen – bis 2050 auf rund 6,2 bis 15,3 Milliarden Franken.

##### Direkte volkswirtschaftliche Kosten und Einsparungen

Direkte volkswirtschaftliche Kosten sind die mit der Umsetzung der Massnahmen verbundenen, direkten Investitionen (über die technische Lebensdauer mit einem volkswirtschaftlichen

Zinssatz bewertete Investitionskosten in annuierter Form), bilanziert mit den Einsparungen, welche sich aufgrund der verringerten Energieimporte ergeben. In der Abschätzung der Kosten sind folgende Massnahmen und Elemente berücksichtigt:

- Mehrkosten Gebäudestandards Neubauten
- Mehrkosten Sanierungen – zusammengesetzt aus Verschärfung der energetischen Standards, Umwandlung von Pinselsanierungen in energetische Sanierungen sowie komplette „Neusanierungen“
- Ausrüstung Haustechnik (Heizungstechnik, Effektivierung von Heizungstechnik, Lüften/Kühlen, Mess- und Regeltechnik)
- IKT-Ausstattung und -effektivierung
- Elektrogeräte
- Produktionstechnik, Industrie
- Mehrkosten für Fahrzeugtechnik (Einführung E-Fahrzeuge in mehreren Stufen)
- Infrastruktur Elektromobilität (Tankstellen)
- Infrastruktur Verkehr

Im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* wachsen die summierten jährlichen (annuieren) Investitionen bis 2050 auf 3,1 Milliarden Franken an (siehe Tab. 16, *Politische Massnahmen Bundesrat POM*). Die resultierende nicht diskontierte Summe beträgt 84,7 Milliarden Franken. Demgegenüber stehen eingesparte Energieträgerimporte, die bis auf 1,9 Milliarden Franken im Jahr 2050 anwachsen (resultierende nicht diskontierte Summe 46,3 Milliarden Franken). Diese Investitionen und eingesparten Importe sind für alle Elektrizitätsangebotsvarianten des Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* gleich. Für den Vergleich der Mehr- oder Minderkosten des Kraftwerksparks wird einerseits berücksichtigt, dass durch die tiefere Stromnachfrage auch der benötigte Kraftwerkpark kleiner ausfällt. Zudem werden die Kosten eines starken Ausbaus der erneuerbaren Energien mit einem Kraftwerkspark verglichen, der sich primär auf konventionelle Grosstechnologie (GuD) stützt:

- Aufgrund der Reduktion der Nachfrage durch das Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* werden bis 2050 zwei Gaskraftwerksblöcke eingespart (Zeile Minderkosten Kraftwerkspark POM C - WWB C in der Tabelle 16).
- Die Einsparungen der Gesamtkosten (Zeile Minderkosten Gaskraftwerke POM C - POM C&E in der Tabelle 16) enthalten Investitionen in Kraftwerke, Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Kosten. Aufgrund des EE-Pfades werden im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* bis 2050 drei Gaskraftwerksblöcke eingespart. Die Einsparungen steigen bis auf 1,5 Milliarden Franken in 2050 an und betragen in der nicht diskontierten Summe zirka 24,9 Milliarden Franken.
- Die Mehrkosten des erhöhten Ausbaus der erneuerbaren Energien (Zeile Mehrkosten Ausbau EE in POM C&E im Vergleich zu POM C in der Tabelle 16) wachsen bis 2050 trotz erheblicher Lernkurven und damit verringerter spezifischer Kosten stetig bis 2050 bis zu 1,9 Milliarden Franken an; in der nicht diskontierten Summe betragen sie 36,4 Milliarden Franken.

Werden die Mehr- bzw. Minderkosten im Vergleich zur Variante C des Szenarios *Weiter wie bisher* saldiert, ergibt sich der in der Tabelle 16 ausgewiesene Saldo „Kosten minus Einsparungen POM C&E“ in der Höhe von 25,2 Milliarden Franken.

Tabelle 16: Mehrinvestitionen und eingesparte Energieimporte im Szenario *Politische Massnahmen Bundesrat* POM der Angebotsvarianten C&E gegenüber dem Szenario *Weiter wie bisher* Angebotsvariante C, in Millionen Franken.

In Mio. Franken	2020	2035	2050	Summe 2010-2050
<b>Szenario Massnahmen Bundesrat</b>				
Summe Investitionen (annuisiert)	1239	2931	3011	84684
Einsparungen Energieimporte	-587	-1543	-1899	-46310
Minderkosten Kraftwerkspark (POM C - WWB C)	-156	-927	-1188	-24576
Minderkosten Gaskraftwerke (POM C – POM C&E)	0	-925	-1479	-24945
Mehrkosten Ausbau EE in POM C&E im Vergleich zu POM C	338	1099	1901	36386
<b>Saldo Kosten –Einsparungen POM C&amp;E</b>	<b>834</b>	<b>635</b>	<b>347</b>	<b>25239</b>

Quelle: Prognos, 2012

### 3.3.2 Auswirkungen auf Wachstum, Wohlfahrt und Beschäftigung

Für die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Szenarios *Politische Massnahmen Bundesrat* (POM) im Vergleich zum Basisszenario *Weiter wie bisher* (WWB) kam ein gesamtwirtschaftlich berechenbares Gleichgewichtsmodell zur Anwendung, welches *wenn-dann* Aussagen zu den verschiedenen Szenarien ermöglicht<sup>87</sup>. Opportunitätskosten, verzerrende Wirkungen von Abgaben und volkswirtschaftliche Rückkopplungseffekte werden unter anderem berücksichtigt. Die Energie-, Elektrizitätsnachfrage, die CO<sub>2</sub>-Entwicklung sowie die Elektrizitätsangebotsvarianten der energiewirtschaftlichen Modellen bilden die Basis der Berechnungen.

Zur Erreichung der Vorgaben aus dem Szenario werden eine theoretische CO<sub>2</sub>-Abgabe und eine theoretische Stromabgabe im Modell implementiert. Auf Brenn- und Treibstoffen wird eine CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben, die von Privathaushalten und allen Wirtschaftsbranchen, die nicht am Emissionshandelssystem (ETS) teilnehmen, bezahlt werden muss. Die Einnahmen werden gemäss heutiger Regelung an Wirtschaft und Bevölkerung rückverteilt. Wirtschaftsbranchen im ETS haben ein analoges CO<sub>2</sub>-Ziel, dürfen ihre Verpflichtungen aber im Ausland einlösen (durch Anrechnung von Emissionsrechten aus der EU auf der Basis eines entsprechenden Abkommens). Auf Strom wird eine Abgabe erhoben (belastet wird der Verbrauch von Strom). Die Einnahmen werden analog der CO<sub>2</sub>-Abgabe rückverteilt.

Tabelle 18 zeigt die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten im Vergleich zum Basisszenario *Weiter wie bisher* (WWB) unter der Stromangebotsvariante 2C (siehe dazu Resultate Stromangebot) für die Zeithorizonte 2020, 2035 und 2050. Die Kosten des Szenarios *Politische Massnahmen Bundesrat* (POM) entsprechen im volkswirtschaftlichen Modell einer CO<sub>2</sub>-Abgabe von 70 (Jahr 2020), 140 (Jahr 2035) bis 210 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> (Jahr 2050) und einer Stromabgabe, welche einer Strompreiserhöhung von +11 Prozent (Jahr 2020), +23 Prozent (Jahr 2035) und +22 Prozent (Jahr 2050) entspricht.

Der beste Indikator der volkswirtschaftlichen Kosten stellt die Änderung der Wohlfahrt inklusive Sekundärnutzen dar. Wird der durch die Reduktion von externen Effekten (Schadstoff-

<sup>87</sup> Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen: Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz. Bundesamt für Energie und Ecoplan AG, Bern.

ausstoss) entstandene Sekundärnutzen berücksichtigt, ergeben sich leicht positive Wohlfahrts-  
effekte. Die Wohlfahrt ohne Berücksichtigung des Sekundärnutzens des Szenarios POM liegt  
im Jahre 2050 rund 0,2 Prozent unter demjenigen des Szenarios WWB. Das BIP des Szenari-  
os POM ist im Jahre 2050 rund 0,6 Prozent tiefer als im Szenario WWB. Wird dieser Niveau-  
unterschied im BIP in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer  
Wachstumseinbusse von -0,02 Prozent pro Jahr. Es ist mit leicht negativen Beschäftigungsef-  
fekten zu rechnen. Diese volkswirtschaftlichen Effekte müssen den nicht-monetarisierten  
positiven Effekten der Energiewende gegenübergestellt werden.

Tabelle 17: Reduktionsziele und volkswirtschaftliche Auswirkungen des Szenarios POM im Vergleich  
mit dem Referenzszenario WWB (Stromangebotsvariante 2C)

	POM		
	2020	2035	2050
<b>Reduktionsziele [in %]</b>			
CO <sub>2</sub> -Ziel (exkl. Stromproduktion, Fern- wärme)	-5%	-17%	-26%
Stromnachfrage-Ziel	-5%	-10%	-12%
<b>Resultate: Abgabehöhen / Schattenpreise (implizite Kosten) der Politikmassnahmen</b>			
CO <sub>2</sub> -Abgabe [Franken pro Tonne CO <sub>2</sub> ]	60	140	210
Stromabgabe [als %-Zuschlag auf dem Strompreis]	+13%	+30%	+26%
<b>Resultate: Auswirkungen auf die Volkswirtschaft [in %]</b>			
Wohlfahrt ohne Sekundärnutzen	-0.1%	-0.1%	-0.2%
Wohlfahrt inklusive Sekundärnutzen	+0.0%	+0.0%	+0.1%
BIP	-0.2%	-0.5%	-0.6%
Beschäftigung	-0.1%	-0.2%	-0.2%

### 3.3.3 Auswirkungen einzelner Massnahmen

Die energiepolitischen Massnahmen dieser Vorlage wurden einzeln anhand eines einheitlichen Analyserasters auf volkswirtschaftliche Auswirkungen geprüft<sup>88</sup>. Dabei wurden die Interdependenzen zwischen den Massnahmen nur teilweise berücksichtigt.

Die Wirkung der meisten Massnahmen hängt ab von nicht genau bekannten Reaktionen der Akteure auf Preissignale, von möglichen Mitnahmeeffekten bei Fördermassnahmen, vom Reboundeffekt<sup>89</sup> bei Effizienzmassnahmen, vom noch unbekanntem, zukünftigen technologischen Fortschritt und von der Problematik der asymmetrischen Information bei Zielvereinbarungen zwischen der Verwaltung und den Unternehmen. Diese Unsicherheiten machen es erforderlich, dass die Wirkung der Massnahmen und deren Kosten künftig regelmässig überprüft werden (EnG Art. 55).

### Aus volkswirtschaftlicher Sicht zu priorisierende Massnahmen

Bei einer Reihe von Massnahmen treten aus volkswirtschaftlicher und ökologischer Sicht keine bedeutenden negativen Auswirkungen auf. Dazu gehören erstens Massnahmen zur Beschleunigung und Vereinfachung von Bewilligungsverfahren, sofern die Schutzinteressen gewahrt bleiben (EnG Art.12-17, WRG Art. 60 Abs. 3<sup>ter</sup>), zweitens Massnahmen, welche die verursachergerechte Internalisierung negativer externer Effekte des Energieverbrauchs verfolgen (insbesondere die Energieabgabe gemäss geplanter Weiterentwicklung der Energiestrategie ab 2020) sowie drittens Informationsmassnahmen, hier insbesondere die Verstärkung des Programms EnergieSchweiz.

### Fördersystem der Einspeisevergütung

Der Ausbau des Fördersystems der Einspeisevergütung für erneuerbare Energietechnologien (KEV) führt zu Mehrkosten von 1,1 Milliarden Franken im Jahr 2050 (vgl. Ziffer 1.3.2). Diese Kosten können aber variieren, dies je nach Kostenentwicklung der Technologien und des Marktpreises für Strom im internationalen Handel.

Mit den Massnahmen zur Optimierung der KEV-Vergütungssätze (Art. 22), der Einführung von Ausschreibungen (Art. 24 - 26) und der generellen Einführung der Eigenverbrauchsregelung (Art. 18 Abs. 2) erfolgt die staatliche Förderung stärker marktbasierter. Die Fördermittel werden damit wirksamer eingesetzt und führen auch zu einer besseren Anreizwirkung zu Gunsten des technologischen Fortschritts.

Zur Vermeidung abrupter Strukturanpassungen in energieintensiven Branchen werden die Netzzuschläge den energieintensiven Unternehmen rückerstattet (EnG Art. 40). Die Abgabenbefreiung wird in Grenzen gehalten, weil sie aus volkswirtschaftlicher Sicht Verzerrungen zwischen befreiten und nicht befreiten Energiekonsumenten schafft; ausserdem sind die Ertragsausfälle durch nicht befreite Unternehmen und Haushalte zu finanzieren.

### Gebäudeprogramm

Mit der Verstärkung des Gebäudeprogramms (CO<sub>2</sub>-G Art. 34) werden neue Förderberechtigungen geschaffen. Es ist zu erwarten, dass dabei die schwierig zu beziffernden Mitnahmeeffekte

<sup>88</sup> Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050.

<sup>89</sup> Der sogenannte Reboundeffekt beschreibt den Umstand, dass erzielte Einsparungen, die z.B. durch effizientere Technologien entstehen, durch vermehrte Nutzung oder Mehrkonsum (z.B. Zweitgeräte) wieder zunichte gemacht oder sogar überkompensiert werden (Steigerung statt Senkung des Energieverbrauchs).

fekte<sup>90</sup> zunehmen werden. Mit der Wirksamkeitsüberprüfung des Gebäudeprogramms im Jahr 2015 (CO<sub>2</sub>-G Art. 34 Abs. 3) wird die Kosteneffizienz der einzelnen Instrumente des Gebäudeprogramms evaluiert.

### **Weitere Massnahmen im Bereich Energieeffizienz**

Die Massnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz von Fahrzeugen (CO<sub>2</sub>-G Art. 10 - 13) und Geräten verursachen ausser den Vollzugskosten keine direkten Finanzierungskosten beim Staat. Es entstehen jedoch Kosten bei den Fahrzeug- und Gerätenutzern durch Sanktionen, Mehrkosten für vorschriftsgemässe Geräte oder durch Nutzenverluste wegen nicht zugelassener Gerätetypen. Zur Sicherstellung eines angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnisses dieser Massnahmen und zur Vermeidung von unerwünschten Auswirkungen orientieren sich die Effizienz- und die Gebrauchsvorschriften am technologischen Fortschritt und an internationalen Standards.

#### **3.3.4 Auswirkungen auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen**

Die Belastung durch die unter Ziffer 3.3.2 beschriebenen Abgaben ist nicht für alle Branchen und für alle Haushalte gleich. Die grössten negativen Effekte ergeben sich für die Branchen Textil und Metalle. Mit einer starken Nachfragerhöhung kann der öffentliche Personenverkehr rechnen. Werden energieintensive Branchen von den Abgaben ausgenommen, fällt eine Mehrbelastung auf die übrigen Branchen.

Welche Haushalte wie stark betroffen sind, hängt von der Rückverteilung der Einnahmen aus den Abgaben ab. Werden die Einnahmen aus der Abgabe wie heute die CO<sub>2</sub>-Abgabe über eine Senkung der Lohnnebenkosten an die Wirtschaft und eine Pro-Kopf-Pauschale an die Bevölkerung rückverteilt, profitieren die ärmeren Familienhaushalte, die Rentnerhaushalte weisen tendenziell die grössten Einbussen aus.

### **3.4 Auswirkungen auf die Umwelt**

Die Energiestrategie 2050 verstärkt die Umwelt- und Klimapolitik des Bundes nachhaltig. Mit den neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz will der Bundesrat die Emissionen der Treibhausgasen bis 2020 um mindestens 20 Prozent unter das Niveau von 1990 senken. Dafür ist ein Massnahmenmix aus Lenkungsabgabe, Emissionshandel, Förderung und Vorschriften geplant. Die Energiestrategie sieht den Einsatz solcher Instrumente vor (vgl. Ziffer 1.1.3).

Der Bundesrat hält nach seinem Grundsatzentscheid, aus der Kernenergie auszusteigen, an den Zielen der Klimapolitik fest. Die bestehenden CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele bis 2020 können jedoch nur mit einer höheren CO<sub>2</sub>-Abgabe und einem deutlich verstärkten Gebäudeprogramm erreicht werden (vgl. Ziffer 1.3.1). Mit vorliegendem Massnahmenpaket und weiteren Paketen, die für den langfristigen und etappenweisen Umbau des Energiesystems bis 2050 voraussichtlich nötig sein werden (Szenario *Neue Energiepolitik*), sollen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 7,6 Millionen Tonnen (Stand 2010: 40 Millionen Tonnen), bis 2035 um 14,3 und bis 2050 um 31,9 Millionen Tonnen reduziert werden.

Die Massnahmen im Bereich der *Energieeffizienz* (vgl. Ziffer 1.3.1) sind aus Sicht der Umwelt als positiv bis sehr positiv zu bewerten. Insbesondere die Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Zielwerte von Personewagen hat eine grosse Wirkung. Neben der Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Zielwerte unterstützen übergreifende Massnahmen zur Stärkung der Aus- und Weiterbildung,

<sup>90</sup> Mitnahmeeffekte bezeichnet die Förderung von Leistungen, die auch ohne die Förderung erbracht würden.

Qualitätssicherung sowie Vorbildfunktion der öffentlichen Hand und Technologieforschung die umweltpolitischen Ziele des Bundes. Marktwirtschaftliche Ansätze wie eine Lenkungsabgabe oder die Ökologische Steuerreform tragen dazu bei, dass externe Umweltkosten verursachergerecht angelastet werden.

Die Förderung der *erneuerbaren Energien* unterstützt die Ziele der Luftreinhaltung und der Klimapolitik. Jede neue Anlage zur Energieproduktion wirkt sich aber auch auf die Landschaft und die Umwelt aus. Soweit der Zubau von erneuerbaren Energien im Umfang der nachhaltig nutzbaren Potenziale erfolgt, sind die Auswirkungen für die Umwelt tragbar. Zu diesem Zweck sind die in der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Gebietsausscheidungen für Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbarer Energie notwendig. Eine sorgfältige Raumplanung setzt die Ziele der Energiestrategie im Bereich der erneuerbaren Energien räumlich um. Auf diese Weise sollen Konflikte mit Schutzinteressen möglichst verhindert werden. Dies gilt insbesondere für Windenergieanlagen in sensiblen Landschaften und bei Kleinwasserkraftwerken in bislang unverbauten Gewässerabschnitten. Im Vordergrund soll eine Optimierung bestehender Wasserkraftwerke im Sinne einer erhöhten Energieproduktion stehen, da hier die Eingriffe in Natur und Landschaft bereits erfolgt sind.

Der Netzaus- und -umbau ist für Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Damit Schutzgüter möglichst wenig beeinträchtigt werden, sind auf Stufe Sachplan umfassende Variantenstudien durchzuführen.

Bei den Massnahmen zur Bereitstellung *fossiler Energien* müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen gemäss den Vorgaben des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vollständig kompensiert werden, um die Treibhausgasbilanz der Schweiz nicht zusätzlich zu belasten.

Das Bundesamt für Umwelt hat durch ein externes Büro die Umweltauswirkungen der vorliegenden Massnahmen in den verschiedenen Bereichen (vgl. Ziffer 1.3) aus wissenschaftlicher Sicht untersuchen lassen. Der Bericht<sup>91</sup> liegt als Grundlagendokument den Vernehmlassungsunterlagen bei.

## **4 Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates**

### **4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung**

Die Vorlage ist in der Botschaft vom 25. Januar 2012 zur Legislaturplanung 2011–2015<sup>92</sup> angekündigt.

Die Legislaturplanung 2011-2015 sieht als Ziel 20 vor, dass die Versorgung der Schweiz mit Energie und natürlichen Ressourcen langfristig gesichert und der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie in die Wege geleitet ist. Unter den erforderlichen Massnahmen zur Zielerreichung ist auch die Konkretisierung und Umsetzung der Energiestrategie 2050 aufgeführt. Der Bundesrat schreibt dazu in der Botschaft zur Legislaturplanung 2011-2015 vom 25. Januar 2012: „Der Bundesrat will weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren – mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen bei Erreichen der sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen er-

<sup>91</sup> Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung der Massnahmen, Bundesamt für Umwelt.

<sup>92</sup> BBl 2012 481.

erneuerbaren Energien und wenn nötig auf fossile Stromproduktion (Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen, Gaskombikraftwerke) und auf Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden.“ Mit der vorliegenden Botschaft wird die in der Legislaturplanung festgelegte Zielsetzung der Einleitung der Konkretisierung der Energiestrategie 2050 erfüllt (Richtliniengeschäft).

Mit dem Ziel, den Verbrauch natürlicher Ressourcen auf ein ökologisch nachhaltiges Niveau zu senken, hat der Bundesrat im Oktober 2010 umfassendere Bestrebungen für eine grüne Wirtschaft initiiert. Die Konkretisierung und Umsetzung der Massnahmen für eine grüne Wirtschaft sind als Richtliniengeschäft in der Legislaturplanung 2011-2015 verankert. Die innerhalb der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Massnahmen in den Bereichen der Energieeffizienz sowie der Förderung der erneuerbaren Energien unterstützen den Bundesrat bei der Zielerreichung auf dem Gebiet der grünen Wirtschaft.

## **4.2 Verhältnis zur Nachhaltigkeitsstrategie des Bundes**

Die Schweiz hat die Nachhaltige Entwicklung zu einem langfristigen Staatsziel erhoben. In der Bundesverfassung ist die Nachhaltige Entwicklung mehrfach verankert, unter anderem im einleitenden Artikel 2 zum Zweck der Eidgenossenschaft<sup>93</sup>. Um den Verfassungsauftrag zu erfüllen, formuliert der Bundesrat seine Absichten seit 1997 regelmässig in der *Strategie Nachhaltige Entwicklung*<sup>94</sup>. Die Strategie bildet einen Referenzrahmen für das Verständnis von Nachhaltiger Entwicklung und deren Umsetzung in den verschiedenen Politikbereichen des Bundes sowie für die Zusammenarbeit mit den Kantonen, Regionen, Städten und Gemeinden.

Mit der vierten Strategie für die Jahre 2012–2015 bekräftigt der Bundesrat sein Engagement und bezieht bisher gemachte Erfahrungen ein. Die Strategie umfasst fünf Leitlinien, eine politische Bilanz seit 1992, einen überarbeiteten Aktionsplan mit Massnahmen für die laufende Legislatur sowie begleitende Aktivitäten, die eine wirksame Umsetzung ermöglichen.

Die Energiestrategie 2050 verstärkt die Nachhaltigkeitsstrategie des Bundes. Die vorliegenden Massnahmen des ersten Pakets zur Umsetzung der Strategie unterstützen und verstärken den bestehenden Aktionsplan zur Umsetzung der Nachhaltigkeitsstrategie 2012-2015. Dieser sieht im Bereich Energie vor, den Verbrauch zu reduzieren und die erneuerbaren Energien zu fördern (Ziffer 2 des Aktionsplans 2012-2015).

## **4.3 Verhältnis zum Raumkonzept der Schweiz**

Das Raumkonzept Schweiz ist ein gemeinsames, zwischen 2005 und 2010 erarbeitetes Konzept von Bund, Kantonen, Städten und Gemeinden mit dem Ziel, erstmals eine gemeinsame Vorstellung von der künftigen räumlichen Entwicklung der Schweiz zu gewinnen. Es präsentiert Ziele, Strategien und Empfehlungen an die drei Staatsebenen für eine nachhaltige Nutzung des knappen Guts Boden und anderer Ressourcen der Schweiz.

Innerhalb der Energiestrategie 2050 sind Gebietsausscheidungen für Anlagen zur Produktion von Strom mit erneuerbaren Energien vorgesehen. Durch eine sorgfältige Raumplanung sollen die Ziele der Energiestrategie räumlich umgesetzt und Konflikte mit Schutzinteressen

<sup>93</sup> Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 2 Zweck; **SR 101.0**.

<sup>94</sup> Strategie Nachhaltige Entwicklung 2012-2015. Bundesamt für Raumentwicklung; Im Internet abrufbar unter: [www.are.admin.ch](http://www.are.admin.ch), Rubrik Nachhaltige Entwicklung.



gelöst werden. Ziel ist die Ausscheidung und Bezeichnung von geeigneten Standorten in kantonale Richtpläne beziehungsweise in Wasser-, Wind- oder anderweitigen Karten.

## **5 Rechtliche Aspekte**

### **5.1 Verfassungs- und Gesetzmässigkeit**

#### **Verfassungsmässigkeit**

Das Energiegesetz stützt sich in erster Linie auf den Energieartikel (Art. 89 BV). Daneben dienen aber auch weitere Verfassungsbestimmungen als Grundlage, so die Artikel 64 BV (Forschung), 74 BV (Umweltschutz), 75 BV (Raumplanung), 76 BV (Wasser) und 91 BV (Transport von Energie), welche alle im Ingress des Gesetzes genannt werden.

Artikel 89 Absatz 2 BV (Energiepolitik) überträgt dem Bund den Auftrag zur Grundsatzgesetzgebung in den Themenbereichen der Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien sowie des sparsamen und rationellen Energieverbrauchs. Der Bund verfügt demnach über begrenzte Rechtsetzungskompetenzen. Er ist zuständig für den Erlass von Bestimmungen mit hohem Abstrahierungsgrad und nur ausnahmsweise von konkreten, auf den Einzelfall anwendbaren Bestimmungen, wenn dies für die Verwirklichung zentraler Anliegen notwendig ist.<sup>95</sup> In der neuen Vorlage stellt der Bund insbesondere in den Artikel 1 bis 6, 11 bis 17 und 42 Grundsätze und Ziele in den genannten Bereichen auf. Auch die Massnahmen zur Förderung von Projekten und Programmen der Information, Beratung sowie Aus- und Weiterbildung finden ihre Verfassungsgrundlage in Artikel 89 Absatz 2 BV.<sup>96</sup>

Gemäss Artikel 89 Absatz 3 BV erlässt der Bund Vorschriften über den Energieverbrauch von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Diese Verfassungsbestimmung beinhaltet einen umfassenden, nicht auf Grundsätze beschränkten Gesetzgebungsauftrag des Bundes, welchem das neue Gesetz, wie zuvor bereits das Energiegesetz von 1998, in Artikel 41 nachkommt. In Artikel 89 Absatz 3 Satz 2 BV wird dem Bund die Kompetenz erteilt, die Entwicklung von Energietechniken, insbesondere in den Bereichen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien, zu fördern. Es handelt sich dabei um eine sachlich eng begrenzte Förderungskompetenz, die sich nur auf Entwicklungen von Neuerungen, nicht aber auf die Unterstützung von Anwendungen bezieht.<sup>97</sup> Hierauf sowie auf den allgemeinen Forschungsartikel von Artikel 64 BV stützen sich die Förderung der Grundlagenforschung, der anwendungsorientierten Forschung und der forschungsnahen Entwicklung und die Unterstützung von Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekten (Art. 49 EnG).

Artikel 74 BV gibt dem Bund die umfassende Kompetenz, alle zur Erreichung des Ziels des Umweltschutzes erforderlichen Massnahmen treffen.<sup>98</sup> Da ein sparsamer Umgang mit Energie und die Förderung erneuerbarer Energien dazu beitragen, die Umweltbelastungen zu mindern, verschafft der Umweltartikel dem Bund erhebliche Eingriffs- und Steuerungsmöglichkeiten im Energiebereich. Artikel 74 BV bildet demnach die verfassungsmässige Grundlage all jener Bestimmungen im Energiegesetz, mit welchen letztlich bezweckt wird, die schädlichen Einwirkungen auf den Menschen und die Umwelt zu vermeiden oder zu vermindern (vgl. Art. 74

<sup>95</sup> Riccardo Jagmetti, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, Energierecht, Rz. 1321 f.

<sup>96</sup> Vgl. Botschaft zum Energiegesetz vom 21. August 1996, BBl 1996 IV 1005, 1154.

<sup>97</sup> Jagmetti, a.a.O., Rz. 8202 ff.

<sup>98</sup> Reto Morell, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, Ziff. 14 zu Art. 74.

Abs. 2 BV). Die Kosten der Vermeidung und Beseitigung tragen nach Artikel 74 Absatz 3 BV die Verursacher. Insbesondere basieren die im Energiegesetz vorgesehenen Massnahmen, welche die Förderung der praktischen Anwendung von Verfahren, Materialien und Produkten zum Gegenstand haben, auf dem Umweltartikel, so etwa die Unterstützung von Massnahmen zur Energie- und Abwärmenutzung (Art. 50 EnG), die Förderung von Effizienzmassnahmen (Art. 33 EnG) und von erneuerbaren Energien. Diese Massnahmen sind durch Artikel 89 Absatz 3 nicht gedeckt, da der Energieartikel dem Bund keine Befugnis zur Förderung von zielkonformem Verhalten als solchem verleiht.

Auch der im Rahmen des Erlasses des Stromversorgungsgesetzes eingeführte Netzzuschlag und dessen Verwendung (Art. 36 EnG) sowie die CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe (Art. 29 CO<sub>2</sub>-Gesetz) basieren auf der Sachkompetenz des Bundes gemäss Artikel 74 BV. Der Netzzuschlag wurde als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck ausgestaltet, mit welcher Sonderlasten und daraus resultierende Wettbewerbsnachteile ausgeglichen werden sollen, die einzelne Wettbewerbsteilnehmer (vorliegend Netzbetreiber) auf sich nehmen, um gesetzlich umschriebene Ziele oder gesetzliche Pflichten zu erfüllen (hier insbesondere die Abnahmepflicht von Elektrizität aus erneuerbaren Energien). Für die Erhebung einer solchen Ausgleichsabgabe ist keine ausdrückliche Verfassungsgrundlage erforderlich.<sup>99</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe wird im Rahmen der Energiestrategie 2050 erhöht. Der maximale Anteil des zweckgebundenen Ertrags beträgt aber nach wie vor maximal ein Drittel des Gesamtertrags, womit sichergestellt wird, dass die CO<sub>2</sub>-Abgabe ihre Lenkungswirkung weiterhin primär durch die Abgabbeerhebung entfaltet und nicht in erster Linie der Finanzbeschaffung dient. Mit dem gebundenen Teil des Ertrags werden neu auch Massnahmen unterstützt, die ihre Wirkung langfristig und zum Teil indirekt entfalten, also etwa Massnahmen bei Gebäuden zur Erhöhung der Stromeffizienz und des Anteils von Strom, der aus erneuerbaren Energien bezogen wird, sowie Informations- und Beratungsmassnahmen. Diese Förderung trägt dazu bei, langfristig CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren und ist – in Anbetracht des zunehmenden Verbrauchs von Strom aus nicht CO<sub>2</sub>-neutraler Produktion – lenkungszielkonform. In Artikel 51 Absatz 3 EnG wird in diesem Zusammenhang auf die Pflicht des Bundes hingewiesen darauf zu achten, dass der Abgabbeertrag allein zur Unterstützung zielkonformer Massnahmen verwendet wird.

Artikel 76 BV dient als Grundlage für Vorschriften des Bundes zum Schutz der Gewässer und über die Nutzung der Gewässer zur Energieerzeugung. Hierauf stützt sich die in Artikel 35 EnG festgelegte Entschädigung der Inhaber von Wasserkraftwerken für Massnahmen zum Schutz der Gewässer.<sup>100</sup>

Nach Artikel 91 Absatz 1 BV erlässt der Bund Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie. Der Bund kann aufgrund dieser umfassenden Gesetzgebungskompetenz bspw. Regelungen betreffend die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft treffen, Grundsätze und Massnahmen betreffend Versorgungssicherheit, wie Anschluss- und Lieferpflichten, vorsehen und das Verhältnis zwischen Stromlieferant und Stromabnehmer – Rechte und Pflichten auf beiden Seiten – regeln. Zu Letzterem gehört auch der Erlass von Tarifvorschriften im Geltungsbereich von Artikel 91 BV, wobei diese Kompetenz nicht beeinflusst ist

<sup>99</sup> Vgl. Gutachten des Bundesamtes für Justiz (BJ) vom 8.8.2011, Verfassungsfragen zum Ausstieg aus der Kernenergie, erstellt zuhanden der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates, Ziff. 3.2, mit Verweis auf das Gutachten BJ vom 16.12.2005 „Verfassungsmässigkeit der vom Nationalrat am 22.9.2005 beschlossenen Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze“ (beide nicht publiziert).

<sup>100</sup> Vgl. Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates zur Parlamentarischen Initiative Schutz und Nutzung der Gewässer (07.492) vom 12. August 2008, Ziff. 6.1, BBl 2008 8043.

vom Verzicht auf Tarif-Kompetenzen in Artikel 89 BV.<sup>101</sup> Es ist aus diesem Grund auch möglich, die Bestimmungen zur WKK-Vergütung auf Artikel 91 Absatz 1 BV zu stützen, insbesondere da die wetterunabhängigen und bedarfsgerecht einsetzbaren WKK-Anlagen zur Netzstabilität, zur Kontinuität im Rahmen des Energietransports und damit zur Gewährung einer möglichst sicheren, gleichmässigen und preisgünstigen Versorgung des Landes mit elektrischer Energie beitragen können.<sup>102</sup> Auch der Ausgleichsmechanismus im Rahmen des WKK-Vergütungssystems, der als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck ausgestaltet ist und der daher in einer Sachkompetenz des Bundes eine genügende verfassungsmässige Grundlage findet, stützt sich auf Artikel 91 Absatz 1 BV.

Die raumplanerischen Vorschriften im Energiegesetz sind mit der Kompetenzordnung von Artikel 75 BV vereinbar, zumal die Planung in erster Linie bei den Kantonen liegt. Aufgrund der in dieser Verfassungsbestimmung festgelegten Kompetenz zur Grundsatzgesetzgebung darf der Bund verbindliche Vorgaben machen, welche den Kantonen aufzeigen, auf welche Ziele, mit welchen Instrumenten, mittels welcher Massnahmen und gestützt auf welche Verfahren die Aufgabe der Raumplanung an die Hand genommen werden soll.<sup>103</sup> In den Artikel 14 und 15 der Vorlage wird des Weiteren neu eine Gewichtung des nationalen Interesses an Produktionsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vorgenommen. Diese Grundsätze sind im Rahmen einer Interessenabwägung zu berücksichtigen. Damit wird kein Widerspruch zum Schutzauftrag des Bundes, der in Artikel 78 Absatz 2 BV (Natur- und Heimatschutz) festgelegt ist, geschaffen, denn bereits aus dem Verfassungswortlaut geht hervor, dass dieser Schutzauftrag stets bezogen auf die jeweiligen Umstände im Rahmen einer Interessenabwägung zu konkretisieren ist. Sowohl die Erhaltung bestimmter Gebiete und Objekte als auch die Erfüllung der von der BV vorgesehenen Bundesaufgaben, welche Veränderungen der Gebiete und Objekte bedingen können, entsprechen einem öffentlichen Interesse.<sup>104</sup>

Es stellt sich schliesslich die Frage, ob für die Umsetzung der von den eidgenössischen Räten angenommenen Motionen betreffend Ausstieg aus der Kernenergie eine Änderung des KEG reicht oder ob dafür eine Änderung der Bundesverfassung nötig wäre. Die Motionen wurden in den eidgenössischen Räten abgeändert.<sup>105</sup> Zu dieser Frage ist zunächst festzuhalten, dass Artikel 90 BV eine umfassende Gesetzgebungskompetenz enthält und dem Gesetzgeber einen weiten Spielraum bei der Ausgestaltung der Bestimmungen lässt. Der Wortlaut ist sehr offen formuliert. Jagmetti wendet jedoch ein, Artikel 24<sup>quinquies</sup> aBV gehe davon aus, dass die Nutzung der Kernenergie innerhalb bestimmter Schranken möglich sei. Ein Verbot würde daher eine Verfassungsänderung bedingen.<sup>106</sup> Die Argumentation von Jagmetti beruht offensichtlich auf einer historischen Interpretation von Artikel 24<sup>quinquies</sup> aBV. Diese Interpretation kann jedoch keinen Vorrang beanspruchen. Gestützt auf eine geltungszeitliche und teleologische Auslegung von Artikel 90 BV kann eine sicherheitspolizeilich motivierten Ausstieg aus

<sup>101</sup> Vgl. Gutachten des BJ vom 23. Oktober 1996 betreffend die verfassungsmässigen Kompetenzen des Bundes im Bereich der Elektrizitätswirtschaft, mit weiteren Literaturhinweisen, sowie Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz, BBl 2005, 1611 ff., 1674.

<sup>102</sup> Zum Zweck von Art. 91 BV: Botschaft über eine neue Bundesverfassung vom 20. November 1996, BBl 1997 I 1 ff., 270.

<sup>103</sup> Martin Lendi, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, Ziff. 24 zu Art. 75.

<sup>104</sup> Arnold Marti, in St. Galler Kommentar, a.a.O., Ziff. 7 zu Art. 78.

<sup>105</sup> 11.3257 n, Mo. Nationalrat, Fraktion G. Aus der Atomenergie aussteigen; 11.3426 n, Mo. Nationalrat, Fraktion BD. Keine neuen *Rahmenbewilligungen* für den Bau von Atomkraftwerken; 11.3436 n, Mo. Nationalrat, Schmidt Roberto. Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie; AB 2011 S 972 ff.

<sup>106</sup> Riccardo Jagmetti, in: Kommentar zur [alten] Bundesverfassung der Schweiz. Eidgenossenschaft, Ziff. 2 zu Art. 24<sup>quinquies</sup>.

der nuklearen Stromerzeugung gesetzlich angeordnet werden.<sup>107</sup> Dies umso mehr als gemäss den Motionen zwar keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden dürfen und das Kernenergiegesetz entsprechend zu ändern ist. Die Motionen halten aber zudem fest, dass damit kein Technologieverbot erlassen wird. Ferner sind Kernkraftwerke (nur) dann stillzulegen, wenn sie den Sicherheitsvorschriften nicht mehr entsprechen (Ziff. 1, 1<sup>bis</sup> und 2). Was Artikel 89 Absatz 1 BV betrifft, so legt dieser energiepolitische Ziele fest, die untereinander in einem Spannungsverhältnis stehen. Die einzelnen Ziele sind gleichrangig. Es ist in erster Linie Sache des Gesetzgebers, allfällige Zielkonflikte bestmöglich zu lösen. So betrachtet steht Artikel 89 Absatz 1 BV dem Ausstieg aus der Kernenergie nicht entgegen. Die energiepolitischen Ziele nach Artikel 89 Absatz 1 BV behalten aber auch für die Neuausrichtung der Energiepolitik, die der Ausstieg aus der Kernenergie erfordert, ihre Gültigkeit.<sup>108</sup> Zusammenfassend ist festzustellen, dass Artikel 89 und 90 BV eine genügende Verfassungsgrundlage zur Änderung des KEG bieten, umso mehr als kein Verbot der Kerntechnologie gewollt ist. Eine Verfassungsänderung ist nicht nötig.

### **Vereinbarkeit mit Grundrechten**

Einzelne Bestimmungen und Massnahmen des Energiegesetzes können Einschränkungen der Wirtschaftsfreiheit (Art. 27 und Art. 94 Abs. 1 BV) zur Folge haben.<sup>109</sup> Die Eingriffsvoraussetzungen nach Artikel 36 BV sind erfüllt. Die Regelungen im Energiegesetz liegen im Interesse an einer ausreichenden, breitgefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und insbesondere umweltverträglichen Energieversorgung sowie an einem sparsamen und rationellen Energieverbrauch. Die Massnahmen sind geeignet und erforderlich, um diese öffentlichen Interessen zu gewährleisten. Sie gehen nicht über das hinaus, was zum Erreichen der angestrebten Ziele vernünftigerweise getan werden muss und sind gemessen an diesen Zielen zumutbar. Unzulässig sind nach bundesgerichtlicher Rechtsprechung „wirtschaftspolitische oder standespolitische Massnahmen, die den freien Wettbewerb behindern, um gewisse Gewerbebezüge oder Bewirtschaftungsformen zu sichern oder zu begünstigen. Zu vermeiden sind spürbare, durch das öffentliche Interesse nicht gerechtfertigte Wettbewerbsverzerrungen.“<sup>110</sup> Solche Regelungen finden sich im Energiegesetz nicht. Die vorgesehenen Massnahmen sind nicht wirtschaftspolitisch motiviert.

Des Weiteren finden sich in der Vorlage einzelne Regelungen, die Ungleichbehandlungen zur Folge haben können (so etwa die Rückerstattung des Netzzuschlags an Grossverbraucher). Die getroffenen Unterscheidungen beruhen jedoch auf sachlichen Gründen. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichts verletzt ein Erlass das Gebot der rechtsgleichen Behandlung nach Artikel 8 BV, wenn er rechtliche Unterscheidungen trifft, für die ein vernünftiger Grund in den zu regelnden Verhältnissen nicht ersichtlich ist, oder Unterscheidungen unterlässt, die sich auf Grund der Verhältnisse aufdrängen, wenn also Gleiches nicht nach Massgabe seiner Gleichheit gleich und Ungleiches nicht nach Massgabe seiner Ungleichheit ungleich behandelt wird. Vorausgesetzt ist, dass sich die ungerechtfertigte Gleich- oder Ungleichbehandlung auf eine wesentliche Tatsache bezieht.<sup>111</sup> Eine solche Ungleichbehandlung ist in keiner der neu vorgeschlagenen Normen gegeben.

<sup>107</sup> Vgl. Gutachten des Bundesamtes für Justiz vom 8.8.2011, a.a.O., S. 9.

<sup>108</sup> Gutachten des Bundesamtes für Justiz vom 8.8.2011, a.a.O., S. 2.

<sup>109</sup> Vgl. dazu bereits die Botschaft zum Energiegesetz 1998, a.a.O., BBl 1996 IV 1154.

<sup>110</sup> BGE 118 Ia 175 E. 1 sowie BGE 130 I 26 E. 6.3.3.1

<sup>111</sup> BGE 125 II 326 E. 10b

## Verhältnis zu kantonalem Recht

Gemäss Artikel 89 BV sind für gewisse energiepolitische Aufgaben vor allem die Kantone (Massnahmen im Gebäudebereich), für andere ausschliesslich der Bund (Energieverbrauchsvorschriften für Anlagen, Fahrzeuge und Geräte) zuständig. Weitere Aufgaben fallen in den Kompetenzbereich sowohl der Kantone als auch des Bundes (Förderungsmassnahmen wie Information und Beratung oder Aus- und Weiterbildung sowie die verbraucherorientierte Förderung im Bereich rationeller und sparsamer Energieverwendung). Bund und Kantone müssen ihre energiepolitischen Aktivitäten daher aufeinander abstimmen und auf ein gemeinsames Ziel ausrichten.<sup>112</sup>

Der Grundsatz der Koordination wird in Artikel 5 Absatz 1 der Vorlage ausdrücklich genannt. Vermehrt soll auch die Planung im Bereich der Nutzung und des Ausbaus erneuerbarer Energien koordiniert werden. Damit wird bezweckt, Standorte für Anlagen zu finden, die auf gesamtschweizerischem Konsens beruhen. Die Planung wird von den Kantonen gemeinsam vorgenommen; das UVEK wirkt koordinierend mit (Art. 12 Abs. 1 EnG). In Artikel 16 EnG werden die Kantone neu angewiesen, rasche Bewilligungsverfahren für den Bau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vorzusehen. Dieser Grundsatz, wie auch die anderen auf der Basis von Artikel 89 Absatz 2 BV getroffenen und im Energiegesetz festgelegten Leitlinien in den Bereichen der Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien sowie des sparsamen und rationellen Energieverbrauchs, belassen den Kantonen erhebliche Gestaltungsspielräume in der konkreten Ausgestaltung ihrer Gesetzgebung.

Für Massnahmen betreffend den Verbrauch von Energie in Gebäuden sind vor allem die Kantone zuständig. Artikel 42 EnG beschränkt sich daher auf wenige Rechtssetzungsaufträge zu Handen der Kantone. Die Förderung der Kantone im Gebäudebereich umfasst die rationelle Energienutzung und Gebäudetechnik, die Förderung der erneuerbaren Energien sowie die vermehrte Nutzung von Abwärme. Seit dem Jahr 2009 müssen die Kantone auch Vorschriften über Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern erlassen. Mit den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n 2008) besteht ein von den Kantonen gestützt auf ihre Vollzugserfahrung gemeinsam erarbeitetes „Gesamtpaket“ energierechtlicher Vorschriften in diesen Bereichen. Der Bund unterstützt die Kantone bei der Umsetzung ihrer Aufgaben u.a. durch Finanzierung (mittels Globalbeiträgen), Koordination und die Erarbeitung von Grundlagen und gesetzlichen Rahmenbedingungen. Ein Kanton erhält nur dann Globalbeiträge, wenn er über ein eigenes kantonales Förderprogramm verfügt. Diese Voraussetzung ist in allen Kantonen erfüllt.

Insbesondere in den Bereichen Mobilität und Geräte ist dagegen die *Unterstützung* der Aktivitäten des Bundes durch die Kantone mit geeigneten kantonalen Massnahmen wichtig. Die meisten Kantone verfügen über rechtliche Grundlagen oder ein Programm zur Unterstützung des öffentlichen Verkehrs. Im Bereich des Energieverbrauchs durch Elektrogeräte liegt es in der Zuständigkeit kantonaler (bzw. kommunaler) Behörden, Gebrauchsvorschriften, z.B. zeitliche Limiten und Leistungsgrenzen bei Beleuchtungen, beim Betrieb von elektrischen Anlagen oder bei der elektrischen Beheizung von Aussenräumen, zu erlassen.

## 5.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Die Schweiz ist im Bereich des Energierechts und des Handels mit Energieträgern an verschiedene multilaterale und bilaterale Verträge und Übereinkommen gebunden. Zu nennen ist

<sup>112</sup> Botschaft zum Energiegesetz von 1998, a.a.O., BBl 1996 IV 1086.

etwas der 1998 in Kraft getretenen Vertrag über die Energiecharta<sup>113</sup>, welcher die Schweiz verpflichtet, bei einer Wirtschaftstätigkeit im Energiebereich Marktverzerrungen und Wettbewerbsbeschränkungen zu verringern und zu diesem Zweck Gesetze zu erlassen. Gemäss einem Zusatzprotokoll, dem Energiechartaprotokoll über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte<sup>114</sup>, soll die Schweiz Strategien und politische Ziele zur Verbesserung der Energieeffizienz erarbeiten, die Umsetzung neuer Ansätze und Methoden zur Finanzierung von Investitionen in den Bereichen Energieeffizienz und energiebezogener Umweltschutz unterstützen und geeignete Energieeffizienzprogramme entwickeln. Im Bereich des Handels mit Energieträgern, Energie-Ausrüstungsgütern und Energiedienstleistungen gelten die grundlegenden Prinzipien der Welthandelsorganisation (WTO<sup>115</sup>) bzw. des allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens (GATT<sup>116</sup>), so das Prinzip der Meistbegünstigung und der Inländerbehandlung. Für den Handel Schweiz-EU mit Energieträgern und Energieausrüstungsgütern ist das Freihandelsabkommen mit der EG von 1972<sup>117</sup> relevant. Es sieht insbesondere Zollfreiheit auf Industrieprodukten vor und verbietet quantitative Einschränkungen und Massnahmen gleicher Wirkung sowie Diskriminierungen fiskalischer Natur. Die EFTA-Konvention<sup>118</sup> enthält Regelungen zum freien Warenverkehr, zum Dienstleistungshandel und zum Schutz des geistigen Eigentums zwischen der Schweiz und den übrigen EFTA-Staaten. Zudem verfügt die Schweiz über ein Netz von 26 Freihandelsabkommen mit 35 Partnern ausserhalb der EU. Vorschriften bezüglich staatlicher Subventionen finden sich des Weiteren im Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen, welches Teil des Regelwerks der WTO bildet.

Im Bereich des Klimaschutzes hat sich die Schweiz im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtet, ihre Treibhausmissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 um acht Prozent gegenüber den Werten von 1990 zu senken. Ein Nachfolgeregime für das 2012 auslaufende Kyoto-Protokoll konnte bisher nicht beschlossen werden. Auf der UN-Klimakonferenz in Durban wurde entschieden, dass das Kyoto-Protokoll zunächst ab 1. Januar 2013 mit einer zweiten Verpflichtungsperiode verlängert werden soll, Reduktionsziele und Dauer der zweiten Verpflichtungsperiode sollen auf der 18. UN-Klimakonferenz in Katar Ende 2012 festgelegt werden. Das Schweizer Parlament verabschiedete am 23. Dezember 2011 die gesetzliche Grundlage für die Klimapolitik der Schweiz von 2013 bis 2020. Danach sind die Treibhausgasmissionen im Inland bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 gesamthaft um 20 Prozent zu verringern.

Die Energiestrategie 2050 ist auf die Erfüllung und Einhaltung dieser internationalen Verpflichtungen ausgerichtet. Im neuen Energiegesetz werden bereits bestehende Massnahmen, mit welchen die Energieeffizienz und der Umweltschutz im Energiebereich gefördert werden, weitergeführt und zum Teil ausgebaut. Den Klimaschutz betreffend ist insbesondere darauf hinzuweisen, dass mit der Förderung von WKK-Anlagen kein Widerspruch zu den Verpflichtungen in diesem Bereich geschaffen wird. Denn neu müssen WKK-Anlagen, die zur Teilnahme am WKK-Vergütungssystem (vgl. Art. 31 EnG) berechtigt sind, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen grundsätzlich vollumfänglich kompensieren (Art. 22 Abs. 4<sup>bis</sup> CO<sub>2</sub>-Gesetz).

<sup>113</sup> SR 0.730.0

<sup>114</sup> SR 0.730.01

<sup>115</sup> Abkommen vom 15. April 1994 zur Errichtung der Welthandelsorganisation, SR 0.632.20.

<sup>116</sup> SR 0.632.21

<sup>117</sup> Abkommen vom 22. Juli 1972 zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft; SR 0.632.401.

<sup>118</sup> Übereinkommen vom 4. Januar 1960 zur Errichtung der Europäischen Freihandelsassoziation, SR 0.632.31.

Die internationalen Verpflichtungen im Bereich des grenzüberschreitenden Handels und des Beihilferechts stehen den Fördermechanismen des Energiegesetzes grundsätzlich nicht entgegen. Im Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen wird zudem festgelegt, dass Subventionen nur dann anfechtbar sind, wenn sie spezifisch sind, d.h. der Zugang zur Subvention ausdrücklich auf bestimmte Unternehmen und Sektoren beschränkt ist. Die Beurteilung der handelsrechtlichen Konformität der verschiedenen Massnahmen muss daher im Einzelfall erfolgen. Beim Erlass von Ausführungsbestimmungen und beim Vollzug des Gesetzes ist darauf zu achten, dass die Konformität mit den internationalen Regeln gewahrt bleibt.

### **5.3 Erlassform**

Die Vorlage beinhaltet wichtige rechtsetzende Bestimmungen, die nach Artikel 164 Absatz 1 BV in der Form des Bundesgesetzes zu erlassen sind. Das Energiegesetz folgt demzufolge dem Verfahren der einfachen Gesetzgebung.

### **5.4 Unterstellung unter die Ausgabenbremse**

Gemäss Artikel 159 Absatz 3 Buchstabe b BV bedürfen Subventionsbestimmungen sowie Verpflichtungskredite und Zahlungsrahmen, die neue einmalige Ausgaben von mehr als 20 Millionen Franken oder neue wiederkehrende Ausgaben von mehr als zwei Millionen Franken nach sich ziehen, der Zustimmung der Mehrheit der Mitglieder beider Räte. Gemäss den Empfehlungen zur Umsetzung der Ausgabenbremse des Eidgenössischen Finanzdepartements soll die Ausgabenbremse neue Ausgaben ohne Rücksicht auf deren Finanzierung erfassen. Eine Privilegierung von Ausgaben, die durch zweckgebundene Einnahmen gedeckt werden können, ist nicht gerechtfertigt. Auch wenn solche Ausgaben das Ergebnis der Finanzrechnung nicht verschlechtern, auferlegen sie doch dem Bürger und der Wirtschaft eine zusätzliche Last.

Bei der Finanzierung der nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für die Vergütung im Einspeisevergütungssystem nach Artikel 18, der Kosten der wettbewerblichen Ausschreibungen nach Artikel 33 und der Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 34 entfällt der Kostendeckel (vgl. Art. 36 EnG), wodurch mit neuen wiederkehrenden Ausgaben von weit mehr als zwei Millionen Franken zu rechnen ist.

Mit den Fördermassnahmen nach den Artikeln 47 bis 53 des Energiegesetzes wird das bisherige Fördersystem weitergeführt. Indessen fließen gemäss dem neuen Artikel 34 CO<sub>2</sub>-Gesetz, Variante 2, höhere Beträge aus dem Ertrag der CO<sub>2</sub>-Abgabe in die Globalbeiträge des Bundes an die Kantone. Diesbezüglich handelt es sich um neue wiederkehrende Ausgaben von bis zu 150 Millionen Franken.

### **5.5 Einhaltung der Grundsätze des Subventionsgesetzes**

#### **Einmalvergütung Photovoltaik**

Einmalige Beiträge für kleine Photovoltaik-Anlagen nach Artikel 28 EnG (Einmalvergütungen) sind Finanzhilfen nach Artikel 3 Absatz 1 des Subventionsgesetzes. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 soll die Nutzung von einheimischen erneuerbaren Energien massiv gesteigert werden. Photovoltaik-Anlagen können in Zukunft einen nicht unerheblichen Bei-

trag zur Erfüllung der Ausbauziele gemäss Artikel 2 Absatz 1 des Energiegesetzes leisten. Die Förderung ist aufgrund des Marktversagens in Bezug auf erneuerbare Energien notwendig

Die Einmalvergütungen treten bei kleine Photovoltaik-Anlagen an die Stelle des vorher geltenden Modells der Einspeisevergütung. Die Beitragsgewährung soll in einem schlanken Verfahren erfolgen, das gegenüber dem bisherigen System effizienter und einfacher zu handhaben ist. Gleichzeitig werden mit einmaligen Beiträgen die Höhe der Subvention wie auch die Kosten des Vollzugs reduziert. Die Anforderungen an die zu unterstützenden Anlagen werden vom Bundesrat nach transparenten Kriterien festgelegt. Die Mittel, die jährlich für Einmalvergütungen eingesetzt werden, sind begrenzt. Die Kontingente werden vom Bundesamt für Energie festgelegt. Es orientiert sich dabei an Richtwerten, die für das Jahr 2020 gesetzlich bestimmt sind und für die Jahre 2035 und 2050 vom Bundesrat festgelegt werden. Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. Die Empfänger der Finanzhilfe müssen demnach eine Eigenleistung im Umfang von mindestens 70 Prozent erbringen.

### **Förderung der Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung, Energie- und Abwärmenutzung**

Die Fördermassnahmen nach den Artikeln 47 bis 53 haben im Vergleich zur bisher geltenden Fassung des Energiegesetzes nur geringfügige inhaltliche Änderungen erfahren. Gemäss dem Subventionsbericht des Bundesrates vom 30. Mai 2008<sup>119</sup> sind diesbezüglich die Grundsätze des Subventionsrechts eingehalten.

Es werden Projekte und Programme unterstützt, die der Information und Beratung von Öffentlichkeit und Behörden über die umweltverträgliche und wirtschaftliche Energieversorgung, über rationelle Energienutzung sowie über die Nutzung der erneuerbaren Energien dienen (Art. 47 EnG). Zudem fördert der Bund die entsprechenden Aus- und Weiterbildungsprogramme (Art. 48 EnG). Im Rahmen von Artikel 50 Energiegesetz werden in erster Linie Förderprogramme der Kantone für rationelle Energienutzung und erneuerbare Energien unterstützt. Diese Subventionen sind ein integraler Bestandteil des Programms EnergieSchweiz; seit dem Jahr 2010 erfolgt die Förderung vorwiegend mittels eines Teils des Ertrags der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Die Förderung soll einen Beitrag zur Erreichung der Verbrauchsziele, der Ausbauziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie der Klimaziele leisten.

Die Finanzierung erfolgt in erster Linie im Rahmen von Globalbeiträgen an die Kantone. Die gewährten Globalbeiträge werden gemäss einem Verteilschlüssel zugeteilt, der – soweit möglich – die Wirksamkeit der Massnahmen berücksichtigt. Sie unterliegen einem Verwendungsnachweis und einer Evaluation. Die Kantone müssen die Beiträge um mindestens den gleichen Betrag erhöhen. Bei der Finanzierung von Einzelprojekten belaufen sich die Beiträge auf 40 Prozent, ausnahmsweise 60 Prozent der anrechenbaren Kosten. Die Bedingungen für die subventionierten Leistungen werden durch Verfügung festgelegt und vom Bundesamt für Energie periodisch ausgewertet.

### **Forschungsförderung**

Im Bereich der Grundlagenforschung, der anwendungsorientierten Forschung und der forschungsnahen Entwicklung neuer Energietechnologien (Art. 49 EnG) wird die Förderung, wie sie bisher stattgefunden hat, weitergeführt. Auch bezüglich diesen Subventionen besteht gemäss dem Subventionsbericht 2008<sup>120</sup> kein Handlungsbedarf, da die Grundsätze des Subventionsrechts eingehalten sind.

<sup>119</sup> BB1 2008 6229 ff., 6708 und 6714

<sup>120</sup> BB1 2008 6710 f.



Die Energieforschung ist langfristig von Bedeutung, weil durch die Entwicklung neuer Technologien Umweltbelastungen reduziert und zudem auch volkswirtschaftliche Impulse gesetzt werden. Da die Energiepreise heute die externen Kosten (Klimawandel, Gesundheitskosten, usw.) ungenügend berücksichtigen und die Entwicklung und Einführung neuer Energietechnologien in der Regel lange dauern, ist das Risiko für die Wirtschaft oft zu gross, Forschung im Energiebereich zu betreiben.

Die Steuerung der Bundesbeiträge erfolgt über die jährlichen Kredite. Berücksichtigt werden nur Projekte, die dem Energieforschungskonzept des Bundes sowie den diesbezüglichen Richtlinien entsprechen und für die nur ungenügende andere Finanzierungsquellen zur Verfügung stehen. Die Leistungen des Bundes sind subsidiär. Forschungsprojekte gemäss Artikel 49 Absatz 2 Energiegesetz (insbesondere Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte) werden mit Beiträgen von 40 Prozent, ausnahmsweise 60 Prozent, der anrechenbaren Kosten unterstützt.

## **5.6 Delegation von Rechtsbefugnissen**

Das neue Energiegesetz enthält, wie bereits das Energiegesetz von 1998, gestützt auf Artikel 182 BV verschiedene Delegationsnormen zum Erlass von Verordnungsrecht. Diese Rechtsetzungsermächtigungen beschränken sich jeweils auf einen bestimmten Regelungsgegenstand und sind nach Inhalt, Zweck und Ausmass hinreichend konkretisiert.<sup>121</sup> Dies gilt auch für die neuen Delegationsbestimmungen. Solche finden sich insbesondere im Bereich der Ausbau- und Verbrauchsziele und anderer Zielvorgaben (Art. 2 Abs. 3, Art. 4 Abs. 3, Art. 43), der Festlegung von (Grenz-)Werten, Vergütungssätzen und Vergütungshöhen (Art. 14 Abs. 4, Art. 20 Abs. 2, Art. 21 Abs. 3 und 4, Art. 29 Abs. 1, Art. 32 Abs. 3 und 4), der Erhebung und Bearbeitung von Daten (Art. 39 Abs. 3, Art. 61, Art. 62) und in Bezug auf den Erlass von Detailregelungen im Rahmen des Einspeisevergütungssystems, der Auktionen, der Einmalvergütung Photovoltaik, des WKK-Vergütungssystems und der Rückerstattung des Netzzuschlags (Art. 18 Abs. 4, Art. 22 Abs. 2, Art. 25 Abs. 4, Art. 29 Abs. 1, Art. 31 Abs. 3, Art. 39 Abs. 3, Art. 38 Abs. 5).

Mit diesen Delegationen soll der Gesetzestext von Bestimmungen mit hohem Konkretisierungsgrad entlastet werden. Bei den vom Bundesrat festzulegenden Regelungen handelt es sich zudem zum grossen Teil um Inhalte, bei denen rasche Anpassungen nötig sein können, um den sich ändernden Marktverhältnissen oder technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Der Gesetzesentwurf wird deswegen in den genannten Bereichen darauf beschränkt, den Regelungsgegenstand zu umschreiben.

Artikel 15 Absatz 1 und Artikel 55 Absatz 1 EnG beinhalten zusätzlich begrenzte Subdelegationsmöglichkeiten an das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK). Schliesslich enthält die Vorlage auch einige Subdelegationen an das Bundesamt für Energie in technischen Angelegenheiten.

## **5.7 Datenschutz**

Das Bundesamt für Energie trägt bei seiner Tätigkeit den verfassungsmässig garantierten Persönlichkeitsrechten, die im Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG<sup>122</sup>) konkretisiert

<sup>121</sup> Vgl. Botschaft zum Energiegesetz von 1998, a.a.O., BBl 1996 IV 1155.

<sup>122</sup> SR 235.1

werden, Rechnung. Gemäss Artikel 17 DSG dürfen Organe des Bundes Personendaten bearbeiten, wenn dafür eine gesetzliche Grundlage besteht. Für die Bearbeitung besonders schützenswerter Personendaten sowie von Persönlichkeitsprofilen bedarf es in der Regel einer ausdrücklichen Regelung in einem Gesetz im formellen Sinn. Die Berechtigung des Bundesamts für Energie zur Bearbeitung von Personendaten unter Einschluss von besonders schützenswerter Daten über strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen sowie zu deren elektronischer Aufbewahrung wird in Artikel 61 der Vorlage verankert. Diese Bestimmung wird redaktionell und inhaltlich leicht angepasst. Artikel 39 Absatz 2 und 3 EnG enthält zusätzlich eine spezifische Rechtsgrundlage für die Erhebung und Bearbeitung von Daten, die für den Vollzug des WKK-Vergütungssystems notwendig sind. Die Norm bildet namentlich auch die Grundlage für den „Zugriff“ auf solche Daten, was insbesondere von Bedeutung sein wird, wo für den Vollzug die im Rahmen des Herkunftsnachweises erhobenen Daten beigezogen werden sollen.

Auch für die Bekanntgabe von Personendaten durch Bundesorgane bedarf es gemäss Artikel 19 DSG einer gesetzlichen Grundlage. Diese muss sich ausdrücklich auf die Bekanntgabe, also auf die Weitergabe oder Veröffentlichung der Daten an Dritte, beziehen. Artikel 19 DSG gilt sowohl für den Datenaustausch zwischen Bundesorganen wie auch für die Weitergabe von Daten an kantonale, kommunale und ausländische Behörden und an private Personen im In- und Ausland.<sup>123</sup> Eine solche spezifische Rechtsgrundlage wird neu in Artikel 62 EnG betreffend die Herausgabe und Veröffentlichung von Daten der Unternehmen der Energiewirtschaft eingeführt.

(■)

<sup>123</sup> Vgl. Botschaft zum Bundesgesetz über den Datenschutz, BBl 1988 II 413, 469.