



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Abteilung Energiewirtschaft

November 2013

---

# **Versorgungssicherheit und Wettbewerbs- entwicklungen unter dem StromVG und der StromVV**

Bericht des Bundesamtes für Energie an den Bundesrat nach  
Artikel 27 Absatz 3 StromVV

---



## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	4
1. Hintergrund des Berichts.....	5
2. Regulierung des Strommarktes.....	6
2.1 Zentrale Regelungen des StromVG.....	6
2.2 Regulierungsentwicklung seit 2008.....	7
2.3 Struktur der Elektrizitätswirtschaft und Veränderungen seit 2008.....	9
2.3.1 Eigentümerstruktur.....	9
2.3.2 Buchhalterische Entflechtung.....	9
2.3.3 Entflechtung des Übertragungsnetzes.....	10
2.4 Zusammenfassende Bewertung aus der Sicht der Regulierungspraxis.....	10
3. Wichtige Aspekte der Stromversorgung.....	12
3.1 Stromerzeugung.....	12
3.2 Kennziffern der Versorgungssicherheit.....	14
3.3 Netzqualität und Störungen.....	19
3.4 Investitionen in Netze und Produktionen.....	21
3.5 Zusammenfassende Bewertung der Stromversorgung.....	21
4. Wettbewerbsorientierung des Schweizer Strommarktes.....	23
4.1 Regelernergie.....	23
4.2 Grosshandel.....	24
4.2.1 Entwicklung des Spotmarktes.....	24
4.2.2 Entwicklung des Terminmarktes.....	25
4.3 Grundversorgung.....	26
4.4 Liberalisiertes Marktsegment: Lieferantenwechsel und sonstige strukturelle Veränderungen.....	28
4.5 Messwesen.....	29
4.6 Zusammenfassende Bewertung der Marktentwicklung.....	29
5. Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.....	31
5.1 Stromaussenhandel.....	31
5.2 Entwicklung Engpassmanagement.....	33
5.3 Internationaler Preisvergleich.....	34
5.3.1 Private Haushalte.....	34
5.3.2 Geschäftskunden.....	37
5.4 Zusammenfassende Bewertung der Marktintegration und Wettbewerbsfähigkeit.....	40
6. Zusammenfassende Würdigung.....	41



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Stromproduktion (Landeserzeugung) 2002–2012.....	12
Abbildung 2: Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraft) .....	13
Abbildung 3: Berechnungsschema der Leistungsreserven.....	16
Abbildung 4: Entwicklung Leistungsreserve DE, FR, IT, AT und CH.....	16
Abbildung 5: Stromproduktionsanteile und Landesverbrauch in den einzelnen Monaten des Jahres 2012.....	17
Abbildung 6: Belastungsverlauf an zwei ausgewählten Tagen (Winter und Sommer) in 2012 .....	18
Abbildung 7: Entwicklung des Selbstversorgungsgrades .....	19
Abbildung 8: Entwicklung SAIDI 2010–2012 .....	20
Abbildung 9: Internationaler Vergleich SAIDI 2010.....	21
Abbildung 10: Jahresdurchschnitt Spotmarkt.....	24
Abbildung 11: Handelsvolumen am Spotmarkt Schweiz im Verhältnis zum Landesverbrauch.....	25
Abbildung 12: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4.....	26
Abbildung 13: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil C3 .....	27
Abbildung 14: Übertritt in den freien Markt.....	28
Abbildung 14: Entwicklung der Ausfuhr- und Einfuhr-Situation der Schweiz für die letzten zehn Winterhalbjahre und Kalenderjahre sowie des mittleren Saldos .....	32
Abbildung 16: Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromaussehenhandel sowie mittlerer Saldo .....	32
Abbildung 17: Total an den Schweizer Grenzen eingenommene Auktionserlöse und deren gesetzliche Verwendung .....	34
Abbildung 18: Preisvergleich International private Haushalte.....	35
Abbildung 19: Preiszusammensetzung in unterschiedlichen Ländern private Haushalte .....	35
Abbildung 20: Entwicklung Preiskomponente Energie private Haushalte .....	36
Abbildung 21: Entwicklung Preiskomponente Netz private Haushalte .....	37
Abbildung 22: Preisvergleich Länder kleine Geschäftskunden.....	37
Abbildung 23: Preisvergleich International kleine Geschäftskunden .....	38
Abbildung 24: Entwicklung Preiskomponente Energie kleine Geschäftskunden .....	38
Abbildung 25: Entwicklung Preiskomponente Netz kleine Geschäftskunden .....	39
Abbildung 26: Preisvergleich Länder mittlere Geschäftskunden .....	39



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erlassene Verfügungen 2008-2012.....	8
Tabelle 2: Beschwerdenstatistik EICom.....	8
Tabelle 3: Installierte Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz Ende 2012. ....	14



# 1. Hintergrund des Berichts

Nach Art. 27 Abs. 3 Stromversorgungsverordnung (StromVV, SR 734.71) hat das Bundesamt für Energie (BFE) dem Bundesrat regelmässig einen Bericht über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) und der Verordnung zu erstatten.

Der zu erstellende Bericht wird hier erstmalig dem Bundesrat vorgestellt. Dieser Bericht evaluiert die wichtigen Entwicklungen auf dem Schweizer Strommarkt vor den Zielen des Gesetzes. Nach Art. 1 StromVG sind diese wie folgt zu sehen: Das Gesetz soll die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schaffen. Das StromVG soll ausserdem die Rahmenbedingungen festlegen für eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen und die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

Es wird in dem hier vorliegenden Bericht untersucht, inwieweit diese Ziele erreicht worden sind. Die Entwicklungen sind teils durch andere Faktoren als die Regelungen im StromVG getrieben. Wichtige Faktoren sind neben der Umsetzung des dritten Binnenmarktpakets v.a. in der Veränderung des Kraftwerksparks in Europa sowie den damit verbundenen Preisanpassungen auf den Grosshandelsmärkten zu sehen. Zudem wird die Entwicklung des Marktplatzes Schweiz reflektiert. Grundsätzlich ist hierbei zu beachten, dass bis dato nur eine Teilmarktliberalisierung für alle Endverbraucher mit einem Jahresverbrauchs von mindestens 100 MWh umgesetzt worden ist.

Dieser Bericht wurde vom BFE mit Unterstützung der ECom erstellt, um die Marktgegebenheiten und die Entwicklung der Versorgungssicherheit adäquat zu beschreiben. Hierbei wurde die Vertraulichkeit der ECom vorliegenden Daten umfassend gewahrt, sofern diese in diesen Bericht anonymisiert eingeflossen sind.

In diesem Bericht werden zunächst die strukturellen Eigenschaften des Schweizer Strommarktes sowie von dessen Regulierung beschrieben (Kapitel 2). Danach folgen Ausführungen zur Entwicklung der Erzeugung und Stromversorgungssicherheit (Kapitel 3). Anschliessend werden die Wettbewerbsorientierung (Kapitel 4) und die Integration des Schweizer Marktes untersucht (Kapitel 5). Eine zusammenfassende Würdigung erfolgt in Kapitel 6.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Bei der nachfolgenden Analyse ist zu berücksichtigen, dass für den Zeitraum vor dem StromVG teils nur eingeschränkte Daten zur Verfügung stehen.



## 2. Regulierung des Strommarktes

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Regelungen von StromVG und StromVV skizziert (Kapitel 2.1). Nachfolgend wird die Regulierungsentwicklung ausführlich beschrieben (Kapitel 2.2). Diese Darstellung wird ergänzt um relevante Veränderungen in der Struktur der Elektrizitätswirtschaft seit dem Jahre 2008, v.a. bezogen auf die Netzbetreiber (Kapitel 2.3 und 2.4). Auf dieser Basis wird in Kapitel 2.5 ein Zwischenfazit zum StromVG aus der Sicht der Regulierungspraxis gezogen.

### 2.1 Zentrale Regelungen des StromVG

Die *zentralen Regelungsbereiche des StromVG* sind aus den einzelnen Kapiteln des Gesetzes ersichtlich und werden im Folgenden einleitend kurz skizziert.<sup>2</sup> Im Kapitel 1 des StromVG wird neben den Zielen der Geltungsbereich festgelegt, der sich grundsätzlich auf die allgemeine Landesversorgung mit einem 50-Hz-Wechselstromnetz bezieht. Massgeblich ist zudem das im Gesetz verankerte Subsidiaritäts- und Kooperationsprinzip. Im Kapitel 2 erfolgen im ersten Abschnitt Regelungen zur Gewährleistung der Grundversorgung. Dabei geht es unter Anderem um die Anschlusspflicht aller Endverbraucher in einem Siedlungsgebiet, die von den Kantonen auch auf Endverbraucher ausserhalb des Siedlungsgebietes erweitert werden kann. Das Gesetz gewährt zudem eine Liefergarantie und bestimmte Tarifgestaltung für die Haushalte in der Grundversorgung. Die Grundversorgung umfasst alle festen Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch bis zu 100 MWh und die Endverbraucher von mindestens 100 MWh, die sich bisher nicht für den freien Markt entschieden haben. In einem zweiten Abschnitt werden die Aufgaben der Netzbetreiber und die Massnahmen bei einer Gefährdung der Versorgung beschrieben. Im Kapitel 3 werden die Regeln der Netznutzung bestimmt. Zunächst erfolgen in einem ersten Abschnitt die Vorgaben zur Entflechtung, Kostenrechnung und Information. Grundmodell ist eine buchhalterische Entflechtung (ausser auf der Übertragungsnetzebene). In einem zweiten Abschnitt werden die Regeln des Netzzugangs und der Festlegung des Netznutzungsentgeltes beschrieben. Im dritten Abschnitt erfolgen Bestimmungen zum schweizerischen Übertragungsnetz, die die Regelungen und Aufgaben für die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) festlegen. Im Kapitel 4 werden die Organisation und Aufgaben des Regulators, der Elektrizitätskommission (EiCom) beschrieben. Die EiCom ist in ihren Entscheiden unabhängig vom Bundesrat und dem Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und überwacht die Einhaltung der Regeln des StromVG. Das Kapitel 5 umfasst die internationalen Vereinbarungen, denen nach dem Gesetz Rechnung zu tragen ist. Zudem werden in Kapitel 6 die Auskunftspflichten der Elektrizitätswirtschaft, die Behandlung von Amts- und Geschäftsheimnissen sowie die Aufsichtsabgabe beschrieben. Das Kapitel 7 umfasst die Strafbestimmungen und abschliessend erfolgen in Kapitel 8 die Schlussbestimmungen.

In der StromVV werden die näheren Bedingungen der Regulierung der Netzbetreiber bestimmt. Diese umfassen zunächst Regelungen zur Versorgungssicherheit (Kapitel 2). Danach folgen Regeln zur Netznutzung (Kapitel 3), wobei zwischen Vorgaben an die Kostenrechnung, das Messwesen und Informationen, Regeln zur Anrechenbarkeit und Überwälzung von Netzkosten und Ausnahmeregelungen vom Netzzugang und der Berechnung der anrechenbaren Netzkosten unterschieden wird. Systemdienstleistungen und das Bilanzmanagement werden in Kapitel 4 geregelt. Danach erfolgen Schlussbestimmungen (Kapitel 5). Seit dem Inkrafttreten wurde die StromVV zweimal angepasst. Ging

---

<sup>2</sup> Zu den näheren Bestimmungen wird auf das StromVG, die StromVV, die Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und Stromversorgungsgesetz sowie den erläuternden Bericht zum StromVV verwiesen.



es bei den am 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Änderungen um die Dämpfung der Preissteigerungen, wurden bei der Änderung per 1. März 2013 insbesondere die Methodik zur Festlegung der kalkulatorischen Zinsen (WACC) angepasst, um durch eine risikoadäquate Kapitalverzinsung einen Anreiz zu verstärkten Investitionen in das Netz zu bieten.<sup>3</sup>

## 2.2 Regulierungsentwicklung seit 2008

Im Zuge der Strompreiserhöhungen im Jahr 2008 sah sich die EICom bereits im ersten Jahr der Aufnahme ihrer Tätigkeit mit rund 2700 Anfragen konfrontiert. Zu dieser Zeit verfügte die EICom erst über wenige personelle Ressourcen. Während der ersten Verfahren wurde zudem die StromVV innert kürzester Zeit angepasst. Bis im Jahr 2012 hat die EICom 4437 Anfragen beantwortet und 153 Verfügungen erlassen.

Ein zentrales Regulierungsthema waren die Netznutzungs- und Elektrizitätstarife, in einer ersten Phase vor allem die Tarife des Übertragungsnetzes. Es waren verschiedene Auslegungsfragen zur Netzbewertung und auch zu den Betriebskosten zu klären sowie die anfänglich sehr hohen Systemdienstleistungskosten zu prüfen. Ein Teil der Systemdienstleistungskosten wurde gestützt auf die geänderte StromVV den grösseren Kraftwerken angelastet. Das Bundesverwaltungsgericht taxierte diese StromVV-Bestimmung später als gesetzes- und verfassungswidrig. Die Rückabwicklung der Zahlungen gestaltet sich als sehr komplex und wird wohl auch 2013 noch nicht abgeschlossen sein. Verschiedene Rechtsfragen zur Netzbewertung sind mittlerweile geklärt, wobei die Neufestsetzung der Netzwerte von den Parteien zum Teil – trotz vorgängiger Anhörung durch die EICom – wiederum mit Beschwerden bei den Gerichten angefochten wird.

In der Startphase der Strommarktliberalisierung wurde der geöffnete Markt wenig genutzt. Im Gegenteil: verschiedene Endverbraucher verlangten bei der EICom, dass sie von ihrem Netzbetreiber weiterhin zu den Konditionen der Grundversorgung zu beliefern sind, was das Bundesgericht für Stahl Gerlafingen bestätigte. Ende 2012 wurde die EICom erstmals zu Streitigkeiten über den Netzzugang angerufen. Einige Verteilnetzbetreiber hatten sich auf bestehende Verträge berufen und ihren Kunden den Netzzugang verweigert.

Ein weiteres wichtiges Dossier war die Überführung des Übertragungsnetzes an Swissgrid. In einem ersten Schritt war zu klären, welche Anlagen überhaupt zum Übertragungsnetz gehören. Gegen die entsprechende Verfügung der EICom wurden verschiedene Beschwerden beim Bundesverwaltungs- und Bundesgericht erhoben. Die Abgrenzung des Übertragungsnetzes von anderen Anlagen ist inzwischen mehrheitlich geklärt, ebenso ist Swissgrid Eigentümerin eines grossen Teils des Übertragungsnetzes. Einige Detailfragen sind noch nicht abschliessend geklärt.

Verschiedene Endverbraucher und Netzbetreiber wollten von der EICom wissen, für welche Netzebene sie ein Netznutzungsentgelt zu entrichten haben. Dies vor dem Hintergrund, dass sich die Kosten von der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) hinunter bis zum lokalen Verteilnetz (Netzebene 7) kumulieren und das Netznutzungsentgelt folglich bei tieferen Netzebenen höher ist. Die Verfügungen der EICom zu diesem Thema wurden von den Gerichten gestützt und sind mittlerweile rechtskräftig.

---

<sup>3</sup> Zudem wurden per 1. Juli 2013 erste Voraussetzungen geschaffen, dass die EICom auf die Grosshandelsdaten von Schweizer Marktteilnehmern zugreifen kann, die der europäischen Regulierungsbehörde ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) im Zusammenhang mit der EU-Verordnung REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) geliefert werden müssen.



Zu klären waren weitere verschiedene Fragen im Zusammenhang mit grenzüberschreitenden Sachverhalten, z.B. Merchant Lines (gewisse grenzüberschreitende Leitungen des Übertragungsnetzes) oder Ausfuhrrechten von Strom gestützt auf Staatsverträge. Schliesslich hat die ECom bis im Jahr 2012 rund 300 Anfragen zur kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) beantwortet und Gesuche um Kostenvergütung für Netzverstärkungen behandelt.

Die ECom publiziert ihre Verfügungen, Weisungen, Mitteilungen und andere Informationen auf ihrer Website. Sie versendet zudem in regelmässigen Abständen Newsletter, führt jeweils im Frühjahr Informationsveranstaltungen auf Fachebene und im Herbst das ECom-Forum durch. Diese Kommunikation wird von den Akteuren sehr geschätzt.

Von den bis Ende 2012 erlassenen 153 Verfügungen sind rund drei Viertel nicht angefochten worden. Von den 35 angefochtenen Verfügungen wurden Beschwerden zu vier Verfügungen gutgeheissen und zu drei Verfügungen teilweise gutgeheissen, wobei Beschwerden zu 13 Verfügungen der ECom noch hängig sind. Die restlichen Verfügungen hatten auch im Beschwerdeverfahren Bestand.

	<b>(Bisher) keine Beschwerde</b>	<b>Beschwerde BVGer</b>	<b>Beschwerde BGer</b>	<b>Total Verfügungen</b>
<b>Erlassene Verfügungen 2008-2012</b>	118*	35	9	153

\* Bei 14 Verfügungen laufende Rechtsmittelfrist

**Tabelle 1:** Erlassene Verfügungen 2008-2012

	<b>Abweisung</b>	<b>Gutheis- sung</b>	<b>Teilgutheis- sung</b>	<b>Abschrei- bung</b>	<b>Nichteintre- ten</b>	<b>Hängig</b>
Beschwerden BVGer	14 (17 Be- schwer- den*)	4 (16 Be- schwer- den*)	3 (9 Be- schwer- den*)	8 (14 Be- schwer- den*)	0	13 (44 Be- schwer- den*)
Beschwerden BGer	4 (6 Be- schwer- den*)	2	1	0	1	5

**Tabelle 2:** Beschwerdestatistik ECom

\* Pro Verfügung der ECom führen Bundesverwaltungsgericht und Bundesgericht teilweise mehrere separate Verfahren, z.B. bei Tarifprüfungsverfahren mit mehreren Parteien.





## 2.3 Struktur der Elektrizitätswirtschaft und Veränderungen seit 2008

### 2.3.1 Eigentümerstruktur

In der Schweiz ist die Stromwirtschaft historisch von einer Vielzahl kleiner kommunaler und lokaler Netzbetreiber geprägt. Wie die Daten der Swissgrid zeigen, ist zwischen 2009 und 2013 die Zahl der Verteilnetzbetreiber um rund zehn Prozent auf rund 670 gesunken. Dieser Rückgang ist in erster Linie durch Gemeindefusionen aber auch durch Fusionen, Integrationen und Übernahmen von Elektrizitätswerken zu erklären. Die Anzahl der Verteilnetzbetreiber je Kanton und Einwohner ist stark unterschiedlich. Einige Kantone wie bspw. AG, GR und TG verfügen über deutlich mehr Verteilnetzbetreiber als der landesweite Durchschnitt. Am anderen Ende der Skala stehen die städtisch geprägten Kantone BS und GE mit jeweils nur einem Verteilnetzbetreiber bzw. Kantone wie FR und LU mit wenigen.

Dabei heisst rechtliche Unabhängigkeit nicht unbedingt, dass ein Netzbetreiber alles alleine tut. Es gibt vielfältige Formen der Kooperation oder des Auslagerns. So haben sich bspw. Interessensgemeinschaften oder Vertriebsgesellschaften gebildet, um bessere Konditionen für ihre Energiebeschaffung und den -vertrieb zu sichern, andere kooperieren beim Netzunterhalt oder lagern gewisse Tätigkeiten wie bspw. das Messwesen aus. Es werden auch Pacht- und Betriebsmodelle beobachtet, bei denen kleine Netze von grösseren Werken betrieben werden, wobei der Besitz der Netze beim bisherigen Eigentümer, in der Regel einer Gemeinde, verweilt.

Zu Beginn der Marktöffnung in Deutschland konnte beobachtet werden, dass viele Stadtwerke einem strategischen Partner eine Minderheitsbeteiligung anboten, um das notwendige Know-how zu erlangen. Dieser Trend scheint sich jetzt mit der «Rekommunalisierung» zu drehen, da die Unternehmensziele zwischen den grossen und kleinen Werken sich als zu unterschiedlich erweisen. Eine solche Entwicklung kann in der Schweiz bisher nicht beobachtet werden, da bis heute lediglich einzelne Netzbetreiber von grossen Akteuren gehalten werden. Bis anhin haben sich nur sehr wenige Gemeinden aus der Stromwirtschaft durch einen definitiven Verkauf ihres Netzes verabschiedet. Heute liegt der Trend eher so, dass die Gemeinden Besitzer der Netze und evtl. der Kunden bleiben, den kommerziellen und technischen Betrieb aber an eigene Dienstleistungsplattformen oder Dritte vergeben.

Die bestehenden Kooperationen dürften sich noch erweitern und vertiefen und in neue Teile der Wertschöpfungskette weiterentwickeln. Ein Haupttreiber für eine weitere betriebliche Konzentration des Marktes liegt in der Komplexität der kommenden Aufgaben, namentlich der Abwicklung einer grossen Anzahl Lieferantenwechselprozesse bei einer vollständigen Marktöffnung.

### 2.3.2 Buchhalterische Entflechtung

Gemäss Art. 10 StromVG haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Unabhängigkeit des Netzbetriebs sicherzustellen und die Verteilnetzbereiche müssen mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflochten werden. Art. 11 StromVG verlangt, dass die Betreiber und Eigentümer von Verteil- und Übertragungsnetzen für jedes Netz je eine Jahresrechnung erstellen, die von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflochten ist. Des Weiteren sind die Netzbetreiber nach Art. 12 Abs. 1 StromVG i.V.m. Art. 10 StromVV verpflichtet, die Informationen zu veröffentlichen.

Die EICom hat zur weiteren Erläuterung dieser Vorgabe eine Weisung mit Mindestkriterien erstellt. Die Grundsätze ordnungsgemässer Rechnungslegung und der Buchführung sind einzuhalten, insbesondere gilt das Stetigkeitsprinzip. Zudem muss die Jahresrechnung Netz die Bilanz und die Erfolgsrechnung des Netzes umfassen und Erträge Netz, Aufwände Netz sowie Gewinn bzw. Verlust Netz sind zwingend offen zu legen. Die Umsetzung dieser Vorgabe wird durch die EICom überprüft – nach quali-



tativ wenig ermutigenden Ergebnissen in den ersten zwei Jahren hält die Mehrheit der Netzbetreiber die Vorgaben mittlerweile ein.

Die Jahresrechnungen Netz werden auf der Strompreiswebseite der ECom veröffentlicht ([www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)). Es ist jedoch unklar, wie stark die Jahresrechnungen Netz von den Endverbrauchern zur Kenntnis genommen werden.

### 2.3.3 Entflechtung des Übertragungsnetzes

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind gesetzlich verpflichtet, ihr Übertragungsnetz auf die Swissgrid als nationale Netzgesellschaft und Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes zu überführen (Art. 33 Abs. 4 StromVG). Kommen sie dieser Verpflichtung nicht nach, erlässt die ECom auf Antrag oder von Amtes wegen die erforderlichen Verfügungen (Art. 33 Abs. 5 StromVG). Auf informeller Basis begleitete die ECom die Vorbereitungen der Überführung bis 2011, bevor sie im Frühling 2011 ein formelles Verfahren eröffnete. Unter dem Namen GO! (Grid Ownership) taten sich 2009 die Swissgrid und die Übertragungsnetzeigentümer zusammen, um die Transaktion der Netze gemäss gesetzlicher Verpflichtung möglichst reibungslos und effizient zu planen und durchzuführen. Die Branche hat seither umfangreiche Arbeit geleistet und unter anderem die vertraglichen Grundlagen für die Überführung erarbeitet. Man einigte sich darauf, alle Aktien der jeweiligen Übertragungsnetzgesellschaften gegen neue Aktien der Swissgrid und Aktionärsdarlehen auszutauschen. Vorgesehen war, die Gesellschaften zu 70 Prozent mit Aktionärsdarlehen und 30 Prozent mit neuen Aktien der Swissgrid zu entschädigen. Die ECom, die den Transaktionsprozess intensiv begleitete, intervenierte im Frühjahr 2011 im Zusammenhang mit der Entschädigungsstruktur und -modalität. Geprüft wurden insbesondere deren Gesetzmässigkeit sowie die finanzielle Stabilität und Risikofähigkeit der Swissgrid. Nach intensiven Abklärungen und unter Beiziehung externer Gutachten gelangte man zu einer Einigung: Entschädigt wird zu 30 Prozent mit Aktien der Swissgrid, 35 Prozent mit Pflichtwandelanleihen mit Eigenkapitalcharakter sowie 35 Prozent mit Aktionärsdarlehen ohne Wandelpflicht.

Die Überführung wird im Laufe von 2013 mit der Fusion der übernommenen Tochtergesellschaften abgeschlossen. Noch strittig ist die Frage, zu welchem Wert das Übertragungsnetz an Swissgrid überführt werden soll – hierzu läuft ein Verfahren vor Bundesverwaltungsgericht. Die ECom vertritt die Auffassung, dass gemäss Art. 15 StromVG Swissgrid nach der Übernahme des Netzes lediglich die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten als anrechenbare Kosten weitergeben kann und ein höherer Kaufpreis zu Lasten von Swissgrid ginge. Verschiedene Netzeigentümer erwarten hingegen eine höhere Entschädigung.

## 2.4 **Zusammenfassende Bewertung aus der Sicht der Regulierungspraxis**

In der Botschaft zum StromVG vom 3. Dezember 2004 begründete der Bundesrat die Neuregelung der Stromversorgung wie folgt: erstens mit der Gewährleistung der Rechtssicherheit aufgrund des Bundesgerichtsurteils im Fall EEF (Entreprises Electriques Fribourgeoises) gegen Watt/Migros, zweitens mit dem Interessenkonflikt zwischen Handel und Systembetrieb (eine der Ursachen für den Stromausfall in Italien im Jahr 2003), drittens mit der fortschreitenden Liberalisierung im europäischen Umfeld sowie viertens mit der ausgeprägten Wachstumsschwäche, die u.a. auf die relativ tiefe Wettbewerbsintensität im Binnenmarkt zurückgeführt wurde.

Der Bundesrat ging 2004 davon aus, dass die finanziellen Auswirkungen auf den Bund gering sein dürften. Die Finanzierung der Kosten für die ECom (der Bundesrat ging in der Botschaft von fünf bis sieben Kommissionsmitglieder mit einem Sekretariat von 10-15 Vollzeitstellen aus) können nur zu rund 25 Prozent durch Gebühren und die Erhebung einer Aufsichtsabgabe gedeckt werden. Das Par-



lament hat mit Art. 28 StromVG die Erhebung der Aufsichtsabgabe bewusst auf Tätigkeiten der EICom beschränkt, die aus der Zusammenarbeit mit ausländischen Behörden anfallen. Der Personaletat des Fachsekretariats wurde inzwischen auf insgesamt 30.9 Vollzeitstellen aufgestockt. Der Gesamtaufwand der EICom betrug im Jahr 2012 rund CHF acht Millionen. Davon konnten gut CHF 3.5 Millionen über Gebühren finanziert werden. Im internationalen Vergleich ist die EICom schlank aufgestellt, wobei ein direkter Vergleich mit anderen Regulierungsbehörden aufgrund der unterschiedlichen Kompetenzen (z.B. für Gasmarkt, Statistik, erneuerbare Energien) schwierig ist.

Stärker ins Gewicht fallen demgegenüber die finanziellen Auswirkungen im Grosshandel, der in den letzten Jahren erheblich zunahm. Es ist allerdings unklar, wie sich der Stromaussenhandel entwickelt hätte, wenn die Schweiz die wesentlichen Grundsätze der Marktordnung aus der EU im Rahmen des StromVG nicht umgesetzt hätte. Zumindest die Frage des Marktzugangs und die Respektierung von CH-spezifischen Regelungen wie z.B. die Priorisierung der Langfristverträge (LTC) an den Grenzen dürften aber ohne StromVG noch stärker im Fokus stehen. Durch die Kostenregulierung der Netztarife konnte eine deutliche Steigerung in der Transparenz erreicht werden. Diese ist hilfreich für die Weiterentwicklung der Regulierungspraxis.

In Bezug auf die Finanzierung der Transportkapazität für Transitdienstleistungen hat das StromVG die erwartete Wirkung bislang nicht erfüllt. Bei der Verabschiedung des StromVG ging man davon aus, dass die zu diesem Zeitpunkt übliche Finanzierung weiter zur Anwendung kommt (jährliche Abgeltung im Umfang von rund CHF 50 bis 100 Millionen). Immerhin hat das StromVG der Schweiz ermöglicht, dass sie mit Swissgrid in der internationalen Koordinationseinheit (ENTSO-E) vertreten ist und so auf eine möglichst faire Anlastung der Kosten hinwirken kann.



### 3. Wichtige Aspekte der Stromversorgung

Das StromVG bezweckt nach Art. 1 die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Dies umfasst die zuverlässige Lieferung von elektrischer Energie und die Gewährleistung von genügend Kapazitäten bei deren Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist demnach eine umfassende Betrachtung des Schweizer Energieversorgungssystems notwendig, d.h. unter Berücksichtigung aller für die Stromerzeugung relevanten Energieträger und Infrastrukturen sowie der Nachfrageentwicklung. Zunächst wird in Kapitel 3.1 die Entwicklung der Erzeugung dargestellt. Nachfolgend werden in Kapitel 3.2 ausgewählte Kennziffern der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich diskutiert: Für das Netz werden Kapazitäten und Entwicklung des schweizerischen Übertragungsnetzes sowie Importmöglichkeiten betrachtet. Bezüglich Leistung werden einerseits die gesicherten Leistungsreserven im inländischen Kraftwerkspark und andererseits Leistungsbilanzen an ausgewählten Tagen analysiert. Zusätzlich wird der Selbstversorgungsgrad mit elektrischer Energie dargestellt. Diese Betrachtungen werden ergänzt durch Angaben zur Versorgungsqualität (Netzqualität und Störungen) in Kapitel 3.3 sowie Anmerkungen zur Entwicklung der Investitionen (Kapitel 3.4). Eine zusammenfassende Bewertung der Entwicklung der Versorgungssicherheit unter dem StromVG erfolgt in Kapitel 3.5.

#### 3.1 Stromerzeugung

Die zur Stromproduktion verfügbaren Technologien und Energieträger werden in der Schweiz in unterschiedlichem Masse eingesetzt. Der Schweizer Produktionspark setzt sich im Jahre 2012 aus Kernkraft-, Wasserkraft- und fossilen Kraftwerken sowie den übrigen neue erneuerbaren Energien zusammen. Abbildung 1 gibt eine Übersicht der Entwicklung der Stromproduktion in der Schweiz für die letzten zehn Jahre inklusive einer Aufschlüsselung des Stromproduktionsmix. Für das Jahr 2012 wird ergänzend eine genaue Aufschlüsselung der neuen erneuerbaren Energien angefügt.

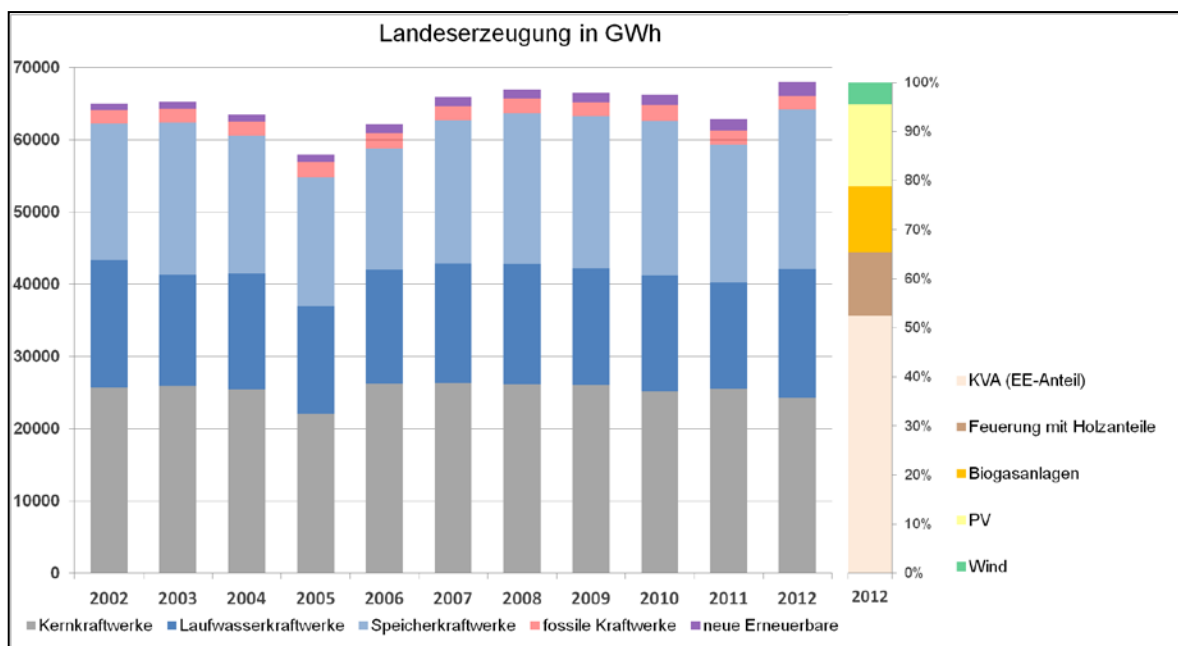
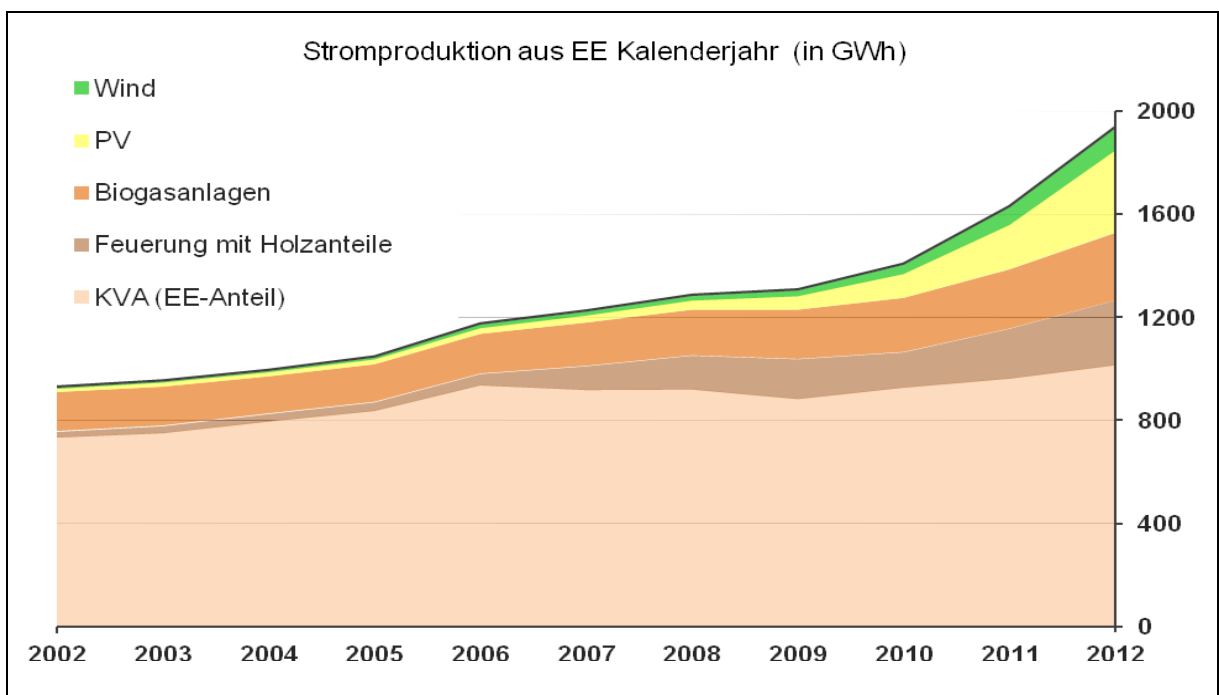


Abbildung 1: Entwicklung der Stromproduktion (Landeserzeugung) 2002–2012. (Quellen: Gesamtenergiestatistik 2012, S. 10f. Elektrizitätsstatistik 2012, S. 14)



Im Jahr 2012 erreichte die Elektrizitätsproduktion (Landeserzeugung) in der Schweiz 68'019 GWh. Die Stromproduktion aus Wasserkraft (Laufwasser- und Speicherkraftwerke) lag bei 39'906 GWh. Dazu kam die Elektrizitätsproduktion der fünf schweizerischen Kernkraftwerke (24'345 GWh, d.h. 36 Prozent der gesamten Produktion in 2012). Der Rest (3'768 GWh bzw. 6%) stammte aus konventionell-thermischen und anderen Anlagen. Bei der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbare Energien (exkl. Wasserkraft) ist in den vergangenen Jahren ein zum Teil deutlicher Anstieg erkennbar (siehe Abbildung 2) , allerdings liegt dieser Anteil immer noch unter drei Prozent der gesamten Stromproduktion. Die im Jahre 2009 eingeführte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) trägt zum Anstieg bei. Im Jahr 2012 wurde im Rahmen der KEV 1125 GWh Strom produziert.<sup>4</sup>



**Abbildung 2:** Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraft) 2002–2012. (Quelle: Gesamtenergiestatistik 2012, S. 10f. und S. 37)

Die Stromproduktion aus Windenergieanlagen stieg von rund 5 GWh im Jahr 2002 auf 23 GWh in 2009 bis auf 88 GWh im Jahr 2012. Bei der Sonnenenergie (Photovoltaik) ist die Produktion während der letzten zehn Jahre von 15 GWh in 2002 (54 GWh in 2009) auf 320 GWh im Jahr 2012 gestiegen. Die Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) zählt definitionsgemäss zu 50 Prozent als erneuerbare Energie. Dieser Anteil (inkl. Feuerung aus erneuerbare Abfällen) ist von 735 GWh im Jahr 2002 (884 GWh in 2009) auf 1015 GWh im Jahr 2012 gestiegen. Ein grosser Anstieg ist ab 2006 auch bei den Feuerungen mit Holzanteil – aufgrund der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke – feststellbar. Tabelle 3 gibt eine Übersicht der heute installierten Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz.

<sup>4</sup> Der von der KEV „geförderte Strom“ setzt sich 2012 folgendermassen zusammen: 49.3% Wasserkraft (550 GWh), 7.6% Sonnenenergie (86 GWh), 4.2% Windenergie (47 GWh), 38.9% Biomasse und Abfälle aus Biomasse (438 GWh), 0% Geothermie.



<b>Stromproduktionstechnologie<sup>5</sup></b>	<b>Anzahl Kraftwerke</b>	<b>Inst. elektrische Leistung (in GW)</b>	<b>Stromproduktion (2012) (in GWh)</b>
<b>Wasserkraft</b>		<b>13.76</b>	<b>39'906</b>
Laufkraftwerke (ab 300kW)	471	3.84	
Speicherkraftwerke (ab 300kW)	86	8.08	
Pumpspeicherkraftwerke und reine Umwälzwerke (ab 300kW)	17	1.84	
Kleinwasserkraftwerke (bis 300kW)	ca. 1000	k.A.	
<b>Kernkraftwerke (Beznau I&amp;II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt)</b>	<b>5</b>	<b>3.28</b>	<b>24'345</b>
<b>Weitere Produktionsanlagen</b>		<b>1.47</b>	<b>3'768</b>
Konv. thermische Stromerzeuger (geringe/keine Abwärmenutzung)	20	0.08	
Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)	31	0.41	
Grosse WKK-Anlagen (>1MWel) – erneuerbar und fossil	21	0.25	
Kleine WKK-Anlagen (<1MWel) – erneuerbar und fossil	945	0.14	
Fernheizkraftwerke	14	0.11	
Photovoltaikanlagen (ohne Inselanlagen)	23'750	0.43	
Windenergieanlagen	35 Standorte	0.05	

**Tabelle 3:** Installierte Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz Ende 2012. (Quellen: *Elektrizitätsstatistik 2012, Statistik der erneuerbaren Energien 2012, Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2011, WASTA 2013*)

Im Jahr 2012 betrug die gesamte installierte elektrische Leistung der Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz ca. 18.5 GW (vgl. Tabelle 3). Die Wasserkraft verfügte über ca. 13.8 GW, und die fünf Kernkraftwerke wiesen eine installierte Leistung von insgesamt ca. 3.3 GW auf. Weitere Produktionsanlagen, mit einer gesamt installierten Leistung von ca. 1.5 GW, sind oben in Tabelle 3 dargestellt.

### 3.2 Kennziffern der Versorgungssicherheit

Die Netzbetreiber sind nach Art. 8 und 20 StromVG verantwortlich für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Zudem bestimmt Art. 4 des Energiegesetzes (EnG) grundlegend, dass die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft ist. Bund und Kantone sorgen mit geeigneten Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Nach den Leitlinien von Art. 5 EnG umfasst eine sichere Energieversorgung die ausreichende Verfügbarkeit, ein breit gefächertes Angebot sowie ein technisch sicheres und leistungsfähiges Versorgungssystem. Gemäss Art. 22 Abs. 3 StromVG beobachtet und überwacht die EICom die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die EICom dem Bundesrat Vor-

<sup>5</sup> Kleinwasserkraftwerke sind statistisch nicht vollständig erfasst. In den Kategorien grosse und kleine Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK-Anlagen) werden Produktionsanlagen erfasst, welche mit fossilen (z.B. Gas-/Dieselmotor-Blockheizkraftwerke, Gas-Turbinen) oder mit erneuerbaren Energieträgern (z.B. Biogas-, Klärgasanlagen, usw.) betrieben werden. Bei der Photovoltaik sind gut 99% der installierten Leistung mit dem öffentlichen Versorgungsnetz gekoppelt.



schläge für Massnahmen nach Art. 9 StromVG zur Beseitigung der Gefährdung (Art. 22 Abs. 4 StromVG).

#### Übertragungsnetzkapazität

Das Schweizer Übertragungsnetz umfasst die Spannungsebene 220kV und 380 kV (MMEE-CH, VSE 2011). Mit einer Gesamtlänge von 6700 km, 246 Leitungen und 41 Netzübergängen ins Ausland (Swissgrid AG, Stand 2011) ist das Übertragungsnetz ein komplexes Geflecht. Zur Sicherstellung einer hohen Stromversorgungssicherheit ist ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Übertragungsnetz die Grundvoraussetzung.

Zur Beurteilung des Netzzustandes und somit der Netzkapazität führt die ECom regelmässige Gespräche mit der Swissgrid durch. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es bei den Netzsicherheitsrechnungen regelmässig zu potentiellen N-1-Verletzungen kommt. Das heisst, dass die Netzkapazität beim Ausfall eines Netzelementes nicht ausreichen würde, um die momentane Gesamtlast aufzunehmen. Weiter führen hohe Windenergieeinspeisung aus Deutschland oder hohe Einspeisung aus PV-Anlagen aus Italien und Deutschland zum vermehrten Abruf von multilateralen Prozeduren zur Sicherstellung der Netzstabilität. In letzter Zeit ist auch die Frequenzhaltung schwieriger geworden, respektive haben sowohl die Frequenzabweichungen als auch die Spannungsabweichungen zugenommen. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden diese für die Systemstabilität problematischen Entwicklungen zunehmen. Als Konsequenz muss das Übertragungsnetz an die neuen Herausforderungen angepasst und ausgebaut werden. Um die systematische Erhebung von relevanten Kennzahlen zu verbessern, baut die ECom zusammen mit der Swissgrid ein umfassendes Reporting zur Überwachung des Übertragungsnetzes auf.

#### Entwicklung Übertragungsnetz

Die ECom begleitet die Swissgrid bei der Ausarbeitung der Mehrjahrespläne und beurteilt diese unter dem Aspekt der Anrechenbarkeit für die Tarifikalkulation sowie der regionalen Ausgewogenheit der Investitionen. Dabei wird im Rahmen der Versorgungssicherheit ein Schwergewicht auf die drei prioritären Ausbauprogramme zur Beseitigung der Engpässe Génissiat – Verbois, Trafo Chamoson und 220kV Netz im Wallis sowie Avegno – Magadino gelegt. Zur Behebung dieser drei Engpässe sind total 28 Ausbauprojekte zu realisieren.

#### Leistungsreserve

Die Leistungsreserve ist ein Konzept zur Bewertung eines Energieversorgungssystems und beschreibt den Anteil an Kraftwerksleistung, die dem Energieversorgungssystem grundsätzlich unter Berücksichtigung der abzudeckenden Last sowie der nicht zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten, noch zur Produktion von Elektrizität zur Verfügung steht (siehe Abbildung 3).<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Differenzen zwischen der Tabelle 3 und den in der Abbildung 3 verwendeten Zahlen der ENTSO-E (System Adequacy Report retrospektiv für das Jahr 2011, SAR) ergeben sich v.a. aus den unterschiedlichen Jahren (2011 gegenüber 2012). Die SAR-Zahlen wurden verwendet, da hier zusätzliche Informationen zu den Ausfällen, Revisionen und zur nicht einsetzbaren Leistungen vorliegen.

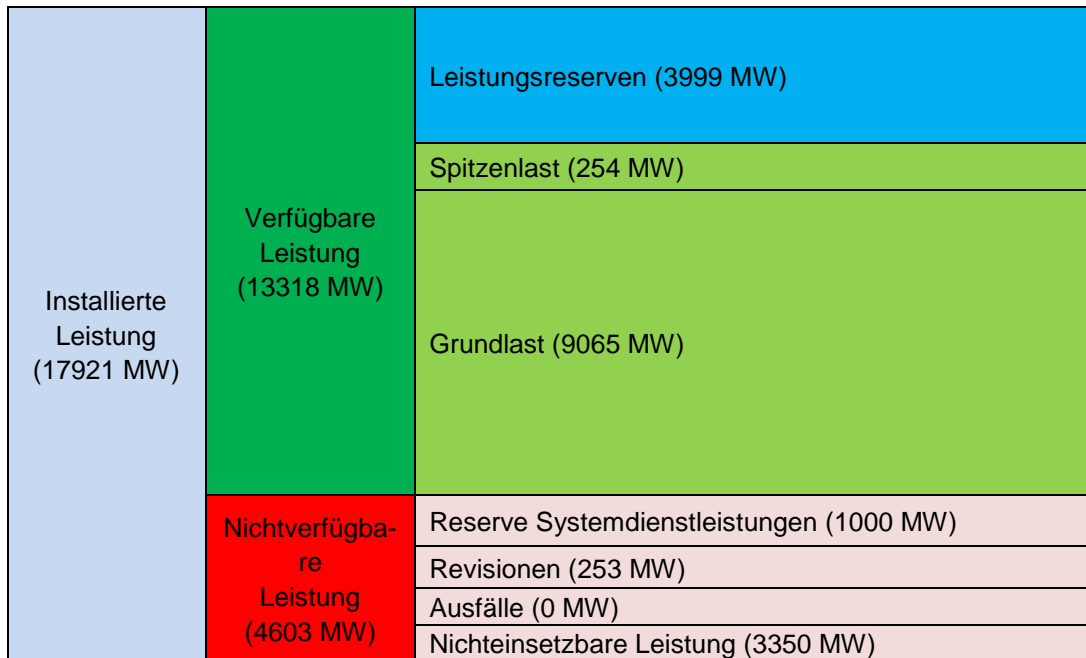


Abbildung 3: Berechnungsschema der Leistungsreserven (Quelle: ENTSO-E, SAR 2011)

Abbildung 4 zeigt ergänzend die Entwicklung der Leistungsreserve zwischen 2008 und 2011 der Schweiz und ihrer Nachbarländer. Dadurch kann u.a. auch eine Aussage gemacht werden, ob in Zukunft möglicherweise Engpässe im Stromversorgungssystem auftreten könnten. Bei diesem Vergleich ist die unterschiedliche Grösse der Länder zu berücksichtigen. Die Leistungsreserve für die Schweiz hat in den letzten vier Jahren leicht zugenommen und beträgt im jährlichen Mittel knapp 5000 MW.

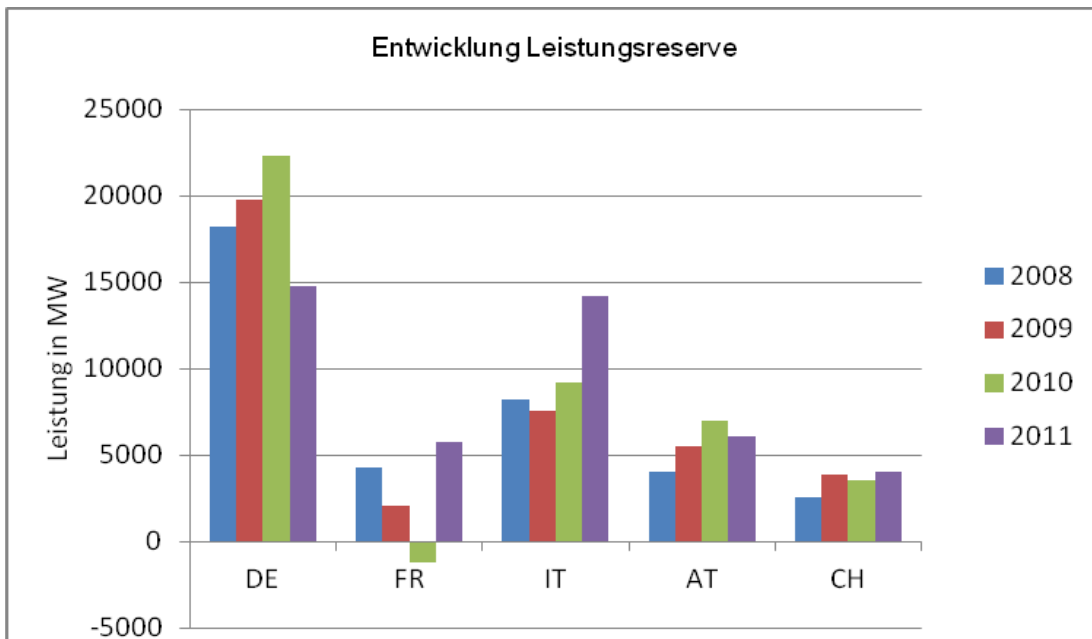


Abbildung 4: Entwicklung Leistungsreserve DE, FR, IT, AT und CH (Quelle: ENTSO-E, SAR 2008–2011)

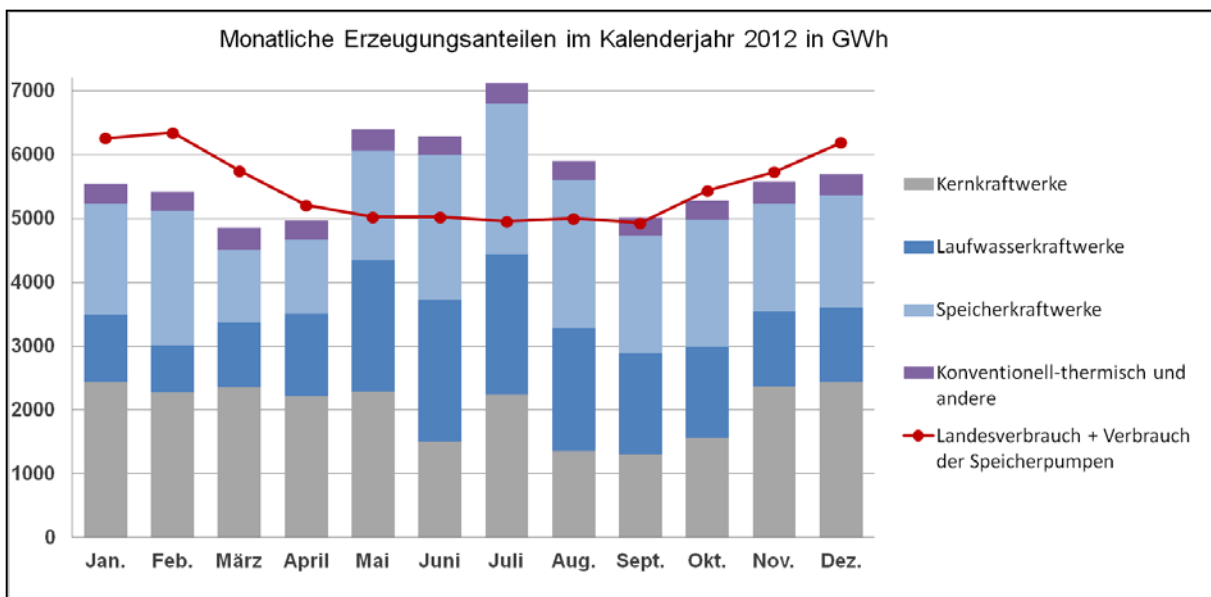




Die tiefere Leistungsreserve für Deutschland 2011 lässt sich durch die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke erklären. Die negative Leistungsreserve 2010 von Frankreich ist auf die ausserordentlich kalten Wintermonate und die damit verbundene höhere Last (viele Elektroheizungen) zurückzuführen. Die Investitionen in Photovoltaikanlagen in Italien führen zu einer Erhöhung der Leistungsreserve in 2011.

#### Leistungs- und Energiebilanz

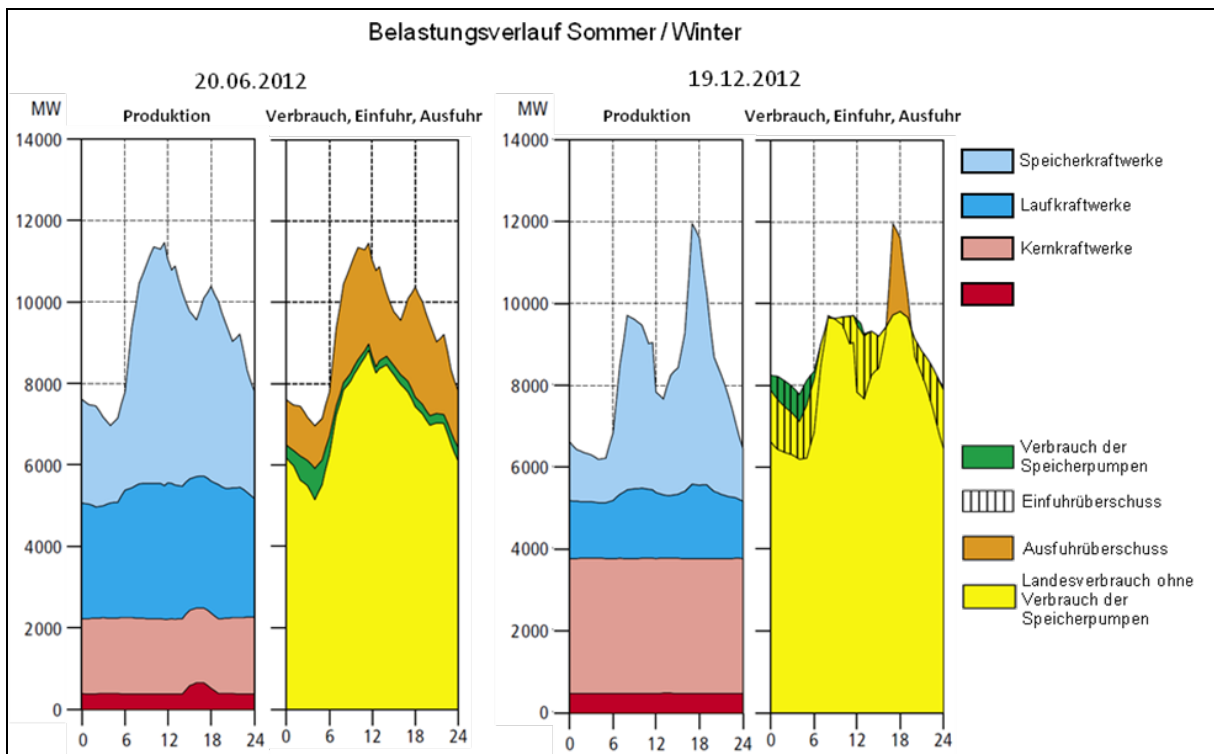
Die Stromproduktion ändert sich im Jahresverlauf, siehe Abbildung 5. Die Schwankungen in der effektiven Wasserkrafterzeugung rühren hauptsächlich von der variablen Wasserführung der Flüsse und von den Speichermöglichkeiten in den Stauseen her.<sup>7</sup> Die Kernkraftwerke haben 2012 eine mittlere Arbeitsausnutzung von 84.9 Prozent erreicht, welche aufgrund grosser Jahresrevisionen beim Kernkraftwerk Leibstadt leicht unterhalb der mittleren Arbeitsnutzung der letzten zehn Jahre lag. Von der Elektrizitätserzeugung der Kernkraftwerke entfiel in der Regel, aufgrund der Jahresrevisionen im Sommer, ein leicht höherer Anteil auf das Winterhalbjahr (2012: 55.2 Prozent in den beiden Winterquartalen). Bei den konventionell-thermischen und anderen Kraftwerken ist aufgrund der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und des kleinen Ausbaugrades der dargebotsabhängigen Stromerzeugung wie Photovoltaik und Wind kein typischer Verlauf der Produktion ersichtlich. Die Stromproduktion der Kehrlichtverbrennungsanlagen bleibt über das Jahr mehr oder weniger konstant.



**Abbildung 5:** Stromproduktionsanteile und Landesverbrauch in den einzelnen Monaten des Jahres 2012. (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2012, S. 14)

Neben der Energie muss auch jederzeit genügend Leistung zur Deckung des jeweiligen Bedarfs (Lastkurve) bereitgestellt werden. Im Winter ist die Nachfrage nach Grundlast aufgrund tieferer Temperaturen und elektrischer Heizungen sowie Wärmepumpen höher als im Sommer. Gleichzeitig stellen die Laufwasserkraftwerke aufgrund der geringeren Wassermenge im Winter weitaus weniger Leistung und Arbeit bereit als im Sommer (ca. 25 Prozent der installierten Leistung, siehe Abbildung 5).

<sup>7</sup> Die Speicherbecken in der Schweiz haben insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 8770 GWh (2012).

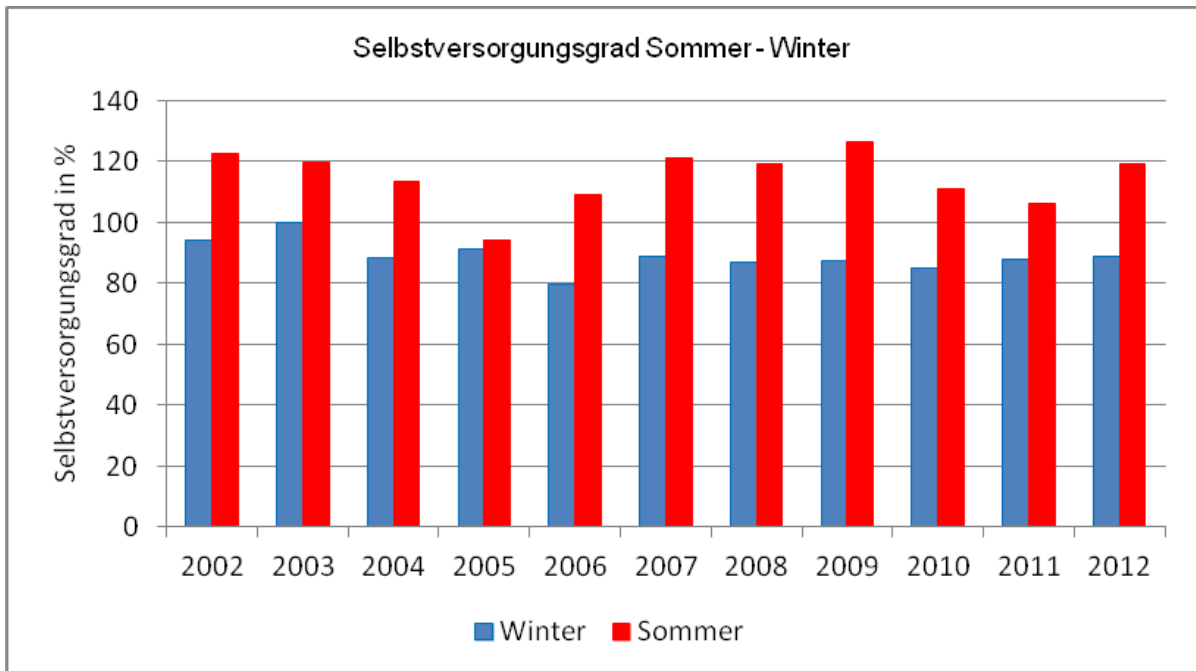


**Abbildung 6:** Belastungsverlauf an zwei ausgewählten Tagen (Winter und Sommer) in 2012 (Quelle: *Elektrizitätsstatistik 2012*, S. 30)

Die stündliche Nachfrage schwankt je nach Tages- und Jahreszeit. Die grösste Nachfrage nach Strom und damit die grösste Netzbelastung tritt in der Regel mittags oder am Abend im Winter auf. Umgekehrt fällt die geringste Belastung meist auf die Nachtzeit in den Sommermonaten. Die Schwankungen der Nachfrage auch an Wintertagen bewirken, dass selbst während Wintertagen zu gewissen Stunden Strom exportiert werden kann, obwohl die Schweiz im Winterhalbjahr insgesamt ein starker Importeur ist. Die Speicherkraftwerke werden vor allem zur Deckung des Spitzenbedarfs verwendet, da sie flexibel eingesetzt werden können.

#### Selbstversorgungsgrad

Der Selbstversorgungsgrad definiert sich über die Produktion und den Verbrauch von Elektrizität. Ein Selbstversorgungsgrad über 100 Prozent lässt Nettostromexporte ins Ausland zu, während bei einem Selbstversorgungsgrad unter 100 Prozent aus den Nachbarländern importiert wird. Die Entwicklung des Selbstversorgungsgrades für die Sommer- und Wintermonate ist in der Abbildung 7 abgebildet. Zu sehen ist, dass der Selbstversorgungsgrad im Sommer in den vergangenen zehn Jahren immer über 100 Prozent gelegen hat (Ausnahme 2005, als das Kernkraftwerk Leibstadt für längere Zeit ausser Betrieb war).



**Abbildung 7:** Entwicklung des Selbstversorgungsgrades (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2002–2012)

Der Selbstversorgungsgrad während den Wintermonaten schwankt in einem gewissen Ausmass aufgrund der hydrologischen Verhältnisse, dem Stromverbrauch und der Witterung. Er hat in den Jahren 2004 bis 2006 abgenommen, seither verharrt er relativ stabil bei knapp 90 Prozent. Mit anderen Worten ist die Schweiz in den Wintermonaten auf Stromimporte zur Deckung der eigenen Nachfrage angewiesen.

#### Import- und Exportmöglichkeiten

Neben einer ausreichenden Leistungsreserve tragen die Rückgriffmöglichkeiten auf ausländische Produktionskapazitäten zu einer qualitativ hohen und sicheren Stromversorgung in der Schweiz bei. Diese sind einerseits von der Ausgestaltung der Engpassverfahren und andererseits von der zur Verfügung stehenden Importkapazität (Net Transfer Capacity, NTC) abhängig. Dabei ist der NTC-Wert von 2008 bis 2012 von 5756 MW auf 6184 MW gestiegen. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Inbetriebnahme von Merchant Lines nach Italien und andererseits auf eine Optimierung der zulässigen Importe aus Deutschland und Österreich zurückzuführen.

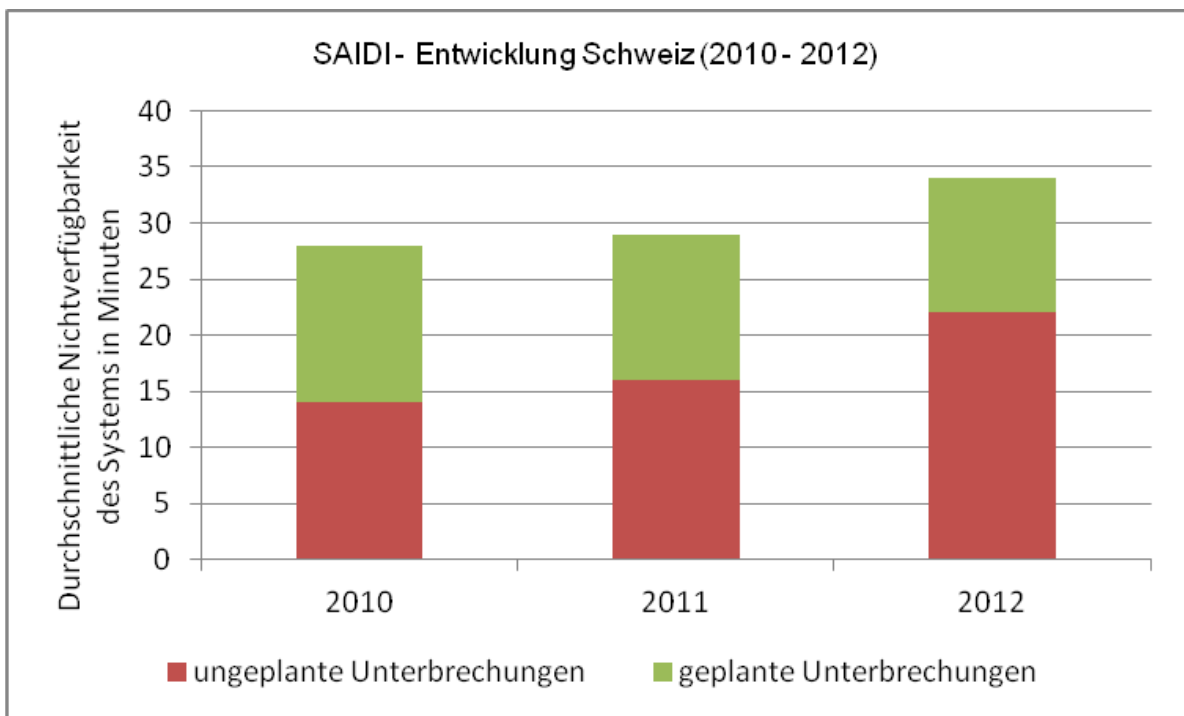
Der Export NTC ist weniger aus Versorgungssicherheitsüberlegungen interessant, als vielmehr aus kommerzieller Sicht. Die Reduktion des Export NTC Richtung Frankreich ist auf eine Umkehr der Lastflüsse im Winterhalbjahr und die vermehrten N-1-Verletzungen aufgrund des Kraftwerkes Bieudron-Dixence im Genferseeraum zurückzuführen. Die Reduktion in Richtung Italien ist die Folge stark fluktuierender Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien in Italien. Damit der Marktpreis nicht zu tief sinkt und der Einsatz von Gaskraftwerken zur Regelung noch interessant ist, wurde auf italienischer Seite der Import begrenzt.

### 3.3 Netzqualität und Störungen

Eine hohe Qualität der Stromversorgung ist unter anderem abhängig von einer hohen Netzverfügbarkeit. Die EICOM erhebt seit 2010 die international üblichen Kennzahlen zur Versorgungsqualität, wie



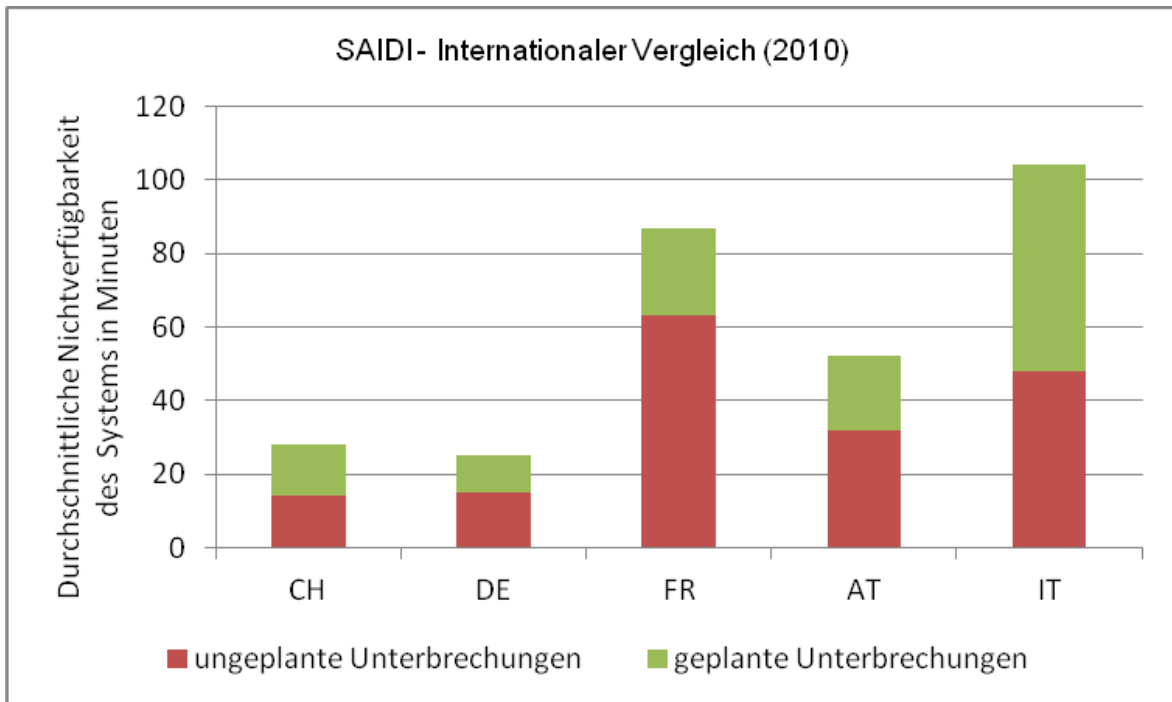
beispielsweise den System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Dieser Index gibt die durchschnittliche Zeit in Minuten an, in der während eines Jahres jeder Endverbraucher ohne Strom war. Die Entwicklung des SAIDI über die letzten drei Jahre ist in der nachfolgenden Graphik abgebildet.



**Abbildung 8:** Entwicklung SAIDI 2010–2012 (Quelle: Erhebung EICom)

Über die drei Jahre hat die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems leicht zugenommen. Der Anstieg von 2011 auf 2012 lässt sich unter anderem auf das Sturmtief Andrea Anfangs Januar 2012 und einen schneereichen Winter zurückführen. Die Datenerhebung beruht auf der Selbstdeklaration der einzelnen Netzbetreiber. In die Auswertung sind die Daten der 84 grössten Netzbetreiber der Schweiz eingeflossen, erfasst wurden dabei nur Unterbrechungen, die länger als drei Minuten dauerten.

Im internationalen Vergleich ist die Versorgungsqualität in der Schweiz gut. Dies ist aus der nachfolgenden Abbildung 9 für 2010 ersichtlich. Die Daten der Nachbarländer stammen aus dem «5th CEER Benchmarking Report». Es ist anzufügen, dass die einzelnen Länder unterschiedliche Erfassungsmodalitäten besitzen und ein Vergleich nur unter Vorbehalt möglich ist.



**Abbildung 9:** Internationaler Vergleich SAIDI 2010 (Quellen: Erhebung EICom, 5th CEER Benchmarking Report, 2011, S. 115ff.)

### 3.4 Investitionen in Netze und Produktionen

Gemäss Art. 1 bezweckt das StromVG, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Um eine sichere Elektrizitätsversorgung auch langfristig gewährleisten zu können, sind Investitionen für Erneuerungen und Ausbau der Anlagen erforderlich.

Bezüglich der Investitionen in die Netze kann auf detaillierte Daten der EICom zurückgegriffen werden. Die Verteilnetzbetreiber weisen in ihren bei der EICom jährlich eingereichten Kostenrechnungen die Investitionen (ohne Netzkäufe) und die Abschreibungen aus. Diese blieben in den Jahren 2009 bis 2011 weitgehend gleich: jährlichen Investitionen von rund CHF 1.4 Milliarden stehen Abschreibungen von gut CHF 0.8 Milliarden gegenüber.

Die statistischen Grundlagen zu den Investitionen in Produktionsanlagen erfassen rund 90 Prozent des Totals.<sup>8</sup> Die Investitionen werden hier nicht im Detail ausgewiesen, da sie über die Jahre erheblich variieren. Grosse Projekte, die über mehrere Jahre laufen, bestimmen diese Schwankungen wesentlich.

### 3.5 Zusammenfassende Bewertung der Stromversorgung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass unter dem StromVG die Versorgungssicherheit sowie Versorgungsqualität in der Schweiz gut ist. Dies belegen die betrachteten Kennziffern auch im internationalen Vergleich (dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Kennziffern der Netzqualität unter dem eher kurzen Geltungszeitraum des StromVG nur beschränkt verändern). Trotzdem darf dieses

<sup>8</sup> Siehe Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik 2012, 2013, S. 46.



Bild nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich in Zukunft gewisse Probleme ergeben können. So ist die Zunahme der N-1-Verletzungen ein Indiz für ausgeschöpfte Übertragungsnetzkapazitäten oder das verstärkte Abrufen von multilateralen Prozeduren und höhere Frequenzschwankungen ein Zeichen, dass die Aufrechterhaltung der Netzstabilität aufgrund der hohen Einspeisung an neuer erneuerbarer Energie aus Deutschland oder Italien schwieriger wird. Die Versorgungssicherheit der Schweiz wird daher auch direkt von der Strompolitik der Nachbarländer beeinflusst.

Ferner ist zu beachten, dass der geplante Umbau des Schweizer Energiesystems im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und den Ausstieg aus der Kernenergie vorsieht. Die damit verbundene, verstärkt dezentrale und dargebotsabhängige Einspeisung sowie der mögliche Zubau fossiler Kraftwerke (Wärme- und Gaskombikraftwerke) werden Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. Um den vor allem mit der dezentraleren Einspeisung zusammenhängenden notwendigen Netzaus- und -umbau zu unterstützen, wurde im Rahmen der Energiestrategie 2050 die Strategie Stromnetze aufgesetzt, die hierzu Leitlinien definiert und zu rechtlichen Anpassungen führen wird. Ferner wurde die Smart-Grids Roadmap aufgesetzt, welche zum Ziele hat, die Entwicklung hin zu einem «intelligenten» Netz hin zu befördern.



## 4. Wettbewerbsorientierung des Schweizer Strommarktes

Ein Zweck des StromVG ist gemäss Art. 1, die Voraussetzungen für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Ein wettbewerbsorientierter Markt soll eine qualitativ gute und preislich angemessene Versorgung der Schweizer Endkunden sicherstellen und mittelbar auch eine stärkere Integration des Schweizer Marktes in den der EU fördern. Im Folgenden werden die Marktentwicklungen für Regelenergie (Kapitel 4.1), Gross- und Detailhandel (Kapitel 4.2 bis 4.4) aufgezeigt. Hierbei ist anzumerken, dass es für die Schweiz seit 2006 einen börslich organisierten Spotmarkt gibt, allerdings noch keinen börslichen Terminmarkt. Es wird deshalb über die Struktur der bilateralen Handelsgeschäfte berichtet. Ferner werden in Kapitel 4.5 die Entwicklungen im Messwesen beschrieben. Eine zusammenfassende Bewertung der Marktentwicklungen folgt in Kapitel 4.6.

### 4.1 Regelenergie

Mit Inkrafttreten des StromVG wurden die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, dass Swissgrid die für einen stabilen Netzbetrieb notwendigen Systemdienstleistungen effizient bereitstellt. Die gesetzliche Verantwortung und die zusätzliche Transparenz über die tatsächliche Bereithaltung dürfte dazu beigetragen haben, dass der Systembetrieb (trotz Entflechtung) sicherer und leistungsfähiger geworden ist.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist eine Reihe von Systemdienstleistungen notwendig, von denen die Regelenergie den grössten Kostenblock darstellt. Mit ihrer Hilfe wird dafür Sorge getragen, dass zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Energie im Netz bereitgestellt wie nachgefragt wird. Hierzu ist es notwendig, über ausreichende Kraftwerkskapazitäten zu verfügen, mit deren Hilfe eine entsprechende Feinjustierung durchgeführt werden kann.

In der Anfangsphase des Schweizer Regelenergiemarktes war die Liquidität so gering, dass kaum mehr von einer marktbasieren Beschaffung mit tatsächlichem Wettbewerb ausgegangen werden konnte. Dank zahlreichen Massnahmen konnte diese Situation entschärft werden. Zudem hat die allgemeine Entwicklung der Grosshandelspreise für Elektrizität zu den Kostensenkungen beigetragen. Seit der Einführung des Regelenergiemarktes sind die Beschaffungskosten für die benötigte Kraftwerksleistung um zwei Drittel gesunken.

Das Bundesamt für Energie hat deshalb in einer ersten Bewertung ein marktorientiertes Verfahren bevorzugt, allerdings unter der Einschränkung, dass zusätzliche Anreize geschaffen werden, damit die Beschaffung von Systemdienstleistungen bei der Swissgrid möglichst kostenoptimiert durchgeführt wird.<sup>9</sup> Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Kosten wieder erheblich ansteigen (z.B. wegen der Fusion von Anbietern, Erhöhung der Vorhaltungsmengen, extremen Wetterbedingungen), wäre in einem solchen Fall erneut zu prüfen, ob eine stringente Kompetenz von regulatorischen Eingriffen eingeführt werden soll.

---

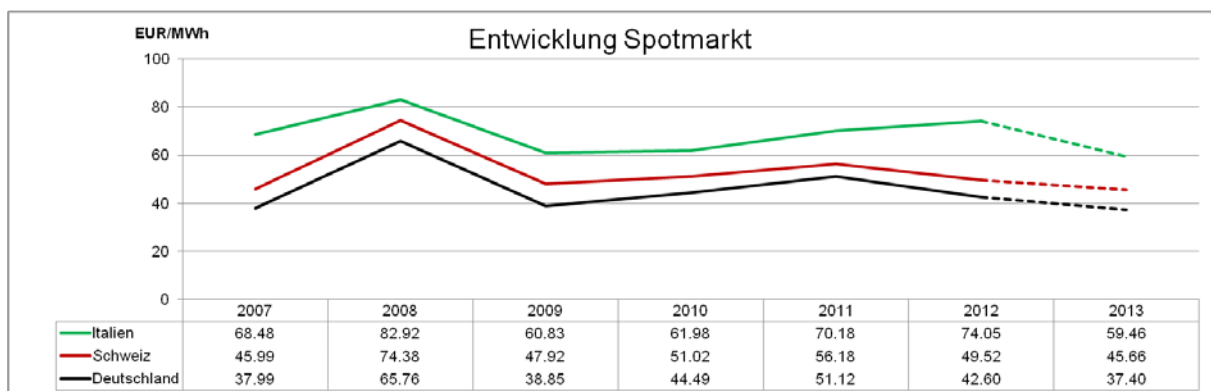
<sup>9</sup> Siehe Bundesamt für Energie, Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Bern 2011.



## 4.2 Grosshandel

### 4.2.1 Entwicklung des Spotmarktes

Auf dem Spotmarkt, der sich an der europäischen Strombörse EPEX befindet, wird der kurzfristige Grosshandel für den nächsten Tag (Day-Ahead) bzw. innerhalb des Tages (Intraday) abgewickelt.<sup>10</sup> Obleich der Schweizer Strommarkt eng mit jenen der Nachbarländer verbunden ist, gibt es Unterschiede im Spotpreisniveau der einzelnen Länder. Diese sind primär auf physische Knappheiten an verfügbaren Übertragungsnetzkapazitäten zurückzuführen. So liegen die Schweizer Preise regelmässig über jenen für Deutschland, aber unterhalb jener Italiens. Die höchsten durchschnittlichen Spotpreise wurden im Jahr 2008 beobachtet (vgl. Abbildung 10).



**Abbildung 10:** Jahresdurchschnitt Spotmarkt<sup>11</sup> (Quelle: BDS, Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, 2013, S. 11 )

Innerhalb eines Jahres sind weitere Muster erkennbar: Im Sommerhalbjahr, in dem kaum Engpässe zwischen dem deutschen und dem Schweizer Höchstspannungsnetz bestehen, sind die Preise der beiden Länder sehr nahe beieinander. Hingegen wird im Winterhalbjahr zwischen Deutschland und der Schweiz mehr Transportleistung nachgefragt als vorhanden ist. Hieraus entsteht ein Engpass zwischen den beiden Regelzonen, der dazu führt, dass sich in den beiden Ländern unterschiedliche Preisniveaus einstellen.

Seit dem ersten kompletten Handelsjahr 2007 haben sich die am Spotmarkt umgesetzten Energiemengen vervierfacht und betragen bereits 30% des Schweizer Landesverbrauches.<sup>12</sup> Die Liquidität im Swissix Day-Ahead-Markt wird dennoch in einer aktuellen Händlerumfrage des BFE nur bedingt als genügend eingeschätzt.<sup>13</sup>

<sup>10</sup> In der Schweiz gibt es seit dem 27. Juni 2013 einen Intraday-Markt, der mit den Nachbarländern Frankreich und Deutschland gekoppelt ist. Aufgrund seiner kurzen Existenz wird dieser hier nicht weiter beschrieben.

<sup>11</sup> Für das Jahr 2013 bezogen auf das erste Halbjahr.

<sup>12</sup> Zum Vergleich: In Deutschland beträgt die an der Börse gehandelte Strommenge 42% des Landesverbrauches, in Frankreich 12%.

<sup>13</sup> Vergleiche BDS, Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, 2013, S. 14.



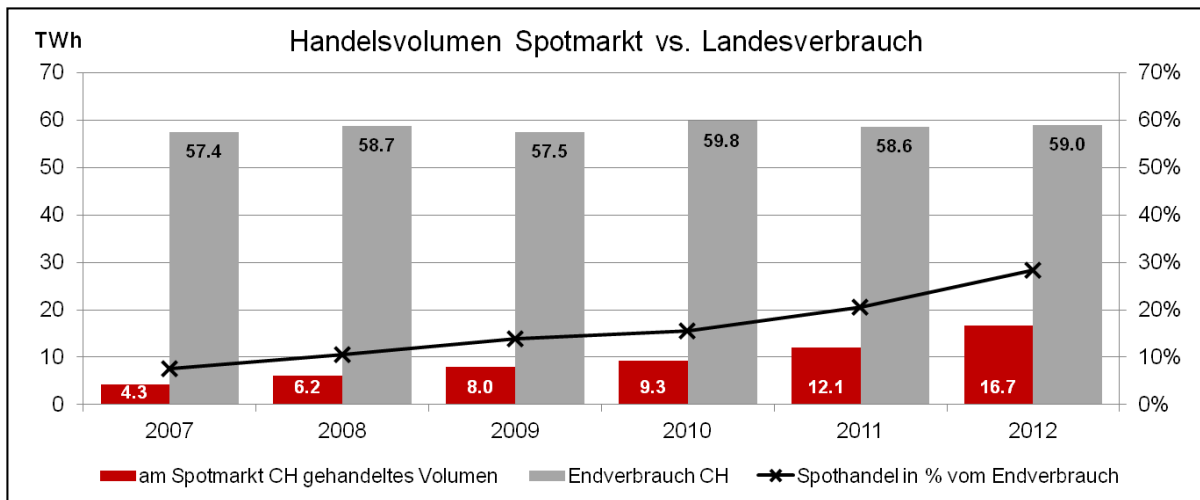


Abbildung 11: Handelsvolumen am Spotmarkt Schweiz im Verhältnis zum Landesverbrauch (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 15)

#### 4.2.2 Entwicklung des Terminmarktes

In der Schweiz gibt es keinen organisierten Terminmarkt, weshalb solche Handelsgeschäfte bilateral abgeschlossen werden. Einerseits werden sogenannte OTC-Geschäfte (over the counter) abgeschlossen. Andererseits greifen viele EVU bei der Strombeschaffung auf das Mittel der Ausschreibung zurück. Insgesamt ist seit 2009 eine kontinuierliche Zunahme der Terminhandelsgeschäfte zu beobachten. Die Terminpreise an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, welche für die Länder Deutschland und Österreich Gültigkeit haben, dienen den hiesigen Akteuren als wichtigste Orientierung bei der Preisbildung. Gehandelt werden im OTC-Stromhandel die an den Börsen üblichen Standardprodukte,<sup>14</sup> daneben aber auch Produkte nach Fahrplänen. Produkte mit einer höheren Komplexität kommen selten zum Einsatz. Grössere Player, die schon länger im Markt aktiv sind und regelmässig Handelsgeschäfte abschliessen, nutzen das Vertragswerk der European Federation of Energy Traders (EFET), welches zum Ziel hat, den Energiehandel nach international standardisierten Regeln abzuwickeln. Eine grosse Zahl der EVU nutzt den Terminhandel lediglich dazu, die benötigte Energie zu Marktkonditionen zu beschaffen und betreibt keinen spekulativen Handel, d.h. sie treten in der Regel als Käufer auf und kommen mit einer Transaktion pro Monat oder weniger aus.

Gemäss der aktuellen Händlerumfrage des BFE schätzt eine Mehrheit der Teilnehmer die Liquidität im Schweizer OTC-Terminmarkt so ein, dass sie immer oder meistens marktgerechte Angebote für Standardprodukte der nächsten drei Jahre erhalten. Dennoch bejaht eine deutliche Mehrheit der Umfrageteilnehmer die Forderung nach Einführung eines transparenten Terminmarktes (wie auch schon in einer vorherigen Umfrage des BFE und der EICOM).<sup>15</sup>

Zugleich deuten die Umfrageergebnisse darauf hin, dass EVU, die auf diesem Markt beschaffen wollen, auf viele Anbieter treffen, die untereinander in einem wettbewerblichen Kontext stehen. Dies wird durch die Nähe der erhaltenen Angebote mit dem «theoretischen» Marktpreis Schweiz (EEX- plus Kapazitätspreis der Nordgrenze) gestützt.

<sup>14</sup> Base- und Peakload für die kommenden Jahre, Quartale und Monate und z.T. auch Wochen.

<sup>15</sup> Siehe „Konsultation zur Frage einer Strombörse im Hinblick auf ein mögliches Market Coupling, Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse“, [www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_642215671.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_642215671.pdf).

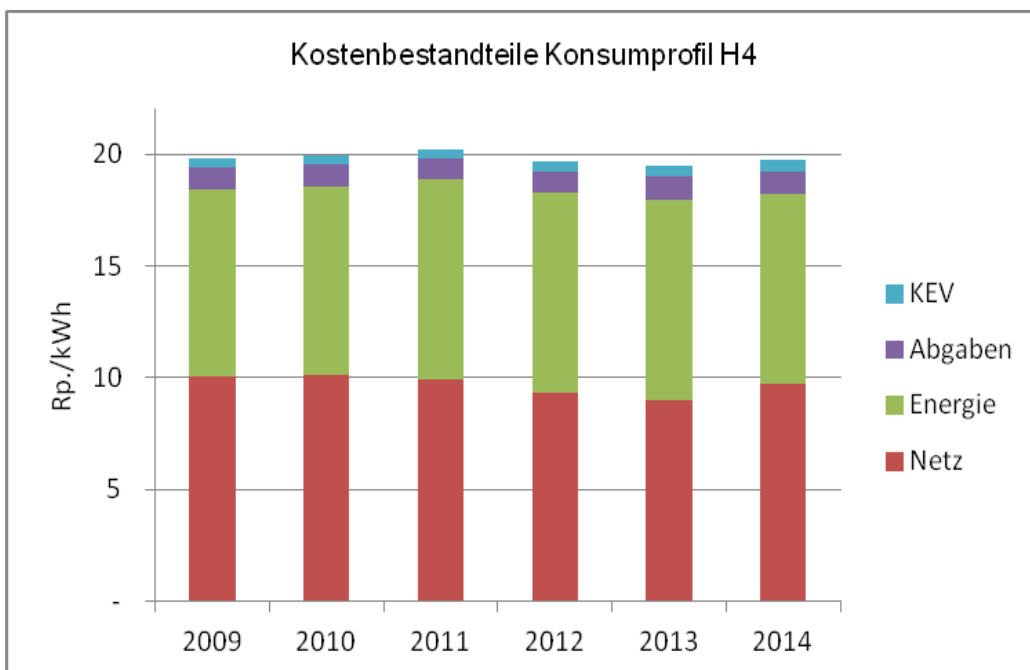


Damit die EVU jederzeit auf den Handelsmarktpreis zugreifen können, müssen sie ihren Beschaffungsmodus anpassen. Der traditionelle Vollversorgungsvertrag erlaubt keine flexible Beschaffungspolitik. Je nach Vertriebsstrategie können EVU zwischen einer strukturierten Beschaffung oder einer «intelligenten» Vollversorgung auswählen. In beiden Fällen geht es darum, die Flexibilität der Beschaffung derjenigen des Vertriebsportfolios anzupassen und für umworbene Marktkunden sich den Grosshandelspreis zu sichern. Besonders interessant sind Beschaffungsmodelle, die mehrere Lieferanten zulassen. EVU, die für eine flexible Beschaffungsstrategie zu klein sind (kleiner als 50 GWh) und die bewusst auf eine eigenständige Vertriebsstrategie verzichten, bleiben oft in der Vollversorgung und gehen mit dem Vorlieferanten eine Kooperation zur Bearbeitung der Marktkunden ein.

### 4.3 Grundversorgung

Die Netzbetreiber haben in den Jahren 2012 und 2013 im Durchschnitt die Gesamttarife für die Haushalte geringfügig gesenkt (vgl. Abbildung 12; dargestellt am Beispiel des Konsumprofils H4, das einer Wohnung mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh entspricht). Die Reduktion ist auf die leicht günstigeren Netztarife und dabei namentlich auf die Senkung des Tarifs für Systemdienstleistungen (0.77 Rp./kWh im Jahr 2011 gegenüber 0.46 Rp./kWh 2012 und 0.31 Rp./kWh 2013) zurückzuführen. Der Anstieg der Netztarife für das Jahr 2014 kann primär durch zwei Faktoren erklärt werden: Erstens führen die diversen Entscheide des Bundesgerichts und des Bundesverwaltungsgerichts zur Bewertung und zu den Systemdienstleistungen (SDL Tarif 2014 0.64 Rp./kWh) zu höheren Kosten. Zweitens wurde der Zinssatz (WACC) deutlich erhöht, indem der Bundesrat mit der Revision der StromVV vom 30. Januar 2013 die Berechnungsformel anpasste und weil die Übergangsbestimmung zum reduzierten Zinssatz (Art. 31a StromVV) per Ende 2013 auslaufen wird.

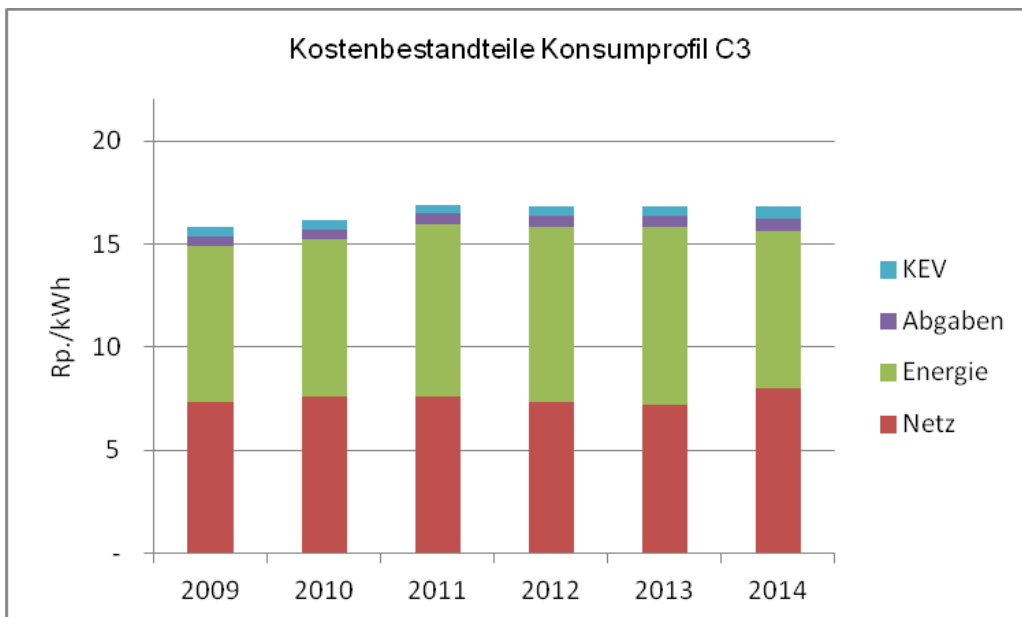
Hingegen sind die durchschnittlichen Energiepreise für 2014 nach einem zwischenzeitlichen Anstieg wieder auf das Niveau von 2010 gesunken. Die Abgaben und Leistungen blieben über die gesamte Berichtsperiode weitgehend stabil.



**Abbildung 12:** Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4. (Quelle: Tariferhebung EICom)



Demgegenüber haben sich die Gesamtarife der Netzbetreiber für Gewerbekunden (Abbildung 13 am Beispiel des Konsumprofils C3, das einem Betrieb mit einem Jahresverbrauch von 150 MWh entspricht) in den Jahren 2011 bis 2014 kaum mehr verändert, da Veränderungen im Netztarif durch gegenläufige Energiepreisänderungen weitgehend kompensiert wurden. Bei den übrigen Tarifkomponenten ergaben sich keine nennenswerten Änderungen.



**Abbildung 13:** Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil C3 (Quelle: Tarifierhebung EICom)

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Verteilnetzbetreiber ihre Tarife in den letzten fünf Jahren im Durchschnitt nur wenig geändert haben. Dabei haben sich die kantonalen Durchschnittskosten für Netznutzung und Energie gesamtschweizerisch im Verlaufe der letzten vier Jahre angeglichen (vgl. Tätigkeitsbericht der EICom 2012, S. 35f.).

#### Tarifprüfungen der EICom

Die EICom hat bis im Sommer 2013 einen Viertel aller Netzbetreiber geprüft, welche die Hälfte der Endverbraucher der Schweiz versorgen. Dabei wurden neben sehr aufwändigen Detailprüfungen auch eher summarische Prüfungen durchgeführt. Bei den Prüfungen gab es namentlich die Schwerpunkte Netzbewertung, Betriebskosten des Netzes und Energie:

Die EICom hat sich in verschiedenen Verfügungen auf den Standpunkt gestellt, dass Anlagen, die den Endverbrauchern bereits über die Betriebskosten in Rechnung gestellt wurden, nicht mehr in das regulatorische Anlagevermögen übernommen und damit in den Tarifen umgesetzt werden dürfen. Diese Position wurde in Entscheiden des Bundesgerichts und des Bundesverwaltungsgerichts nicht gestützt. Damit können Netzbetreiber Kosten für Anlagen, die sie vor dem Inkrafttreten des StromVG bereits über die Betriebskosten gezogen haben, in das regulierte Anlagevermögen übernehmen und damit verzinsen und abschreiben. Dies kann je nach früherer Praxis der Netzbetreiber zu erheblich höheren Netzwerten und damit höheren Netztarifen führen. In einigen extremen Fällen betrifft dies nahezu sämtliche Anlagen.

Bei den Betriebskosten betreffen die meisten Korrekturen zwei Kategorien. Zum einen die zu hohe Belastung des Netzes über Kostenschlüssel oder interne Verrechnungen, die gerade bei komplexer



strukturierten Unternehmen nur schwer prüfbar sind. Hier stösst die traditionelle Cost-plus-Regulierung an ihre Grenzen. Zum anderen die Verrechnung von Kosten, die mit dem Betrieb eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes nichts zu tun haben wie Marketing oder Kosten der öffentlichen Beleuchtung. Letztere gehören zu den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.

Im Bereich der Energie stehen namentlich Fragen bezüglich der Kosten einer effizienten Energieproduktion sowie Fragen betreffend die Kosten und eines angemessenen Gewinns im Energievertrieb im Vordergrund.

Zusätzlich zu den Tarifprüfungen erhält jeder Netzbetreiber jedes Jahr eine detaillierte individuelle Auswertung zu seiner Kostenrechnung mit der Aufforderung, Fehler wie bspw. einen zu hohen WACC zu korrigieren und unplausible Angaben zu überprüfen, gegebenenfalls zu korrigieren oder zu begründen. Mit diesen Auswertungen erhalten alle Netzbetreiber die Möglichkeit, sich möglichst gesetzeskonform zu verhalten.

#### 4.4 Liberalisiertes Marktsegment: Lieferantenwechsel und sonstige strukturelle Veränderungen

In der ersten Stufe der Marktöffnung können nur Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh ihren Anbieter selbst wählen. Die Grossverbraucher konsumieren rund die Hälfte der in der Schweiz verbrauchten Elektrizität. Die EICom hat die Anzahl der Endverbraucher im freien Markt bei den rund 80 grössten Verteilnetzbetreibern ermittelt.

Abbildung 14 zeigt, dass das Wahlrecht in den ersten beiden Jahren nach der Marktöffnung (bis und mit 2011) noch wenig genutzt wurde: Nur sieben Prozent der Endverbraucher im Verteilnetz mit Marktzugang (rote Kurve) haben davon Gebrauch gemacht. Der mit 13 Prozent knapp doppelt so hohe Anteil bei der Energiemenge (blaue Kurve) zeigt, dass es sich vorwiegend um sehr grosse Verbraucher handelte. Im Verlauf der folgenden zwei Jahre verdoppelten sich die entsprechenden Anteile auf 13 bzw. 26 Prozent.

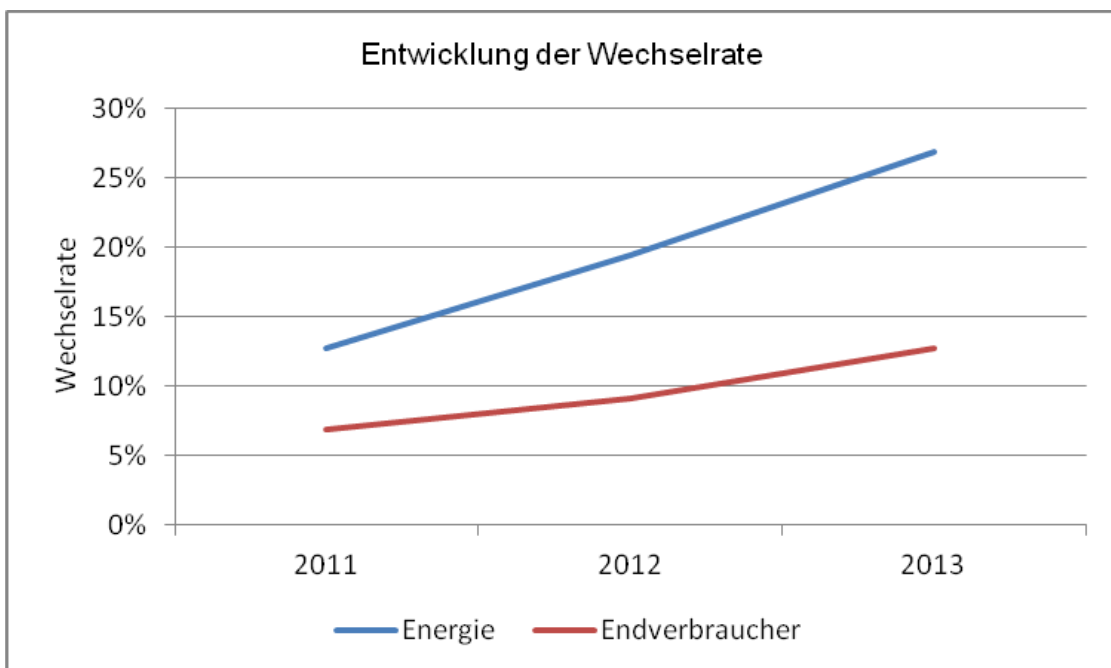


Abbildung 14: Übertritt in den freien Markt (Quelle: Tätigkeitsbericht der EICom 2012, S. 32)



Diese Entwicklung dürfte insbesondere durch zwei Faktoren getrieben sein: erstens sind die Energietarife für grössere Kunden im Durchschnitt gestiegen (vgl. Abbildung 24 im nachfolgenden Kapitel), obwohl gleichzeitig die Grosshandelspreise gesunken sind, und zweitens nimmt der Nachteil der «einmal frei, immer frei»-Regelung ab, je mehr man sich der zweiten Stufe der Marktöffnung nähert, in der alle Endverbraucher mit einem Jahreskonsum von mindestens 100 MWh am Markt sein werden.

#### **4.5 Messwesen**

Vor rund zwei Jahren wurde von der EICOM die Mitteilung zu den Messkosten und zum Zugriff zu den Messdaten von der EICOM publiziert. In der Mitteilung werden die Anforderungen von Art. 8 StromVV präzisiert und insbesondere in Bezug auf Endverbraucher, die vom Netzzugang Gebrauch machen (ab 100 MWh), oder Stromproduzenten über 30kVA erklärt. In der Zwischenzeit gab es zahlreiche Anfragen und Beschwerden zu verschiedenen Punkten. Die meisten betreffen die in der Mitteilung aufgeführten 600 Franken als Aufgreifkriterium. Viele Netzbetreiber erheben nach wie vor sehr hohe Messkosten (bspw. um CHF 2000 pro Jahr). Damit wird die Marktliberalisierung und der Ausbau von dezentraler Energieerzeugung gebremst, da dem Endverbraucher oder dem potentiellen Produzenten erst Messkosten verrechnet werden, wenn sie den Netzzugang beantragen. Die Messkosten werden also zu einer Marktzutrittsschranke. Ein weiterer Punkt betrifft die Weitergabe von Daten. Einige Netzbetreiber erheben Gebühren oder verweigern die Herausgabe von Daten, die für die Beschaffung von Strom im liberalisierten Markt nötig sind. Die EICOM konnte in einigen Beschwerdefällen ohne Verfahren aber durch gezielte Kommunikation die betroffenen Netzbetreiber dazu bringen, dass sie ihre Messpreise bzw. ihren Umgang mit den Messdaten gesetzeskonform anpassten. In mehreren Fällen sind Verfahren eröffnet worden.

Die anrechenbaren Messkosten setzen sich aus einem Anteil, der die Messdienstleistung (Datenverarbeitung) und der Messstelle (Datenerfassung) beim Endverbraucher umfasst, sowie den Datenübertragungskosten zusammen. Die Messdienstleistung wird in der Praxis vom Netzbetreiber durch den Betrieb eines eigenen Systems erbracht oder er lässt die Messdienstleistung von einem Dienstleister erbringen. Messpreise können dank Einkauf der Dienstleistung auch bei kleinen Netzbetreibern angemessen sein, denn der Betrieb eines eigenen Systems zum Energiedatenmanagement und zur Zählerfernauslesung lohnt sich aufgrund von Skaleneffekten erst ab mehreren hundert Messstellen.

#### **4.6 Zusammenfassende Bewertung der Marktentwicklung**

Ein wichtiges Ziel des Stromversorgungsgesetzes liegt in einem wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Nach einem harzigen Start hat die Zielerreichung gemessen an der Wechselrate bei den Grossverbrauchern ab 2013 deutlich zugenommen. Insofern ist die Marktentwicklung unter dem StromVG positiv zu beurteilen. Diese Entwicklung ist auch getrieben durch die sinkenden Grosshandelspreise im europäischen Ausland. Von diesen tieferen Preisen können die Kunden im freien Schweizer Markt profitieren.

Für einen funktionierenden Markt ist es wichtig, dass die Transaktionskosten eines Wechsels möglichst tief gehalten werden. Ein Hindernis dabei bilden v.a. die, trotz Interventionen der EICOM, weiterhin hohen Messkosten. Die damit verbundenen Wechselkosten können als Markteintrittsbarriere funktionieren, die den Wettbewerb beschränkt.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Dies gilt insbesondere auch prospektiv für eine vollständige Marktöffnung, da die nachgefragten Mengen der einzelnen Endkunden geringer sind.



Die Rahmenbedingungen des StromVG und der StromVV haben die Entwicklung des Grosshandelsmarktes grundsätzlich gefördert. Von einigen Marktteilnehmern wird zusätzlich die Schaffung eines Schweizer Terminmarktes gewünscht.

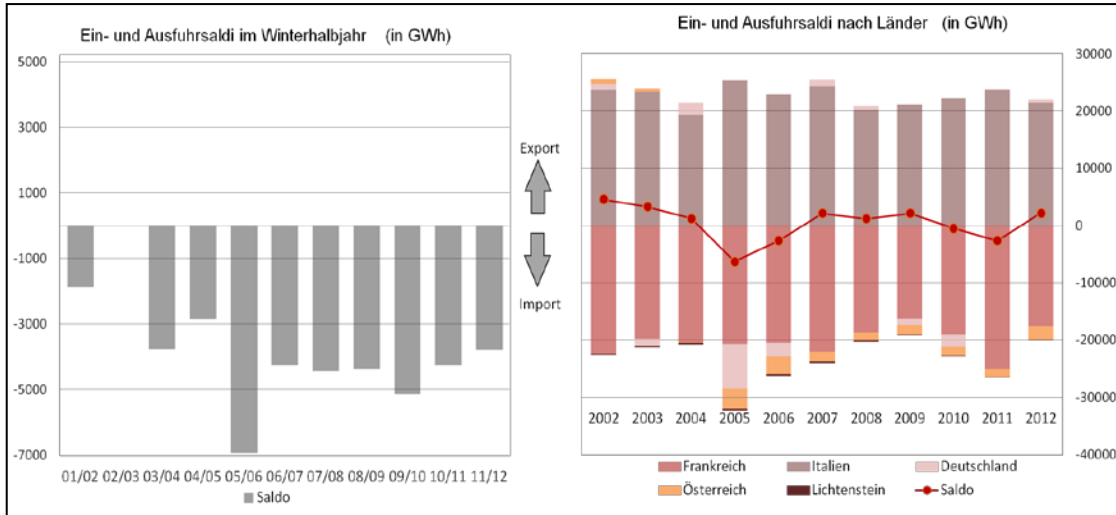


## 5. Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

Gemäss Art. 1 Abs. 2 Bst. b soll das StromVG auch die Rahmenbedingungen festlegen für die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft. Wichtige Kriterien für die Beurteilung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sind die Entwicklung des Aussenhandels im Strommarkt, die Entwicklung der Netzentgelte für den grenzüberschreitenden Stromaustausch und die Strompreise im internationalen Vergleich. Die Entwicklung des Aussenhandels zeigt auch auf, wie sich unter dem StromVG die Schweizer Stromdrehscheibe entwickelt hat (Kapitel 5.1). Der (physische) Zugang zum Schweizer Markt vom Ausland her bzw. der Zugang zu den ausländischen Märkten, wird dabei durch die Engpässe im Netz beschränkt. Insofern erfordern diese eine effiziente Bewirtschaftung (Kapitel 5.2). Die Gegenüberstellung der Preise rundet die Darstellung in diesem Kapitel ab und zeigt auf, wie sich die inländischen Preise gegenüber jenen der Europäischen Union verhalten (Kapitel 5.3). Eine zusammenfassende Bewertung der Entwicklungen folgt in Kapitel 5.4.

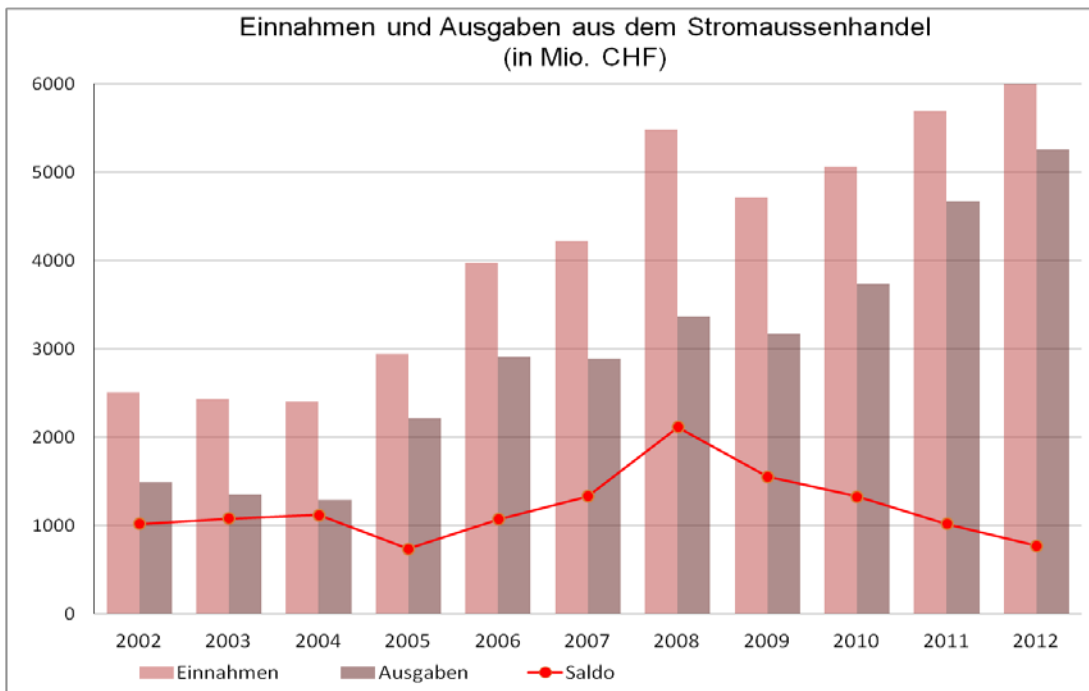
### 5.1 Stromaussenhandel

Die Stromversorgung der Schweiz ist mit den Nachbarländern eng verknüpft. Dank ihrer geographischen Lage in der Mitte Europas, einer guten Netzanbindung und einem flexiblen Kraftwerkspark ist die Schweizer Strombranche ein wichtiger Akteur beim grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität. Mit ihren Speicherkraftwerken bietet die Schweiz eine hohe Flexibilität um besonders während Spitzenzeiten die Stromnachfrage im In- und Ausland zu decken, resp. ein Überangebot zu nutzen. Während den letzten Jahrzehnten entwickelte die Stromwirtschaft eine rege Export- und Importtätigkeit. Im Jahr 2012 hat die Schweizer Stromwirtschaft rund 89 TWh Strom exportiert und 87 TWh importiert, was per Saldo in einem Stromexportüberschuss von 2.2 TWh gegenüber einem Stromimportüberschuss von 2.6 TWh im Vorjahr resultierte. Wie schon unter Kapitel 3.2 erwähnt, ist während den Wintermonaten (Oktober bis März) die Schweiz in der Regel Netto-Importeur, da im Winter die höhere Nachfrage wegen der geringeren Produktion von Wasserkraft nicht im Inland gedeckt werden kann. Im Sommer liegt die inländische Stromproduktion über der inländischen Nachfrage und es wird Strom exportiert.



**Abbildung 15:** Entwicklung der Ausfuhr- und Einfuhr-Situation der Schweiz für die letzten zehn Winterhalbjahre und Kalenderjahre sowie des mittleren Saldos (rote Linie) (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2012, S. 34ff.)

Die Ein- und Ausfuhrsgeschäfte haben sich in den letzten Jahre immer mehr in Richtung Börse und OTC-Verträge entwickelt, d.h. Langfristverträge (LTC) haben erheblich an Bedeutung verloren. Das Aussenhandelsvolumen hat dabei stark zugenommen. Betragen die Aus- bzw. Einfuhrenmengen im Jahr 2002 rund 52 bzw. 47 TWh so sind die entsprechenden Werte bis 2012 auf die bereits erwähnten rund 89 bzw. 87 TWh gestiegen.



**Abbildung 16:** Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromaussehenhandel sowie mittlerer Saldo (rote Linie) (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2012, S. 47)





Ergänzend zeigt die obige Abbildung 16 die finanzielle Entwicklung des Stromaussehens. Der Saldo hat sich aufgrund der sinkenden Marktpreise im europäischen Ausland verringert, da die Preisdifferenzen auf den Grosshandelsmärkten zwischen Zeiten zu Grund- und zu Spitzenlast wesentlich kleiner geworden sind. Trotz steigenden Handelsvolumen sind somit die Gewinne aufgrund der Preisentwicklung in den vergangenen vier Jahren gesunken.

## 5.2 Entwicklung Engpassmanagement

Im europäischen Übertragungsnetzverbund gelten die Grenzkoppelungsstellen als Engpässe, welche gemäss Art. 17 Abs. 1 StromVG nach marktorientierten Verfahren zu bewirtschaften sind. Analog den Energiehandelsprodukten werden an allen Schweizer Grenzen die Übertragungskapazitäten in Form von Langfristprodukten (Jahr, Monat), Day-ahead- und Intradayprodukten versteigert. Eine Ausnahme hiervon bilden insbesondere die langfristigen Bezugsverträge aus dem französischen Kernkraftwerkspark. Die Kapazitäten für diese Lieferungen mussten bisher nicht ersteigert werden sondern genießen Vorrang. Bis 2011 wurde die gesamte Netzkapazität zu Frankreich durch die Langfristverträge belegt, seit 2012 stehen dem freien Markt mindestens 610 MW Importkapazität zur Verfügung.

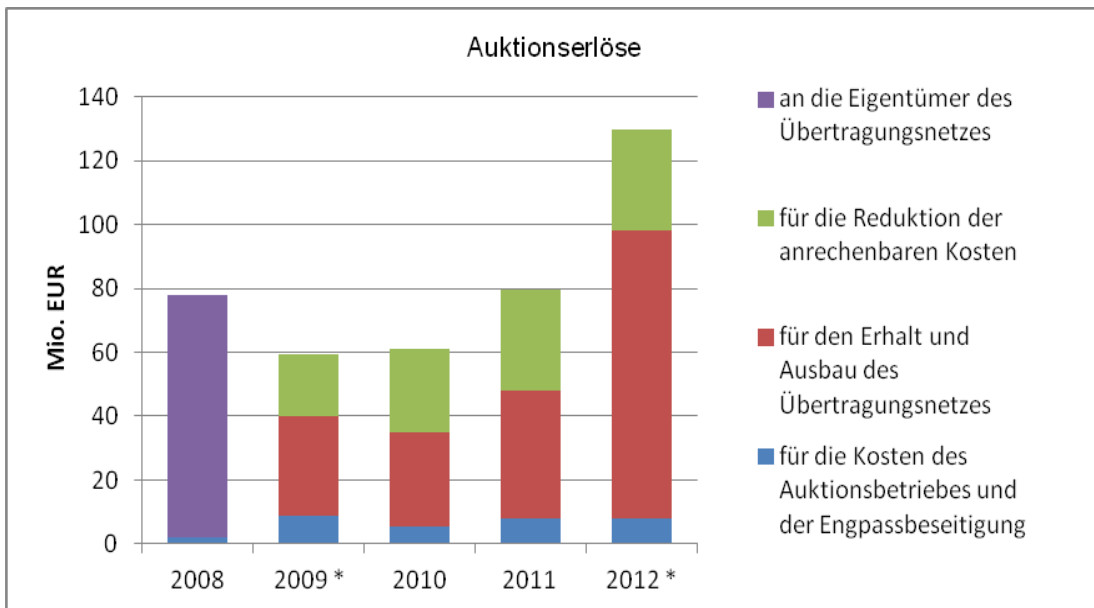
Vor dem Hintergrund der kontinentaleuropäischen Elektrizitätsflüsse ist aus Sicht der Versorgungssicherheit der Schweiz die verfügbare Importkapazität aus dem sogenannten Schweizer Norddach (Grenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich) von zentraler Bedeutung. Die verfügbare Importkapazität von ca. 4500 MW an diesen drei Grenzen beeinflusst die Liquidität im Schweizer Strommarkt, limitiert die Marktmacht der Schweizer Stromproduzenten, ermöglicht den Zugang zum deutschen und französischen Markt und beeinflusst indirekt auch die Importmöglichkeiten von Italien aus Deutschland und Frankreich.

Bis vor wenigen Jahren wurden in Europa die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ausschliesslich in expliziten Auktionen vergeben. Da die Kapazitäten vor der Energiepreisbildung ersteigert werden, besteht das Risiko, dass diese ineffizient genutzt werden, beispielsweise durch Ersteigerung von Kapazität in der dem Preisgefälle gleichgesetzten Richtung oder durch zu hohe Kapazitätspreise. Die EU ist im Rahmen des dritten Energiepakets bemüht, dieser Ineffizienz durch die Einführung von Market Coupling mit impliziten Auktionen zu entgegen.<sup>17</sup> Durch die enge Vermaschung des Schweizer mit dem europäischen Übertragungsnetz hat diese Anstrengung der EU direkten Einfluss auf den Schweizer Strommarkt. Im Intraday-Markt mit Frankreich und Deutschland wurde Mitte 2013 eine implizite Kapazitätsvergabe eingeführt.

Das Schweizer Übertragungsnetz wird durch Transitflüsse vom Norddach nach Italien erheblich belastet. Über die Auktionserlöse, welche die Swissgrid einnimmt, konnten die Tarife ab 2009 für das Übertragungsnetz reduziert und Investitionen finanziert werden. Lagen die Auktionserlöse zwischen 2008 und 2011 jeweils im Bereich von CHF 60 bis 80 Millionen, so sind sie im Jahr 2012 sprunghaft auf über CHF 120 Millionen angestiegen (vgl. die nachfolgende Abbildung 17). Der Anstieg ist insbesondere auf die zunehmende Handelstätigkeit aufgrund steigender Preisvolatilität und zusätzlich auf die Öffnung eines Teils der Importkapazität von Frankreich für den freien Markt zurückzuführen.

---

<sup>17</sup> Bei einer impliziten Auktion werden die Energie und die Transportkapazitäten gleichzeitig vergeben.



**Abbildung 17:** Total an den Schweizer Grenzen eingenommene Auktionserlöse und deren gesetzliche Verwendung (\* Der Entscheid über die Verwendung der Auktionserlöse des Jahres 2009 ist noch nicht rechtskräftig. Die Zahlen aus dem Jahr 2012 sind noch nicht definitiv.) (Quelle: Tätigkeitsbericht der EICOM 2012, S. 28)

### 5.3 Internationaler Preisvergleich

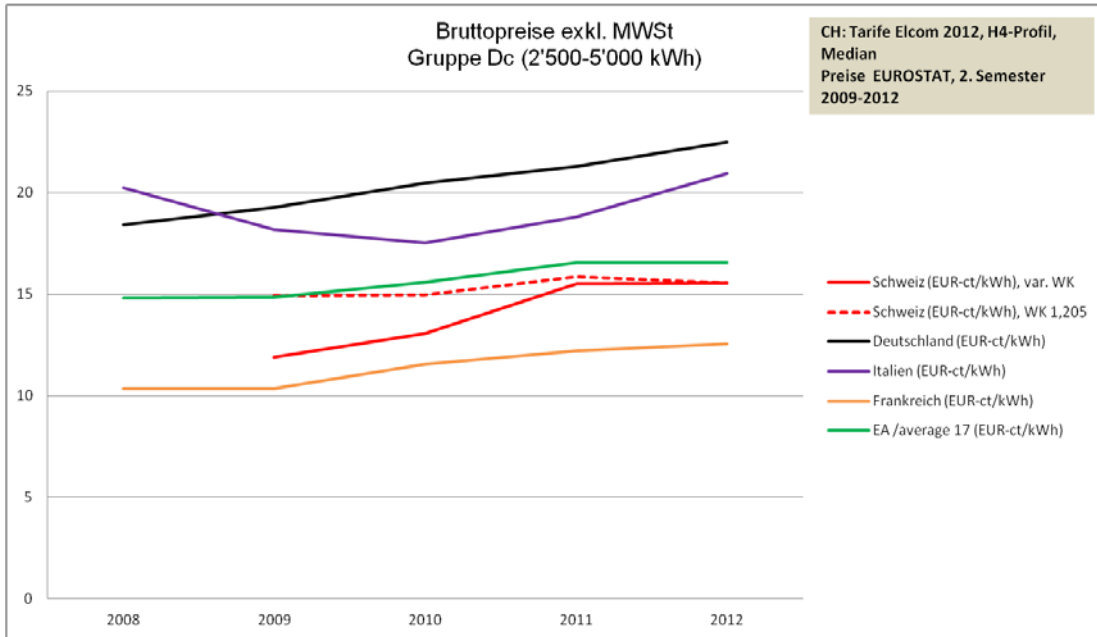
Die Schweizer Strompreise in der Grundversorgung<sup>18</sup> (auf Basis der Tarifinformationen der EICOM) werden im Folgenden mit internationalen Strompreisen verglichen. Bei diesem Vergleich sind gewisse Einschränkungen zu beachten. Diese sind im historischen Erzeugungsmix, vor dem Hintergrund mangelnder Netzkapazitäten und somit verschiedener Preiszonen, dem (teilweisen) Vergleich von Grundversorgungstarifen mit Marktpreisen sowie in unterschiedlichen methodischen Ansätzen zwischen EUROSTAT-Daten und Daten zum Schweizer Markt (inkl. der Segmentierungen der Verbrauchsprofile) zu sehen. Es erfolgt v.a. auch ein Vergleich zu 17 Ländern der EU, welche den Euro eingeführt haben. Somit entfallen weitere Wechselkurseffekte in dem Vergleich.<sup>19</sup>

#### 5.3.1 Private Haushalte

Die Grundversorgungstarife für die privaten Haushalte in der Schweiz (Profil H 4) liegen bei Berücksichtigung eines Wechselkurses von ca. 1,205 CHF/EUR unterhalb der Tarife in Deutschland, Italien sowie leicht unterhalb des EU-Durchschnittes (Basis 17 Länder). Die relative Zunahme des Preises in EUR ist v.a. durch den Wechselkurseffekt bedingt. Dies zeigt im Vergleich die Schweizer Preiskurve mit einem variablen Wechselkurs (var. WK), der auf Basis des Jahresmittels festgelegt wurde.

<sup>18</sup> Diese steht auch den Kunden mit einem Verbrauch von 100 MWh und mehr offen, soweit sie sich nicht für den Markt entscheiden. Marktpreise werden der EICOM nicht gemeldet.

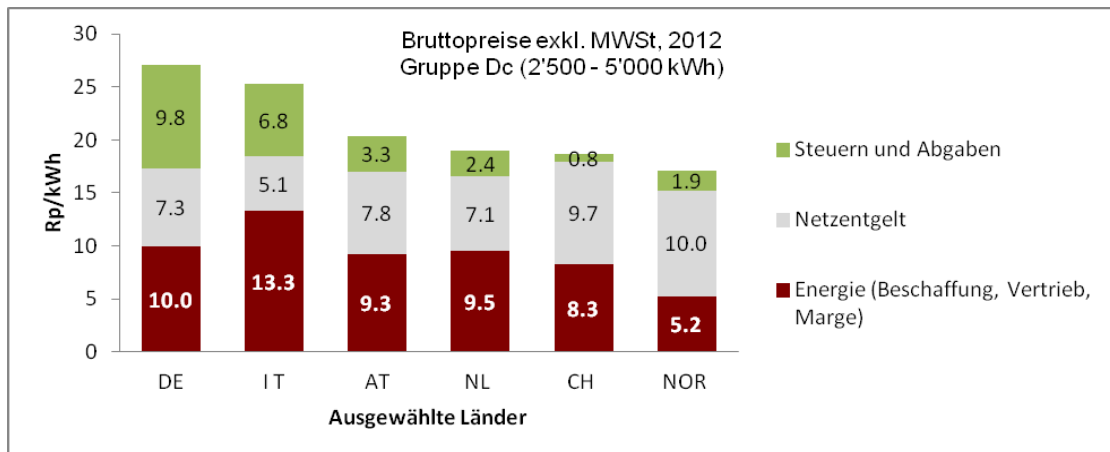
<sup>19</sup> Diese 17 Länder sind Belgien, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Portugal, Slowakei, Slowenien, Spanien und Zypern.



**Abbildung 18:** Preisvergleich International private Haushalte (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 30)

Im Vergleich zu den Nachbarstaaten und zum EU-Durchschnitt (plus ca. zehn Prozent) stiegen die Grundversorgungstarife in der Schweiz von 2009 bis 2012 mit ca. vier Prozent im Schnitt weniger an. Gründe dafür sind insbesondere in steigenden Steuern und Abgaben (z.B. Italien, Deutschland) zu sehen.<sup>20</sup>

Unter Benutzung von Daten der EUROSTAT<sup>21</sup> aus dem Jahre 2012 wird in der folgenden Abbildung ein Überblick über die unterschiedliche Gewichtung einzelner Preiskomponenten gegeben.



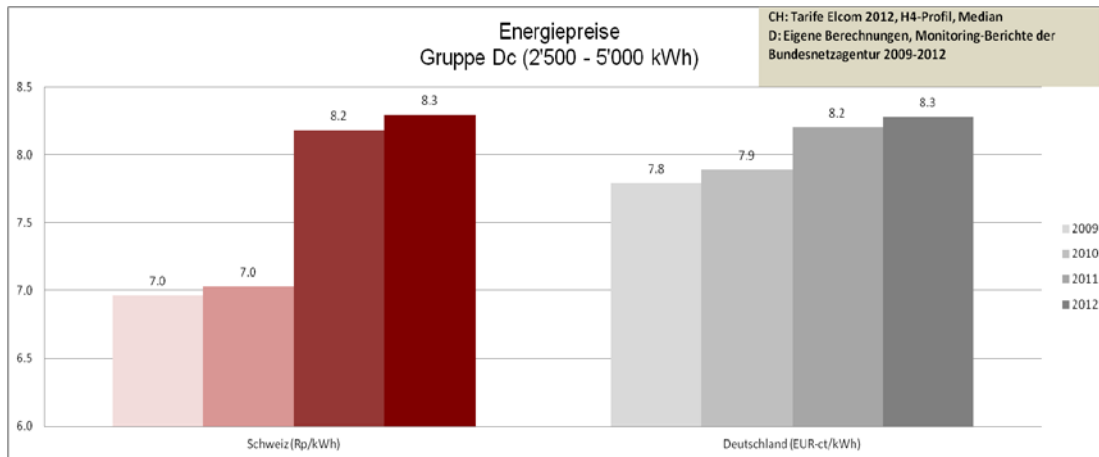
**Abbildung 19:** Preiszusammensetzung in unterschiedlichen Ländern private Haushalte) (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 32)

<sup>20</sup> In der Schweiz wurde das Profil H4 verwendet. Bei den EUROSTAT-Daten die Gruppe Dc.

<sup>21</sup> EUROSTAT, Dokument Electricity Price System, 2013 mit Daten von 2012, vgl. BDS, 2013, a.a.O., S. 31 f.



Bei der Betrachtung der einzelnen Preiskomponenten, speziell auch mit Deutschland, mit dem der Schweizer Markt eng verbunden ist, fällt auf, dass die Energiepreise der Schweiz vergleichsweise günstig sind, jedoch die Netzentgelte höher liegen. Dies dürfte im Vergleich zu Deutschland unter anderem auf die Topographie der Schweizer Stromnetze aber auch auf die seit 2005 im nördlichen Nachbarland greifende Netzregulierung und die dort seit 2009 eingeführte Anreizregulierung zurückzuführen sein.



**Abbildung 20:** Entwicklung Preiskomponente Energie private Haushalte (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 33)

Bei einem näheren Vergleich der einzelnen Preiselemente sind aufgrund der besseren Vergleichbarkeit speziell die Energiepreise von Interesse. Der Anstieg im Segment der privaten Haushalte in der Schweiz ist darauf zurückzuführen, dass die auf Gestehungskosten basierten Kosten der Beschaffungsverträge per 2011 stark gestiegen sind. In einigen Landesgebieten sind die Beschaffungsverträge mehrheitlich auf Marktpreise umgestellt worden.

Ein wesentlicher Grund für die relativ attraktiven Energiepreise in der Schweiz ist die Einfachheit der Vertriebsstrukturen und -strategien. Insbesondere kleine EVU liegen mit ihren Vertriebskosten (inkl. Gewinn des Energievertriebs) bei ca. CHF 60 pro Kunde und Jahr. In Deutschland sind hingegen in der Grundversorgung vergleichsweise hohe Vertriebsmargen von über EUR 100 EUR pro Kunde und Jahr festzustellen. Allerdings sind auf der anderen Seite diese Margen im Wettbewerb bei konkurrierenden Marktangeboten mit 50 EUR relevant niedriger<sup>22</sup> und liegen damit im in der Schweiz beobachteten Bereich.

Die Netzentgelte sind in den Jahren 2009 bis 2011 nahezu konstant geblieben und im Jahr 2012 gefallen (vgl. Abbildung 21 sowie die Abbildung 12). Dies ist insbesondere auf die Senkung des Tarifs für Systemdienstleistungen zurückzuführen, welche sich im Jahre 2013 nochmals verringert haben. Die Entwicklung in Deutschland zeigt im Vergleich, dass seit Beginn der Anreizregulierung die Netzentgelte bis 2011 konstant geblieben sind. Der in 2012 zu verzeichnende Anstieg der Netzentgelte ist auf mehrere Ursachen zurückzuführen: die Einführung eines Faktors für Erweiterungsinvestitionen (u.a. Netzverstärkungen zur Aufnahme erneuerbarer Energien) und dem Wegfall preisdämpfender Regelungen.

<sup>22</sup> Vgl. BDS, 2013, a.a.O., S. 33f.

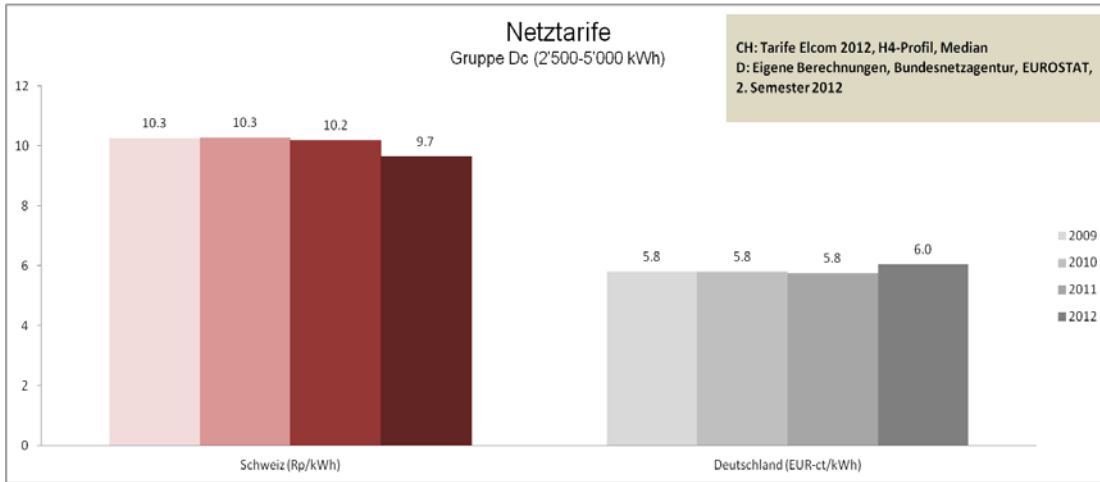


Abbildung 21: Entwicklung Preiskomponente Netz private Haushalte (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 35)

### 5.3.2 Geschäftskunden

Für *kleine Geschäftskunden* in der Schweiz liegen die Stromtarife (ohne Mehrwertsteuer) beim vorliegenden Ländervergleich im Mittelfeld, jedoch unterhalb der Preise in Deutschland und leicht unterhalb des EU-Durchschnittes (Basis 17 Länder, siehe Abbildung 22).<sup>23</sup>

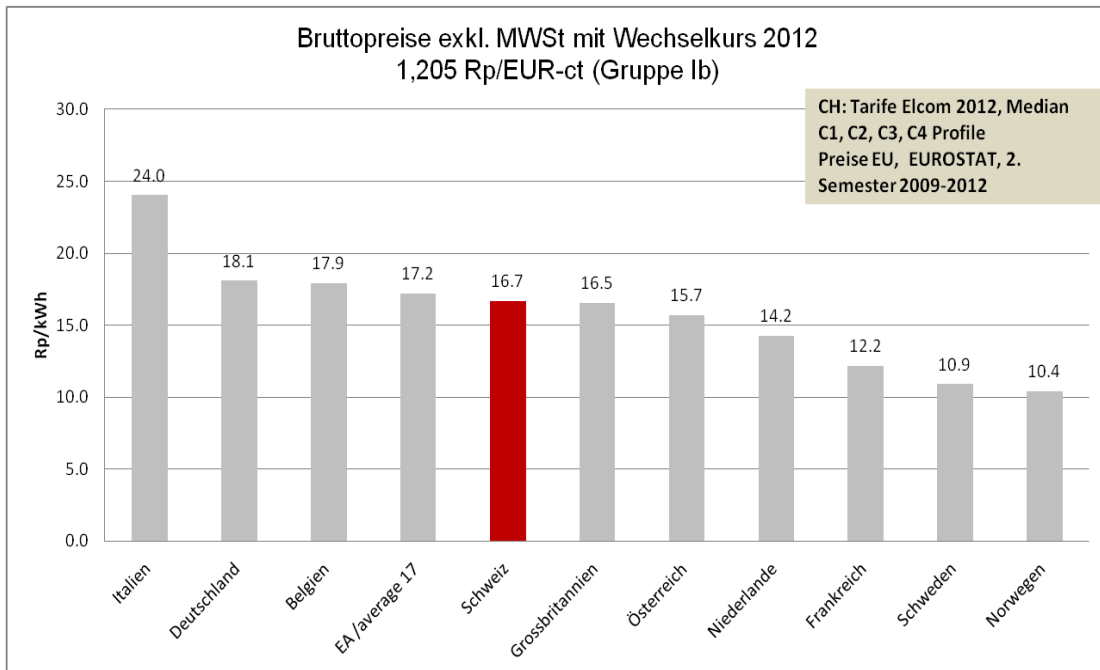


Abbildung 22: Preisvergleich Länder kleine Geschäftskunden (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 36)

Die Stromtarife der kleinen Geschäftskunden stiegen von 2009 bis 2012 im Schnitt weniger stark als im EU Durchschnitt (ca. 12 Prozent). Die Gründe dafür sind wiederum vorwiegend in den steigenden

<sup>23</sup> Für die Schweiz wurde der Median der Tarife C1, C2, C3 und C4 verwendet. Bei den EUROSTAT-Daten die Gruppe Ib.



Steuern und Abgaben zu sehen (in der EU-17 um ca. 40 Prozent). In Deutschland hat jedoch ein intensiver Wettbewerb um Gewerbe- und kleinere Geschäftskunden einen Druck auf die Energiepreise (siehe Abbildung 23) ausgelöst und die vormals relativ hohen Margen in diesem Segment gesenkt. Der Wettbewerb ist somit in diesem Marktsegment intensiver als im Bereich der Haushaltskunden.

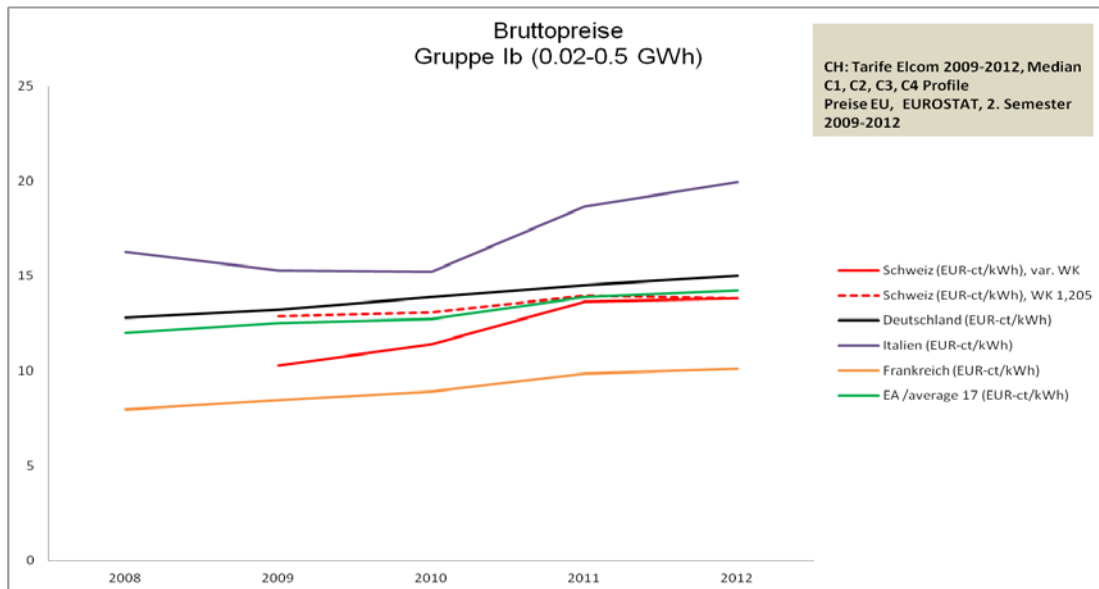


Abbildung 23: Preisvergleich International kleine Geschäftskunden (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 37)

Die Entwicklungen der Schweizer Energiepreise im Segment der kleinen Geschäftskunden zeigt im Gegensatz zu dem handelsmässig wichtigen Nachbarland Deutschland eine steigende Tendenz (Abbildung 24). Dies ist wiederum mit steigenden Gestehungskosten innerhalb der Grundversorgung zu erklären. Die Entwicklung im nördlichen Nachbarland zeigt, dass durch die für das Geschäftskundensegment typische Beschaffung «nahe» Marktpreisniveau die Energiepreise in den letzten Jahren gefallen sind.

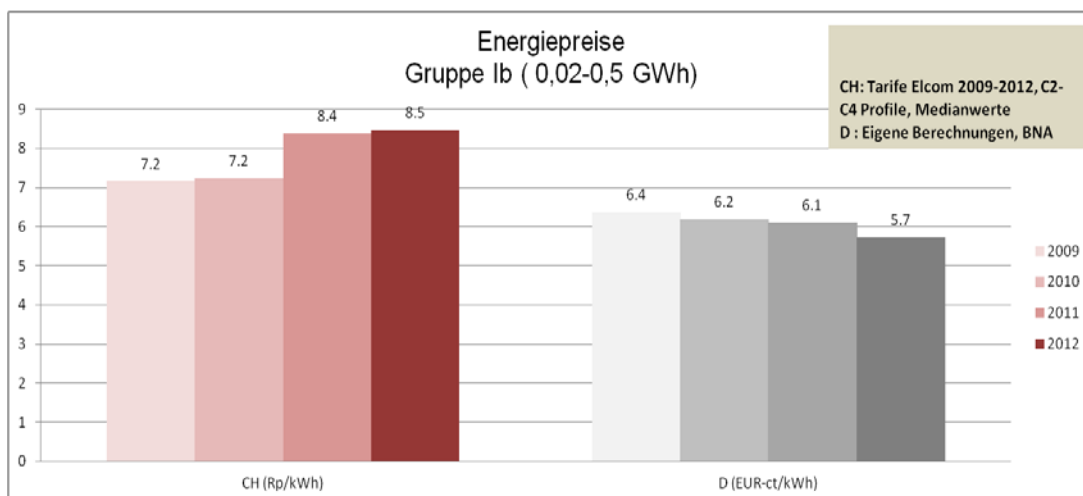


Abbildung 24: Entwicklung Preiskomponente Energie kleine Geschäftskunden (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 38)



Die Netzentgelte im Segment kleine Geschäftskunden sind in der Schweiz auf das Jahr 2010 zunächst gestiegen. Die Gründe dafür waren u.a. höhere Netzkosten durch Aufwertung der Netzinfrastruktur, gestiegene Kosten für Systemdienstleistungen zu Beginn der Marktöffnung und Marktöffnungskosten der Netzbetreiber (u.a. Anpassung von Strukturen und Abläufen). In den folgenden Jahren führten diverse Verfügungen der EICOM zu tendenziell sinkenden Netztarifen.

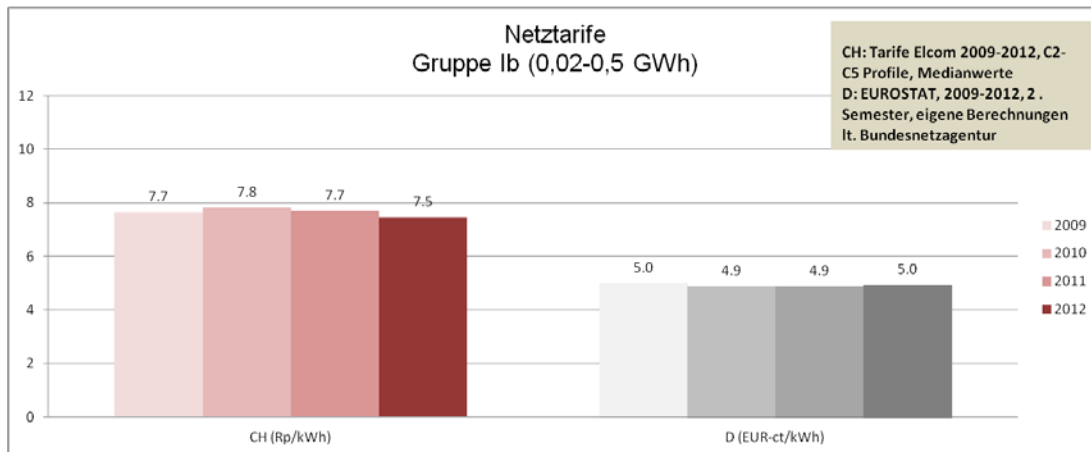


Abbildung 25: Entwicklung Preiskomponente Netz kleine Geschäftskunden (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 39)

Auch im *mittleren Geschäftskundensegment* liegen die Schweizer Tarife im Ländervergleich im Mittelfeld mit recht deutlichem Abstand zu Deutschland und dem EU-Durchschnitt.<sup>24</sup> Insgesamt ist beim Ländervergleich eine grosse Preisspanne zu beobachten. Insbesondere nordische Länder wie Schweden und Norwegen haben aufgrund der günstigen Erzeugungssituation im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sehr geringe Energiepreise. Im Vergleich zu den EU-Mitgliedstaaten sind die Bruttopreise im Segment der mittleren Geschäftskunden in der Schweiz weniger stark angestiegen

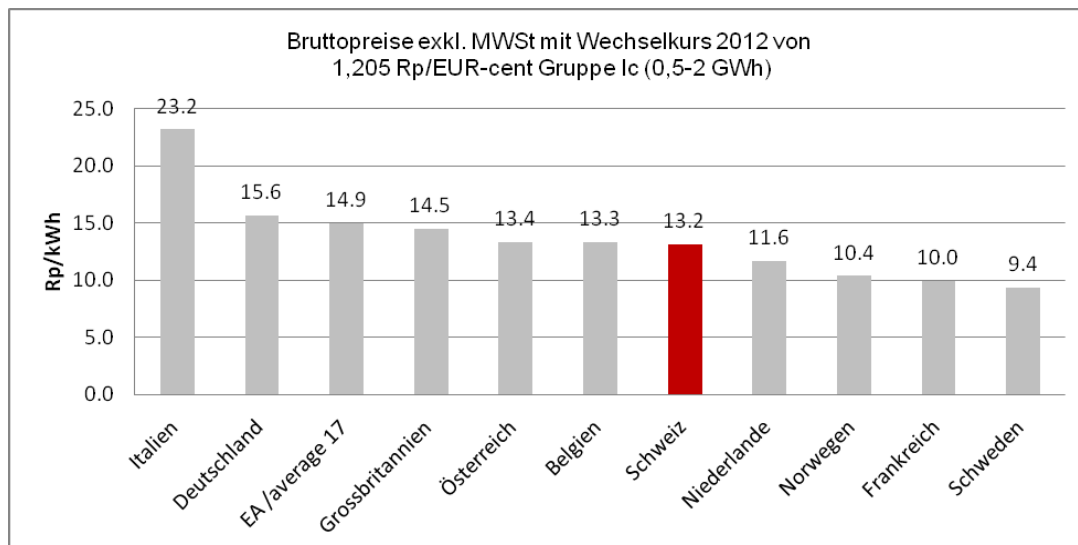


Abbildung 26: Preisvergleich Länder mittlere Geschäftskunden (Quelle: BDS, 2013, a.a.O., S. 40)

<sup>24</sup> Für die Schweiz wurde der Tarife C6 verwendet. Bei den EUROSTAT-Daten die Gruppe Ic.



Ergänzend zu der obigen Abbildung ist anzumerken, dass die Energiepreise bei dieser Kundengruppe seit Einführung des StromVG um insgesamt 19 Prozent gestiegen sind. Grund für diesen starken Anstieg dürften u.a. auch die eingeschränkten Quersubventionierungsmöglichkeiten unter dem StromVG zwischen kleinen und grossen Abnehmern (innerhalb der Grundversorgung) sein.<sup>25</sup> Die Netzentgelte bei den mittleren Geschäftskunden sind in den Jahren 2009 bis 2011 auf einem ähnlichen Niveau geblieben und im Jahre 2012 um rund fünf Prozent gesunken.

#### **5.4 Zusammenfassende Bewertung der Marktintegration und Wettbewerbsfähigkeit**

Unter dem StromVG hat sich das Marktgeschehen in der Schweiz relativ gut entwickelt. Nach anfänglichen Problemen hat sich eine spürbare Wettbewerbsdynamik ergeben, die v.a. auch durch die günstigen Marktpreise in der EU getrieben ist. Dies zeigt sich deutlich in der Entwicklung des Stromaussehenshandels, der im Kontext der ersten Marktöffnung erheblich befördert worden ist. Von dieser Entwicklung profitieren die marktberechtigten Endverbraucher durch sinkende Preise.

Aufgrund der tieferen Marktpreise in der EU ist jedoch neben der Volumenausdehnung eine Reduktion des finanziellen Saldos zu verzeichnen, da die Margen sich relevant verringert haben. Eine weitere Stimulierung der Marktintegration ist durch eine verbesserte Bewirtschaftung der Netzengpässe zu erwarten, speziell befördert durch die Einführung eines Market Couplings.<sup>26</sup>

Im internationalen Vergleich liegt die Schweiz preislich unter dem EU-17-Schnitt, d.h. vergleichsweise günstig positioniert. Auffällig sind die relativ günstigen Energiepreise, welche im Segment der Grosskunden zunehmend Marktpreise sind. Hierin zeigt sich auch der wirtschaftliche Erfolg der durch das StromVG umgesetzten ersten Stufe der Marktöffnung. Bei den Netzkosten ist die Schweiz weniger günstig positioniert. Hierbei ist allerdings die Topografie des Landes zu beachten, die einen internationalen Vergleich einschränkt sowie die eher kurze Frist einer Netzkostenregulierung. Dennoch offenbaren sich in den Zahlen auch mögliche Effizienzpotenziale, die bspw. durch eine auf die Gegebenheiten der Schweiz angepasste Anreizregulierung stärker fokussiert werden könnten.

---

<sup>25</sup> Vgl. BDS, 2013, a.a.O., S. 39f.

<sup>26</sup> Ein solches könnte insbesondere umgesetzt werden, wenn die Schweiz ein Stromabkommen mit der EU abschliesst. Hinzu kommt, dass ein Stromabkommen zu einer Steigerung der Marktintegration der Schweiz in die EU wesentlich beiträgt.





## 6. Zusammenfassende Würdigung

Die Würdigung des StromVG und der zugehörigen StromVV erfolgt unter den Teilaspekten Versorgungssicherheit, Wettbewerbs- und Preisentwicklung sowie regulatorisches und gesetzliches Verbesserungspotenzial. Hierdurch wird einerseits aufgezeigt, inwieweit die Regelungen wirksam sind, d.h. die Versorgungssicherheit gewährleisten und zu mehr Wettbewerb in der Schweiz geführt haben. Als zweckmässig sind dabei Regelungen anzusehen, wenn die dafür eingesetzten Mittel in einem angemessenen Verhältnis zu den erreichten Zielen stehen. Andererseits wird skizziert, inwieweit Verbesserungsmöglichkeiten im aktuellen Regelwerk vorliegen. Bei einer Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der Regelungen des StromVG sind vor allem auch die Kosten der Regulierung mit zu berücksichtigen. Wie in Abschnitt 2.5 gezeigt, stellt die EICom eine im internationalen Vergleich schlanke Regulierungsbehörde dar.

### Versorgungssicherheit

Beurteilt man die Wirkung des StromVG und der StromVV, so ist festzustellen, dass die Versorgungssicherheit in der Schweiz stabil auf einem hohen Niveau ist. Dies zeigen die im internationalen Vergleich sehr guten Kennzahlen im Bereich der Netzstörungen. Zugleich gibt es Indizien für ausgeschöpfte Übertragungsnetzkapazitäten. Durch den geplanten Umbau des Energiesystems im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird die Versorgungssicherheit durch die zunehmend dargebotsabhängige (volatile) Stromproduktion vor neue Herausforderungen gestellt. Diese Herausforderungen werden durch mehrere Instrumente adressiert (Strategie Stromnetze, Smart Grid Roadmap, Wiederaufnahme der Revision StromVG sowie prospektiv auch durch das angestrebte Stromabkommen mit der EU).

### Wettbewerbs- und Preisentwicklung

Das StromVG hat grundlegend zu einer Wettbewerbsentwicklung beigetragen. Von dieser Entwicklung profitiert die Schweiz, insofern als sich bei den marktberechtigten Endverbrauchern und Verteilnetzbetreibern günstigere Beschaffungskonditionen im freien Markt ergeben haben. Diese positive Entwicklung ist neben der Teilmarktöffnung auch durch die sinkenden Grosshandelspreise in der EU getrieben. Nutzniesser dieses Prozesses sind v.a. die Endverbraucher im liberalisierten Segment, die zwischen mehreren Angeboten wählen können. Hinsichtlich der allgemeinen Wettbewerbsentwicklung ist grundsätzlich darauf zu achten, dass die Transaktionskosten eines Wechsels möglichst tief gehalten werden. Im gegenwärtigen Kontext der Teilliberalisierung bilden hohe Messkosten, speziell für marktberichtete Kunden mit einem vergleichsweise geringen Verbrauch, eine Markteintrittsbarriere. Auf möglichst tiefe Wechselkosten wäre somit auch bei einer vollständigen Marktöffnung zu achten.

Die Schweizer Endverbraucherpreise sind in allen Bereichen unter dem EU-17-Durchschnitt.<sup>27</sup> Vergleichsweise tief sind die Energiepreise und v.a. die niedrigen Steuern und Abgaben. Die Grundversorgungspreise für die Haushalte sind seit Einführung des StromVG relativ stabil geblieben. Diese Aussage trifft auch für industrielle Grosskunden zu. Für eine detaillierte Darstellung, vergleiche die Ausführungen in Kapitel 5.3, die auf einer aktuellen externen Studie für das BFE basieren.<sup>28</sup>

---

<sup>27</sup> Der EU-17-Durchschnitt wurde gewählt, um Umrechnung in den Euro zu begrenzen (Einfluss der Wechselkurse).

<sup>28</sup> Siehe die mehrfach erwähnte Studie von BDS. Diese Studie wird vom BFE veröffentlicht.



### Verbesserungspotenzial in der gegenwärtigen (Netz-) Regulierung

Grundlegend ist zu erwähnen, dass verursachergerechte Kostenanlastungen an andere Akteure als Endverbraucher gesetzlich ungenügend geregelt sind (SDL-Kraftwerkstarif, Ausgleichsenergie, ITC-Mindererlöse). Andere Kostenträger wie Bilanzgruppen werden im StromVG nicht genannt. Dies beschränkt die Möglichkeit zur verursachergerechten Kostenanlastung. In dieser Hinsicht müssen neue und/oder präzisere gesetzliche Grundlagen geschaffen werden.

Bei den Systemdienstleistungen ist, unter Berücksichtigung des Gesamtsystems, auf eine möglichst liquide Ausgestaltung dieses Marktes zu achten. Weitere Eingriffsmöglichkeiten im Systemdienstleistungsmarkt können von hoher Bedeutung sein, wenn dieser Markt nicht liquid ist, um möglicher Marktmacht zu entgegnen. Diesen Punkt gilt es bei der künftigen Marktentwicklung weiter zu beobachten.

Um hohen Messkosten als Markteintrittsbarriere zu entgegnen, könnte – verbunden mit einer strikten Umsetzung der gegenwärtigen 600-Franken-Regel – bspw. auch ein Benchmarking dieser Kosten erfolgen, um eine marktorientierte Preisobergrenze genauer zu bezeichnen.

Aus Sicht der Schweizer Regulierungspraxis sind im gegenwärtigen Rahmen zudem in gewissen Bereichen erweiterte Kontrollen der Regulierungsbehörde schwierig durchzusetzen (bspw. Betriebskostenprüfungen). Dies beschränkt potenziell die Wirksamkeit der Regulierung.

### Weitere Entwicklung des StromVG

Vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 und der Entwicklung eines intelligenteren Netzes ist weiterer Regulierungsbedarf zu konstatieren. Das StromVG muss angemessen auf die neuen Herausforderungen angepasst werden. Hinzu kommt, dass im Gesetz Regulierungslücken, wie oben skizziert, geschlossen werden können. Hierunter fällt auch die Regulierung von sogenannten Arealnetzen. Bei einer Gesetzesrevision sollte ferner die Frage der angemessenen Regulierung der Netzentgelte weiter thematisiert werden (bspw. Einführung einer Anreizregulierung, Ausgestaltung der Leistungskomponente in der Tarifierung). Diese stand bis zur Sistierung der Revision StromVG aufgrund des Reaktorunfalls in Fukushima und der sich hieraus ergebenden neuen Energiestrategie im Fokus. Bei einer Weiterentwicklung des StromVG ist zudem angemessen zu berücksichtigen, dass neue Rechtsunsicherheiten entstehen können und bis sich eine neue Praxis herausbilden wird.

### Integration des Schweizer Marktes in die EU

Vor dem Hintergrund des angestrebten Stromabkommens mit der EU gewinnt die Kompatibilität mit den Rahmenbedingungen der EU an Bedeutung. Dies betrifft neben einer weiteren Marktöffnung u.a. die Umsetzung der Anforderungen aus EU-Verordnung REMIT, Verbesserungen im Engpassmanagement sowie die weitere Ausgestaltung der Grundversorgung. Eine umfassende Integration des Schweizer in den europäischen Markt verbessert die Handelsmöglichkeiten der heimischen Branche und stärkt somit die Schweizer Stromdrehscheibe, die nicht zuletzt angesichts sinkender Grosshandelspreise mit ihren traditionellen Geschäftsmodellen auch vor neue Herausforderungen gestellt wird.

### Aktuelle und zukünftige Marktentwicklung

Positive Ergebnisse unter dem StromVG sind neben der Wettbewerbsentwicklung auch der intensivierte Stromaussenhandel. Zudem hat sich der Schweizer Grosshandelsmarkt gut entwickelt und könnte durch die Einführung eines Terminmarktes weiter gestärkt werden. Insofern sind die grundlegenden Regelungen des StromVG als zweckmässig zu bewerten. Abschliessend ist anzumerken,



dass eine im StromVG angelegte vollständige Marktöffnung durch eine verbesserte Marktintegration auch die Versorgungssicherheit der Schweiz abstützen kann.



### **Relevante Literaturquellen:**

BET Dynamo Suisse (BDS), Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der EICom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, Zofingen 2013.

Bundesamt für Energie, Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Bern, 2011.

Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012, Bern 2013.

Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012, Bern 2013.

Bundesamt für Energie, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz 2011, Bern 2012.

Bundesamt für Energie, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2012 – Vorabzug, Bern 2013.

Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (Stand 1.1.2013), Bern 2013

Bundesamt für Energie, Konsultation zur Frage einer Strombörse im Hinblick auf ein mögliches Market Coupling, Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse, Bern 2013.

Council of European Energy Regulators (CEER): 5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Brussels.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICom), Tätigkeitsbericht 2012, Bern 2013.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): System Adequacy Retrospect 2008–2011 (SAR), Brussels.