

TEP Energy GmbH  
c/o ETH Zürich  
Zürichbergstrasse 18  
CH-8032 Zürich

Tel. +41 (0)44 632 06 53  
Fax +41 (0)44 632 10 50  
info@tep-energy.ch  
www.tep-energy.ch



# **CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden**

Schlussbericht

Zürich, 17. Juli 2009

## **Auftraggeber**

Forschungsfonds der Gaswirtschaft (FOGA)  
Forschungsfonds der EV (FEV)

## **Externe Begleitung**

Pierre Strub, nachhaltig wirkt, freischaffender Berater, Basel

## **Auftragnehmer**

### **TEP Energy GmbH**

Technology Economics Policy – Research and Advice  
A spin-off company of ETH Zurich  
c/o ETH Zürich, Zürichbergstr. 18, 8032 Zürich

Dr. Martin Jakob  
+41 44 632 06 53 (office) +41 79 691 16 28 (cell)  
[martin.jakob@tep-energy.ch](mailto:martin.jakob@tep-energy.ch)

## **Autoren**

Dr. Martin Jakob (Projektleitung), TEP Energy, Zürich  
Kathrin Volkart, TEP Energy, Zürich  
Daniela Widmer, TEP Energy, Zürich

## **Mitarbeit**

Beate Grodofzig Fürst, TEP Energy, Zürich  
Nadja Gross, TEP Energy, Zürich

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>5</b>
	Gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung	6
	Grenzbetrachtung	7
	Übersicht und Vergleichswerte	7
	Segmentierung der Stromkunden	8
	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	8
<b>2</b>	<b>Ausgangslage, Zielsetzung und methodisches Vorgehen</b>	<b>11</b>
2.1	Ausgangslage	11
2.2	Fragestellung	13
2.3	Zielsetzung	13
2.4	Problemanalyse und methodisches Vorgehen im Überblick	14
2.5	Systemgrenze der vorliegenden Studie	16
<b>3</b>	<b>Determinanten der CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden</b>	<b>19</b>
3.1	Elektrizitätsbilanz der Schweiz	19
3.2	Verfügbarkeit und Eignung verschiedener Datengrundlagen	20
3.3	Vertraglicher Aussenhandel	22
3.4	Vergleich der schweizerischen Situation mit anderen europäischen Ländern	25
3.5	Engpassmanagement und bilaterale Vereinbarungen	27
3.6	Stromnachfrageprofil	29
3.7	Segmentierung des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden	31
<b>4</b>	<b>Herkunftsnachweis des abgesetzten Stroms</b>	<b>33</b>
4.1	Analyse der Stromherkunft des Konsums und des Stromabsatzes	33
4.2	Entwicklung seit 2005	35
4.3	Abschätzung der CO <sub>2</sub> -Intensität auf Grundlage der Herkunftsnachweise	36
<b>5</b>	<b>Bilanzierung der Importe und Exporte</b>	<b>41</b>
5.1	Methodisches Vorgehen zur Bilanzierung des Stromaussenhandels	42
5.1.1	Bilanzierungsmethode 1	42
5.1.2	Bilanzierungsmethode 2	43
5.1.3	Bilanzierungsmethode 3	44
5.1.4	Bilanzierungsmethode 4	45
5.2	Gemeinsame Datengrundlagen für alle Bilanzierungsmethoden	46
5.2.1	Netto-Landesproduktion der Schweiz pro Stunde und Technologie	46
5.2.2	Brutto-Importe pro Stunde	49
5.2.3	Resultierende Import-Export-Konstellationen zur Illustration der Handelsflüsse	56
5.2.4	Erzeugungsstruktur und CO <sub>2</sub> -Intensität der Nachbarländer	58
5.3	Ergebnisse gemäss den Bilanzierungsmethoden	62
5.3.1	CO <sub>2</sub> -Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 2	62
5.3.2	CO <sub>2</sub> -Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 3	65
5.3.3	CO <sub>2</sub> -Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 4	67
5.4	Die Ergebnisse der betrachteten Bilanzierungsmethoden in der Übersicht	72
<b>6</b>	<b>Modellgestützte Grenz- und Zukunftsbetrachtung</b>	<b>75</b>
6.1	Methodisches Vorgehen	75
6.1.1	Vorgehen und betrachtete Entwicklungspfade	75
6.1.2	Grenzbetrachtung heutige und künftige Zeitpunkte	76
6.1.3	Modellierung	76
6.2	Zugrunde gelegte Eingangsgrössen	77
6.3	Ergebnisse der Entwicklungspfade 1 bis 4	80
6.3.1	Entwicklungspfad 1: Referenz	81

6.3.2	Entwicklungspfad 2: neues KKW in der Schweiz .....	83
6.3.3	Entwicklungspfade 3a und 3b: höhere Gaspreise .....	85
6.3.4	Entwicklungspfad 4: effiziente Nachfrage, Förderung erneuerbarer Energien.....	88
6.3.5	Die Ergebnisse der betrachteten Entwicklungspfade im Überblick .....	91
6.3.6	Diskussion der Ergebnisse und Fazit .....	93
<b>7</b>	<b>Synthese, Schlussfolgerungen und Empfehlungen .....</b>	<b>95</b>
7.1	Synthese .....	95
	Ergebnisse im Überblick: .....	96
	Eingrenzung des plausiblen Bereichs .....	98
	Fazit und Quervergleiche.....	102
	Segmentierung der Stromkunden .....	103
	Direkte betriebliche CO <sub>2</sub> -Emissionen im Vergleich zu indirekten CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	103
	Ausblick.....	103
	Methodisches Fazit .....	104
7.2	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	105
<b>8</b>	<b>Zusammenfassende Würdigung durch externen Begutachter.....</b>	<b>107</b>
<b>9</b>	<b>Literaturhinweise .....</b>	<b>109</b>
<b>10</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>113</b>
10.1	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....	113
10.2	Kurzbeschreibung Modell Balmorel-TEP .....	119
10.3	Weitere Annahmen und Detailinformationen.....	120
10.4	Weitere Ergebnisse der Bilanzierungsmethoden .....	126

# 1 Zusammenfassung

Die CO<sub>2</sub>-Intensität, d.h. die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWh des eingesetzten Stroms ist eine wichtige Eingangsgrösse in Ökobilanzen. Der entsprechende Kennwert ist aber auch energiepolitisch von Bedeutung und stellt sich in Bezug auf

- die Erneuerung des inländischen Kraftwerkparcs vs. eines teilweisen Imports von Strom
- auf den ökologischen Vergleich verschiedener Heizsysteme, insbesondere zwischen fossilen und erneuerbaren Heizanlagen und Elektro-Wärmepumpen.

Mit Verweis auf die Stromproduktion in der Schweiz wird oft von einem CO<sub>2</sub>-freien Strommix ausgegangen. Aufgrund der Ausgangslage eines intensiven Stromaustausches zwischen der Schweiz und dem Ausland ist jedoch eine differenziertere Betrachtung erforderlich. Vor dem Hintergrund einer zum Teil intransparenten Datenlage hatte die vorliegende Studie zum Ziel, Grundlagen zur angesprochenen Thematik zu liefern und die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden zu ermitteln. Die CO<sub>2</sub>-Intensität wurde für folgende Fälle bestimmt:

- für eine gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung
- in tages- und jahreszeitlicher Differenzierung
- für eine zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung
- für ein normales Nachfrageprofil und ein Heizungsprofil
- für Bezüger von zertifiziertem Ökostrom und die übrigen Bezüger (so genannter Normalstrom-Bezüger)

Entsprechend der Fragestellung und der Datenlage kamen unterschiedliche Methoden zur Anwendung, welche sich zum Teil ergänzen. Für die gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung kamen zwei Methoden zur Anwendung.

Zu einen wurde die Herkunft des Stroms gemäss Herkunftsnachweis (HKN) analysiert. Der Einfluss, welcher der relativ hohe Anteil von rund 21% aus unbekanntem Energiequellen auf die CO<sub>2</sub>-Intensität hat, wurde explorativ aufgezeigt.

Zum anderen wurden die verfügbaren Daten zum Stromaustausch zwischen der Schweiz und dem Ausland sowie zur Stromerzeugungsstruktur ausgewertet. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden gemäss drei von vier grundsätzlich möglichen Methoden bilanziert. Ausser vor gelassen wurde der zwar oft verwendete, aber nicht realistische Ansatz, die Zusammensetzung des Stromkonsums mit dem Produktionsmix gleichzusetzen. Die drei angewandten Bilanzierungsmethoden (BM) sind wie folgt definiert, wobei die Bilanzierung in der zeitlichen Auflösung einer Stunde erfolgte:

BM2: Verbrauchermix = Mix Inlanderzeugung + Brutto-Importe

BM3: Verbrauchermix = Mix Inlanderzeugung – Brutto-Exporte + Brutto-Importe

BM4: Verbrauchermix = Mix Inlanderzeugung – Exportsaldo + Importsaldo

Die zukunftsgerichtete Durchschnitts- und Grenzbetrachtung erfolgte unter Einsatz eines europäischen Kraftwerkparkmodells. Für mehrere Paare von Entwicklungspfaden, welche sich jeweils nur in Bezug auf die Stromnachfrage in der Schweiz unterschieden, wurde die jeweils ökonomisch optimale Kraftwerksparkzusammensetzung ermittelt. Aus dem paarweisen Vergleich dieser Entwicklungspfad-Paare, d.h. aus der Differenz der Stromerzeugung und der Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen, lässt sich damit die Grenz-CO<sub>2</sub>-Intensität der Zusatznachfrage ermitteln.

Diese angewandte Methodik der Grenzbetrachtung erlaubt es, die CO<sub>2</sub>-Intensität von einzelnen Stromanwendungen wie z.B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, spezifisch zu berechnen, in dem auf ihr zeitliches Nachfrageprofil Bezug genommen wird. Die Tendenz zur verstärkten Kopplung der Strommärkte (market coupling) stützt den methodischen Ansatz, die zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung mittels eines europäischen Strommarktmodells durchzuführen. Letztlich ist weniger die geographische als vielmehr die technologische Herkunft des Stroms für die CO<sub>2</sub>-Intensität entscheidend.

### **Gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung**

Bei der Bilanzierung der gegenwärtigen Stromflüsse sind im Quervergleich der verschiedenen Bilanzierungsmethoden (BM) zunächst deutliche Unterschiede bei den resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensitäten festzustellen (die CO<sub>2</sub>-Intensitäten liegen ungewichtet zwischen gut 30 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und 190 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> bzw. zwischen 50 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und 205 g CO<sub>2</sub>/kWh bei Gewichtung mit einem Heizungsprofil), welche in der Folge weiter eingegrenzt werden, siehe weiter untenstehend.<sup>1</sup> Am höchsten sind sie bei der Methode BM3, bei welcher der gesamte Brutto-Import mit einem nurmehr geringen Anteil an schweizerischer Produktion gewichtet gemittelt wird, denn die Brutto-Exporte werden bei der BM3 vorgängig in Abzug gebracht. Am geringsten sind die CO<sub>2</sub>-Intensitäten bei der Methode BM4, weil hier nur stündlich saldierte Flüsse betrachtet und nur Stunden mit Importüberschuss einbezogen werden: Importe während Stunden mit Exportüberschuss fließen nicht in die Bilanz ein und gleichzeitig stattfindende Importe und Exporte werden als Durchflüsse betrachtet.

Die Analysen des Stromaustausches, die verfügbaren Informationen zur Stromherkunft, insbesondere zum Anteil ausländischer Herkunft, sowie die Ergebnisse der drei angewandten Bilanzierungsmethoden erlauben es, den Bereich, in dem

---

<sup>1</sup> Hierbei handelt es sich um betriebliche fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke. Nicht enthalten in diesen Werten sind indirekte Emissionen aus dem Bau und dem Rückbau der Kraftwerke sowie aus der Primärenergiegewinnung (Bergbau, Umwandlungssektor, Transport der Primärenergieträger Uran, Kohle, Erdgas etc. (zusätzlich rund 10 g CO<sub>2</sub> pro kWh Stromabsatz in der Schweiz) sowie weitere Treibhausgasemissionen (weitere rund 10 bis 20 g CO<sub>2</sub> pro kWh Stromabsatz in der Schweiz).

die CO<sub>2</sub>-Intensität liegt, einzugrenzen. Die Eingrenzung erfolgte u.a. aufgrund eines Plausibilitätschecks und eines Quervergleichs der Import- und Exportflüsse. Die Bilanzierungsmethoden BM2 und BM4 kommen demnach den tatsächlichen Stromflüssen (Exporte, Importe sowie deren Verwendung) am nächsten, währenddem BM3 als eher unplausibel erscheint. Damit ergibt sich im Ergebnis der Gegenwartsbetrachtung folgender Wertebereich:

- Gegenwärtig liegt der durchschnittliche Wert der CO<sub>2</sub>-Intensität zwischen 80 und 110 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>
- Durch die Gewichtung eines Heizungsprofils ergibt sich in der Durchschnittsbetrachtung über das Jahr gesehen eine Erhöhung von 15 bis 20 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>

Im Jahresmittel sind die Unterschiede zwischen den mit einem Heizungsprofil gewichteten und den ungewichteten CO<sub>2</sub>-Intensitäten also relativ gering. Die Höhergewichtung der winterlichen CO<sub>2</sub>-Intensitäten wird mehr oder weniger kompensiert durch eine geringere Gewichtung der sommerlichen CO<sub>2</sub>-Intensitäten.

### **Grenzbetrachtung**

Durch Differenzbildung von Paaren von Entwicklungspfaden bis 2040 ohne bzw. mit zusätzlicher Wärmepumpen-Nachfrage konnte die CO<sub>2</sub>-Intensität dieser Zusatznachfrage bestimmt werden. Diese Differenzbildung wurde für vier unterschiedliche Entwicklungspfade durchgeführt: Referenz, mit Zubaumöglichkeit von Kernkraft in der Schweiz, erhöhter Gaspreis sowie effiziente Nachfrage und Förderung erneuerbarer Energien. In dieser Grenzbetrachtung liegt die CO<sub>2</sub>-Intensität des zusätzlichen Stroms derzeit zwischen rund 350 und 400 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und künftig zwischen 200 und 350 CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, je nach Szenario.

Mit einer CO<sub>2</sub>-Intensität in dieser Grössenordnung ist bei einer Stromnachfragesteigerung durch Wärmepumpen zu rechnen, wenn in der Schweiz nicht zusätzliche Massnahmen getroffen werden, um die CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Nachfrage weiter einzugrenzen (siehe Empfehlungen).

### **Übersicht und Vergleichswerte**

Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse in der Übersicht. Zum Vergleich: die CO<sub>2</sub>-Intensität von Kohlekraftwerken liegt zwischen 850 und 950 CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> (Steinkohle) und diejenige von Gaskraftwerken zwischen 500 und 600 CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> (heute) bzw. 350 bis 400 CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> (künftig).

Die CO<sub>2</sub>-Intensität einer neuen WP-Heizung und die damit verbundenen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich durch die Division der ermittelten CO<sub>2</sub>-Intensität durch den Jahresnutzungsgrad der WP, also typischerweise durch 2.5 bis 4. Pro thermische kWh liegt die CO<sub>2</sub>-Intensität also 40% bis 75% tiefer. Beim Ersatz von Elektroboilern und -heizungen ist die ermittelte CO<sub>2</sub>-Intensität direkt massgebend.

Zum Vergleich: der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor pro thermische kWh Nutzwärme liegt bei Erdgasheizungen etwa bei 220 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> und bei Ölheizungen bei etwa 290 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>.

Tabelle 1 Wertebereich für CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden (g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>) gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen<sup>1</sup>

	Stromabsatz an CH-Endkunden g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>
Durchschnittliche Gegenwartsbetrachtung	80-110
Mit Wärmepumpen-Profil gewichtete Gegenwartsbetrachtung	95-125
Gegenwartsbezogene Grenzbetrachtung mit WP-Profil (2010-2020)	340-400
Zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung mit WP-Profil (2020-2040)	200-350
Zukunftsgerichtete Durchschnittsbetrachtung (2020-2040)	310-400

Quelle: TEP Energy

## Segmentierung der Stromkunden

Die in der Tabelle 1 angegebenen Werte gelten für die Schweizer Konsumenten im Durchschnitt. Wenn davon ausgegangen wird dass die CO<sub>2</sub>-Intensität für Kunden, welche spezielle Ökostromprodukte beziehen, ungefähr bei Null liegt, ergeben sich für die übrigen Kunden derzeit rund 8% höhere Werte als in Tabelle 1 angegeben. Bei weiterer Verbreitung von Ökostromprodukte wird sich die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms von Versorgern und Kunden, welche nicht gezielt in Ökostromprodukte investieren oder solche beziehen, weiter erhöhen.

## Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Insgesamt zeigen die Ergebnisse auf, dass sich die bisher in der Energiepolitik und bei den Konsumenten stark verbreitete Auffassung vom „CO<sub>2</sub>-freien Schweizer Strom“ nicht aufrechterhalten lässt. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Absatzes des Stroms an Schweizer Endkunden beträgt aufgrund der durchgeführten Analysen in der Durchschnittsbetrachtung derzeit zwischen 80 und 110 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. In der zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung, welche für Energiepolitik- und Investitionsentscheide relevant ist, beträgt die Untergrenze für ein Heizungsnachfrageprofil 200 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und der wahrscheinliche Wert gut 300 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, sofern in der Schweiz keine spezifischen Massnahmen getroffen werden. Für zukunftsgerichtete energiepolitische Entscheidungen ist eine Grenzbetrachtung unerlässlich und entsprechend sind diese letztgenannten Werte von besonderer Relevanz.

Es wird empfohlen, die CO<sub>2</sub>-Intensität des schweizerischen Stromkonsums in verschiedener Instanz zu berücksichtigen, z.B. in Ökobilanzen, in kantonalen Energiegesetzgebungen, sowie bei der Vermarktung von Wärmepumpen. Ebenso wird empfohlen, die Transparenz bzgl. Herkunft des Stroms zu erhöhen und auf



die weitere Erhöhung der Jahresnutzungsgrade von WP sowie auf den Ersatz Elektroheizungen und -boiler hinzuwirken.



## 2 Ausgangslage, Zielsetzung und methodisches Vorgehen

### 2.1 Ausgangslage

Die CO<sub>2</sub>-Intensität<sup>2</sup> der Stromerzeugung bzw. des eingesetzten Stroms übt einen grossen Einfluss auf Bewertungen von CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmöglichkeiten und von Politikinstrumenten zum Klimaschutz wie z.B. zur Steigerung der Energieeffizienz und zur schnellen Diffusion von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien aus. Diese CO<sub>2</sub>-Intensität des in der Schweiz eingesetzten Stroms ist dabei immer wieder Gegenstand von energie- und klimapolitischen Diskussionen. Die Frage der CO<sub>2</sub>-Intensität, d.h. der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWh Strom, stellt sich

- zum einen bei der Diskussion der inländischen Kraftwerkparkserneuerung vs. Import von Strom aus ausländischen Kraftwerken und
- zum anderen beim Vergleich von verschiedenen Heizsystemen, insbesondere zwischen fossilen und erneuerbaren Heizanlagen, Elektroheizungen und -Wärmepumpen.<sup>3</sup>

In beiden Fällen ist der angenommene Strommix von entscheidender Bedeutung.

In ihren Extrempositionen wird auf der einen Seite von CO<sub>2</sub>-freiem Strom ausgegangen, dies mit dem Verweis auf die Stromerzeugung in der Schweiz, welche vorwiegend auf Wasser- und Kernkraft basiert. Auf der anderen Seite wird der stark mit Braunkohle belastete Importstrom ins Feld geführt. Solch unterschiedliche Standpunkte können sich insbesondere deshalb ergeben, weil die Schweiz in ein länderübergreifendes Stromnetz eingebunden ist. Zum einen ist die Schweiz aufgrund ihrer energiewirtschaftlichen Ausgangslage und der geografischen Lage ein Transitland und zum anderen betreiben wichtige Unternehmen einen intensiven Stromaustausch mit dem Ausland, was jeweils nicht oder unterschiedlich berücksichtigt wird.

Anlass zu unterschiedlichen Standpunkten geben insbesondere auch verschiedene methodische Ansatzpunkte, welche von einer statischen vergangenheits- oder gegenwartsbezogenen Durchschnittsbetrachtung bis hin zu einer dynamischen, zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung reichen können.

Die Diskussion im Bereich Klima- und Energiepolitik ging lange davon aus, dass der in der Schweiz eingesetzte Strom CO<sub>2</sub>-frei sei, weil die Schweiz ihren Strom

---

<sup>2</sup> Der Begriff Intensität wird häufig in der Ökonomie verwendet als Energienachfrage oder CO<sub>2</sub>-Emission pro BIP oder pro Umsatzeinheit. In diesem Bericht CO<sub>2</sub>-Intensität als CO<sub>2</sub>-Gehalt pro kWh Strom verstanden.

<sup>3</sup> Gemäss Prognos et al. (2008) entfallen etwa 9% der Stromnachfrage auf den Verwendungszweck Raumwärme und etwa 4% auf den Verwendungszweck Warmwasser.

weitgehend auf der Basis von Wasserkraft und Kernkraft erzeugt. Die Schweiz ist aber in einen länderübergreifenden Stromverbund eingebunden und betreibt insbesondere mit ihren Nachbarländern einen intensiven Stromhandel. Mengemässig entsprechen Import und Export rund 75% bis 80% der inländischen Stromerzeugung bzw. der Stromnachfrage. Die Herkunft und die CO<sub>2</sub>-Intensität des in der Schweiz abgesetzten Stroms entsprechen deshalb nicht zwangsläufig dem inländischen Produktionsmix.

Vor dem Hintergrund eines fortschreitenden Klimawandels, einer zunehmenden Ressourcenknappheit, insbesondere des Erdölangebots, und einer bevorstehenden Erneuerungs- und Umstrukturierungsphase der Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz, in Deutschland und im übrigen Europa besteht ein grosses Bedürfnis nach objektiven Entscheidungsgrundlagen. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des eingesetzten Stroms spielt auch bei der Bewertung von CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmöglichkeiten und Politikinstrumenten zum Klimaschutz eine entscheidende Rolle.

Mit der vom Bundesrat eingeführten Vorschrift zur Stromkennzeichnung werden ab 2006 alle Lieferanten von Elektrizität verpflichtet die Produktionsart und die Herkunft des gelieferten Stroms den Kunden und Kundinnen mitzuteilen. Damit können erstmals genauere Angaben zur Herkunft und zur Zusammensetzung des Lieferantenmix, also zum Strommix an der Steckdose der Endverbraucher erfasst werden. Der Evaluationsbericht zur Stromkennzeichnung zeigt, dass im Jahr 2005 rund 63% des gelieferten Stroms in der Schweiz produziert wurde. 41% der gesamten Liefermenge stammten aus Kernenergie, 34% aus Wasserkraft und weniger als 1% aus neuen erneuerbaren Energiequellen. Bei 21% waren Herkunft und Zusammensetzung nicht überprüfbar. Diese Resultate verdeutlichen die Wichtigkeit einer Berücksichtigung des Stromaussenhandels.

Gleichzeitig erhält die Schweiz mit dem Herkunftsnachweis klare rechtliche Rahmenbedingungen, die den internationalen Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien erleichtern. Dies ist insbesondere für die Wasserkraft-Exporte ins Ausland von Bedeutung.

In der Tendenz ist das grundlegende Interesse an der Fragestellung zunehmend: zum einen war der Stromaustausch mit dem Ausland in den letzten Jahren ansteigend und dürfte künftig weiter zunehmen, zum Teil auch in Form von Exporten von Grünstrom-Zertifikaten. Mit zunehmendem Handel wird der Anteil an nicht identifizierbarem Strom grösser, sofern nicht ein europaweites System geschaffen wird, mit welchem die technologische und geografische Herkunft nachvollziehbar gemacht wird. Zum anderen werden, zum Teil aus klimapolitischen Gründen, zunehmend fossile Energieträger durch Strombasierte Anwendungen substituiert (z.B. Wärmepumpen, im Industriebereich) und es werden entsprechende Strategien entwickelt (z.B. im Verkehrsbereich).

## 2.2 Fragestellung

Für die Bewertung verschiedener klima- und energiepolitischer Politikmassnahmen sowie CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien ist der zugrunde liegende Strommix und dessen CO<sub>2</sub>-Intensität von entscheidender Bedeutung. Energiepolitisch von Bedeutung ist die Frage der CO<sub>2</sub>-Intensität insbesondere

- in Bezug auf die Erneuerung des inländischen Kraftwerkparcs vs. eines teilweisen Imports von Strom aus dem Ausland mit entsprechend induzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- in Bezug auf den ökologischen Vergleich verschiedener Heizsysteme, insbesondere zwischen fossilen und erneuerbaren Heizanlagen und Elektro-Wärmepumpen.

Aufgrund der Ausgangslage, bestimmt durch einen intensiven Stromaustausch zwischen der Schweiz und dem Ausland, ist die CO<sub>2</sub>-Intensität nicht direkt anhand der inländischen Erzeugungsstruktur zu bestimmen. Der Evaluationsbericht Stromkennzeichnung (Brunner und Farago, 2007) hat zudem gezeigt, dass trotz rechtlicher Verpflichtung zum Herkunftsnachweis rund ein Fünftel des in der Schweiz abgesetzten Stroms aus unbekanntem Energiequellen stammt.

## 2.3 Zielsetzung

Die vorliegende Studie hatte zum Ziel, Grundlagen zur angesprochenen Thematik zu liefern und die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden zu ermitteln. Ziel des Projektes war es insbesondere, die Diskussion um die CO<sub>2</sub>-Intensität gemäss ihren potenziellen Fragestellungen zu strukturieren und zu versachlichen. Vor dem Hintergrund der oben formulierten Problemstellung verfolgte das Projekt folgende konkrete Zielsetzungen:

- Systematisierung der Zuordnung zwischen den verschiedenen Arten der CO<sub>2</sub>-Intensität und verschiedenen Typen von Fragestellungen, bei denen die CO<sub>2</sub>-Intensität eine Rolle spielt.
- Verbesserung der Information über Stromherkunft und eingesetzte Kraftwerkstypen während verschiedener Zeitabschnitte.
- Die CO<sub>2</sub>-Intensität sollte für folgende Fälle bestimmt werden:
  - Für eine gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung
  - In tages- und jahreszeitlicher Differenzierung
  - Für eine zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung
  - Für ein normales Nachfrageprofil und ein Heizungsprofil

- Bei der CO<sub>2</sub>-Intensität sollte zudem zwischen dem durchschnittlichen Stromverbrauch in der Schweiz sowie zwischen speziell als Ökostrom abgesetztem und übrigem Strom („Normalstrom“) differenziert werden.

Während für die gegenwartsbezogenen Durchschnittsbetrachtung insbesondere die zentrale Frage darin besteht, wie der Stromaussehandel in der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Intensität mitberücksichtigt werden soll, ist bei der zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung entscheidend, wie sich die Zusammensetzung des zu berücksichtigenden Kraftwerksparks künftig entwickelt.

## 2.4 Problemanalyse und methodisches Vorgehen im Überblick

Die Annahme einer nahe bei Null liegenden CO<sub>2</sub>-Intensität hatte während der langen Perioden mit Überschuss an inländischer CO<sub>2</sub>-armer Stromerzeugung und langfristig abgesicherten Nuklearstromimporten aus Frankreich zumindest in einer vereinfachten Durchschnittsbetrachtung eine gewisse Berechtigung. Bereits Ménard et al. (1998) zeigten jedoch auf, dass der Stromaussehandel einen entscheidenden Einfluss auf den für die Schweiz geltenden Strommix und damit die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms haben kann. Aufgrund der jüngsten Entwicklungen einer zunehmenden inländischen Nachfrage bei eher stagnierender Produktion, eines verstärkten Stromhandels im Licht der Liberalisierung der europäischen Märkte, eines wachsenden Handels mit grünen Zertifikaten und der anstehenden Erneuerung der Kraftwerksparkes im In- und Ausland ist jedoch eine differenzierte Betrachtung angezeigt.

Das methodische Vorgehen wird stark durch die fehlende Transparenz der physikalischen und insbesondere der kommerziellen Stromflüsse zwischen der Schweiz und dem Ausland bestimmt. Die verfügbaren Statistiken und die Literatur mit Bezug zu Stromherkunft und CO<sub>2</sub>-Intensität sind entweder veraltet oder decken nur Teilbereiche der relevanten Fragestellung ab.

- Der Bericht *Strommix in Ökobilanzen* von Ménard, Dones und Gantner (1998) bildet eine gute methodische Grundlage. Die Resultate basieren aber auf einer Datenlage, welche mittlerweile rund zehn Jahre zurück liegt.
- Der Bericht *Graue Treibhausgas-Emissionen der Schweiz 1990-2004* (BAFU, 2007) weist Jahresdurchschnittswerte aus und basiert auf dem Modellansatz, nach welchem sich der Verbrauchermix aus Inlandsmix und Importmix zusammensetzt, wobei zeitlich kongruente Transitflüsse nicht bereinigt wurden.
- Der Bericht *Evaluation Einführung der Stromkennzeichnung* von Brunner und Farago (2007) identifiziert die Herkunft des in der Schweiz abgesetzten Stroms, dies jedoch nur zu rund 80% und nur als Durchschnittswert für das Basisjahr 2005.

- Die Schweizerische Elektrizitätsstatistik und weitere statistische Informationen des Bundesamts für Energie (BFE) geben Auskunft über Import- und Exportflüsse für verschiedene Zeitpunkte und -abschnitte, nicht jedoch über die daran beteiligten Kraftwerkstypen.
- Die Statistiken der UCTE und der ETSO erlauben zeitliche differenzierte Auflösung der Importe und der Exporte ihrer Mitgliedsländer, beinhalten jedoch nur stündlich saldierte Werte und haben keinen direkten Bezug zum Stromerzeugungsmix.

Das Problem lässt sich damit auf die Kernproblempunkte der fehlenden bzw. unvollständigen öffentlich zugänglichen Information über die Stromherkunft und über eingesetzte Kraftwerkstypen während verschiedener Zeitabschnitte zurückführen.

Entsprechend der Fragestellung und der Datenlage kommen unterschiedliche Methoden zur Anwendung, welche sich zum Teil ergänzen (Methodenkomplementarität):

- Analyse der Herkunft des abgesetzten Stroms
- Bilanzierung der Produktion sowie der Importe und Exporte
- Modellgestützte Grenz- und Zukunftsbetrachtung

Die beiden erstgenannten Methoden dienen der Gegenwarts- und Durchschnittsbetrachtung.

Für die gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung wird die Herkunft des Stroms gemäss Herkunftsnachweis analysiert und mittels ergänzender Annahmen die CO<sub>2</sub>-Intensität abgeschätzt. Zudem wurden die verfügbaren Statistiken zum Stromaustausch zwischen der Schweiz und dem Ausland ausgewertet. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden, in Anlehnung an Ménard et al. (1998), gemäss drei unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden verrechnet.

Der Quervergleich der resultierenden Stromflüsse ermöglicht es basierend auf den unterschiedlichen Bilanzierungsmethoden und Datengrundlagen, den plausiblen Wertebereich der CO<sub>2</sub>-Intensität einzugrenzen.

Die zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung erfolgt unter Einsatz eines europäischen Kraftwerkparkmodells. Für mehrere Paare von Entwicklungspfaden, welche sich jeweils nur in Bezug auf die Stromnachfrage in der Schweiz unterscheiden, wurde die jeweils ökonomisch optimale Kraftwerksparkzusammensetzung ermittelt.

Durch Differenzbildung von Entwicklungspfad-Varianten ohne bzw. mit zusätzlicher Stromnachfrage durch Wärmepumpen kann damit deren CO<sub>2</sub>-Intensität bestimmt werden. Indem diese Differenzbildung für vier unterschiedliche Entwicklungspfade durchgeführt wird, lässt sich das zu erwartende Ergebnis relativ gut eingrenzen.

In einem letzten Arbeitsschritt wird der Stromabsatz in die Schweiz bzgl. Ökostrom und sogenanntem Normalstrom strukturiert. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des zertifizierten Stromabsatzes an inländische Endkunden werden von der Gesamtfracht in Abzug gebracht und der Rest der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromabsatzes ins Inland wird dem inländischen nicht-zertifizierten Strom zugeordnet.

## 2.5 Systemgrenze der vorliegenden Studie

Die vorliegende Studie hatte zum Ziel, die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden zu bestimmen und zwar für eine Gegenwarts- und Durchschnittsbetrachtung und eine zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung. Bedingt durch die Aufgabenstellung, die angewandten Methoden und die Datenlage wurde bei den durchgeführten Analysen von folgenden Systemgrenzen ausgegangen:

- Im Zentrum des Untersuchungsgegenstandes stehen die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Betrieb der Kraftwerke im In- und Ausland. Weil die betrieblichen Emissionen bei den fossilen Kraftwerken, welche das Ergebnis stark bestimmen, den Grossteil der Emissionen ausmachen, würden sich die zentralen Aussagen bei einem Einbezug der indirekten Emissionen nicht im Grundsatz verändern.<sup>4</sup> Die indirekten Emissionen aus dem Bau und dem Rückbau der Kraftwerke sowie aus der Primärenergiegewinnung (Bergbau, Umwandlungssektor, Transport der Primärenergieträger Uran, Kohle, Erdgas etc.) werden den Ergebnissen vergleichend gegenüber gestellt.
- Es werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen als solche betrachtet. Eine zusätzliche Treibhauswirkung ergibt sich durch weitere Treibhausgase, welche in LCA-Analysen üblicherweise als CO<sub>2</sub>-Äquivalente zusammengefasst werden. Der Unterschied zwischen den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen und den CO<sub>2</sub>-Äquivalenten liegt bei den in Fussnote<sup>4</sup> erwähnten Stromerzeugungstypen gemäss Frischknecht und Tuchschnid (2008) in der Regel zwischen umgerechnet 4 und gut 30 g/kWh, ausser bei Kohlestrom (144 g/kWh) und bei Holzkraftwerken (86 g/kWh).<sup>5</sup> Für eine Gesamtbeurteilung der Treibhausgaswirkung sind diese Werte anteilmässig hinzuzurechnen.
- In Absprache mit dem Auftraggeber und dem Bundesamt für Energie wurden keine direkten Umfragen bei den EVU über die Herkunft des durch sie abge-

---

<sup>4</sup> Gemäss Frischknecht und Tuchschnid (2008) betragen die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Kernkraftwerken derzeit bei umgerechnet 11 g CO<sub>2</sub> / kWh und diejenigen von Wasserkraft 7 g CO<sub>2</sub> / kWh. Die Werte der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien, welche in der Schweiz und im Ausland jedoch noch eine geringe Bedeutung haben, betragen beim Holz knapp 30 g CO<sub>2</sub> / kWh, bei der Photovoltaik 76 g CO<sub>2</sub> / kWh, beim Wind 25 g CO<sub>2</sub> / kWh.

<sup>5</sup> Differenz fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen zu CO<sub>2</sub>-äqu. gemäss Frischknecht und Tuchschnid umgerechnet auf g/kWh: KKW: 7 g CO<sub>2</sub>/kWh, Wasser: 4 g CO<sub>2</sub>/kWh; Erdgas: 32 g CO<sub>2</sub>/kWh; Kohle: 144 g CO<sub>2</sub>/kWh; Oel: 29 g CO<sub>2</sub>/kWh; Holz: 86 g CO<sub>2</sub>/kWh; PV: 14 g CO<sub>2</sub>/kWh; Wind: 4 g CO<sub>2</sub>/kWh.



setzten Stroms oder zum Verwendungszweck (direkter oder via EVU indirekter Absatz Endkunden in der Schweiz, Durchleitung) des von ihnen importierten Stroms durchgeführt. Eine Erhebung zur Herkunft des Stroms gemäss HKN wurde vom Bundesamt für Energie zeitlich parallel zur Erstellung dieses Berichts durchgeführt und wird im Lauf des Jahrs 2009 veröffentlicht.

- Bei der zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung kam ein optimierendes Kraftwerksparkmodell zum Einsatz, welches auf dem Minimalkostenprinzip beruht. Weitere Kriterien wie zum Beispiel die Versorgungssicherheit oder die Abhängigkeit der Schweiz oder Europas von einzelnen Energieträgern oder Lieferregionen im Sinne eines Risikomanagements wurden nur qualitativ betrachtet.
- Bei den zukunftsgerichteten Annahmen wurden keine Trendbrüche unterstellt: bei den zugrunde gelegten Primärenergiepreise sind bei den fossilen Energieträgern noch stärkere Preissteigerungen denkbar. In Bezug auf erneuerbare Energien ist auch eine noch stärkere Verbreitung denkbar, beispielsweise im Zusammenhang mit dezentralen Energien oder mit dem Ausbau des europäischen Transportnetzes und einer verstärkten Erzeugung durch Geothermie sowie Gezeiten, Wind und Sonne an den Küsten und in Südeuropa und Nordafrika (desertec). Nachfrageseitig wurden zwei recht unterschiedliche Szenarien berücksichtigt, aber es sind auch weiter auseinander liegende Entwicklungen denkbar (noch mehr bzw. noch weniger Nachfrage).
- Bzgl. Segmentierung des Stromabsatzes in Bezüger von Ökostromprodukten und verbleibenden „Normalstrom“ wurde eine mögliche künftige Entwicklung nicht näher betrachtet. Auch wurde nicht erhoben, ob Gebäudebesitzer, welche WP betreiben, einen speziell hohen Anteil an Ökostrom beziehen.

Die erwähnten Abgrenzungen mögen eine gewisse Einschränkung darstellen und deren Einbezug würde weitere interessante Informationselemente in die Thematik einbringen, sie stellen aber die generelle Aussagekraft und den Erkenntnisgewinn der vorliegenden Studie nicht grundsätzlich in Frage.



### 3 Determinanten der CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden

Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden wird massgeblich durch mehrere Faktoren determiniert, auf die in diesem Kapitel näher eingegangen wird und welche Grundlagen für die späteren spezifischen Analysen in den Kapiteln 4, 5 und 6 darstellen. Zu diesen Faktoren gehören:

- die Stromerzeugung in der Schweiz und dessen zeitliches Profil
- der Stromaustausch mit dem Ausland und dessen zeitliches Profil
- das Nachfrageprofil der Schweiz
- die Segmentierung des Stromabsatzes in Bezüger von Ökostrom und die übrigen Bezüger

#### 3.1 Elektrizitätsbilanz der Schweiz

Im Vergleich zur Landeserzeugung und zum Endverbrauch kommt dem Stromaustausch mit dem Ausland in der Tat eine hohe Bedeutung zu (Tabelle 2). Betragsmässig lag der Brutto-Import in der Periode 2000 und 2008 jeweils zwischen 62% und 85% der Netto-Landeserzeugung. Wenn in den Importmengen keine direkten Durchflüsse enthalten wären, würden somit 38% bis 46% des grundsätzlich verfügbaren Stromangebots aus dem Ausland stammen.

Tabelle 2 Elektrizitätsbilanz der Schweiz (TWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Landeserzeugung	65.3	70.2	65.0	65.3	63.5	57.9	62.1	65.9	67.0
Netto-Landeserzeugung	63.4	68.2	62.6	62.4	61.1	55.3	59.4	63.8	64.3
<i>Einfuhr</i>	39.9	58.0	47.1	42.4	37.7	47.1	48.8	48.6	50.3
<i>Ausfuhr</i>	47.0	68.4	51.6	45.5	38.4	40.7	46.1	50.6	51.4
Import/Export-Saldo	-7.1	-10.4	-4.5	-3.1	-0.7	6.4	2.7	-2.1	-1.1
Verluste	3.9	4.0	4.1	4.1	4.2	4.3	4.3	4.3	4.4
Endverbrauch	52.4	53.7	54.0	55.1	56.2	57.3	57.8	57.4	58.7

Quelle: SES 2007, BFE 2000-2008

Um die für die Schweiz relevante CO<sub>2</sub>-Intensität zu ermitteln ist es vor dieser Ausgangslage im Wesentlichen wichtig

- den Anteil an ausländischem Strom, welcher an Schweizer Endkunden geliefert wird, mengenmässig zu bestimmen und

- die geografische und technologische Herkunft dieser Strommengen zu ermitteln.

Um diese Fragen empirisch zu beantworten bedarf es stündlicher Werte zum Stromaussenhandel, und zwar nach Herkunftsländern differenziert. Begründet wird der Bedarf an zeitlich hoher Auflösung durch die unterschiedlichen Kraftwerkstypen und ihre unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Intensität, welche aus energie-wirtschaftlichen Gründen je nach Tages-, Wochen- oder Jahresverlauf in unterschiedlicher Zusammensetzung zur Anwendung kommen. Mit einer zeitlich noch aufgelösten Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Intensität kann zudem der Fragestellung der Studie, nämlich der CO<sub>2</sub>-Intensität von bestimmten Nutzergruppen, Rechnung getragen werden.

### 3.2 Verfügbarkeit und Eignung verschiedener Datengrundlagen

Seit der Liberalisierung des Strommarkts in Europa werden der Stromhandel und die Stromflüsse auf verschiedene Art und Weise dokumentiert. Bei den verschiedenen Quellen gilt es, zwischen physikalischen und vertraglichen, resp. wirtschaftlichen Stromflüssen zu unterscheiden. Folgende Datenquellen und Grundlagen zum Stromaustausch der Schweiz mit dem Ausland stehen grundsätzlich zur Verfügung, um die grenzüberschreitenden Stromflüsse zu erfassen:

- Schweizerische Elektrizitätsstatistik (SES): Einfuhr-/Ausfuhrsaldo pro Land, je für den Winter und das ganze Jahr (vertragliche Werte).
- Einfuhr/Ausfuhr-Statistik des BFE: richtungsgetrennte Aussenhandelsdaten pro Land und pro Monat (vertragliche Werte), siehe Tabelle 29 im Anhang für das Jahr 2007<sup>6</sup>.
- Statistik der Organisation der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ETSO): grenzüberschreitende Stundensaldi der geplanten sowie der realisierten „Fahrpläne“ zwischen den verschiedenen Ländern (handelsbasierte Werte <sup>7</sup>). Die Informationsplattform ETSO Vista ist offiziell seit Ende 2006 in Betrieb.
- Statistik der Auktionsergebnisse des Engpassmanagements an den Landesgrenzen zu Deutschland und Österreich: angemeldete Nachfrage und

---

<sup>6</sup> Der eigentliche Stromaussenhandel findet in der Schweiz auf der Höchstspannungsebene statt. Nach Aussage des BFE enthält die Einfuhr/Ausfuhr-Statistik des BFE zusätzlich zum Stromaussenhandel einige wenige Leitungen der tieferen Spannungsebene sowie die Strombelieferung von ausländischen Versorgungsgebieten wie zum Beispiel Vaduz (FL) und Konstanz (D) aus der Schweiz heraus integriert. Dieser Anteil beziffert sich aber im niederen Prozentbereich.

<sup>7</sup> Es handelt sich streng genommen nicht um den Stromaustausch zwischen Ländern, sondern zwischen Fahrplanbilanzgruppen. Der Saldo aller Flüsse in und von jeder Bilanzgruppe sowie Erzeugung und Verbrauch müssen jederzeit ausgeglichen sein.

durch Auktion vergebene Kapazitäten für Jahres-, Monats-, Tagessegmente (Handelswerte, richtungsgetreunt). Die Auktionsergebnisse werden seit 2006 durch die verantwortlichen Auktionskoordinatoren publiziert. Seit Mitte 2007 können zeitliche Segmente zum Teil mehrfach gehandelt werden, was zu einer Überschätzung der tatsächlich genutzten Kapazitäten führen kann. Zudem erscheinen auch ersteigerte, aber nicht genutzte Kapazitäten in der Auktionsstatistik.<sup>8</sup>

- UCTE-Statistiken: Jahres- und Monatssummen, zwei einzelne Tagesstunden (3:00 Uhr und 11:00 Uhr) jeweils am dritten Mittwoch im Monat. Seit 2006 zudem stündliche Werte der vertikalen Last. Die Werte in der UCTE-Statistik entsprechen den effektiv gemessenen, physikalischen Stromflüssen (gemäss den Zählerständen an den Grenzen), wobei aber 'nur' der Anteil der Höchstspannungsebene ausgewiesen wird. Sowohl die Import- als auch die Exportmengen sind pro Stunde saldiert.<sup>9</sup>
- Herkunftsnachweise: seit 2005 sind die EVU in der Schweiz verpflichtet, die Herkunft ihres Stroms zu erfassen und gegenüber den Kunden auszuweisen. Hierbei wird nicht nur zwischen Erzeugungs-Technologien sondern auch zwischen inländischer und ausländischer Herkunft unterschieden. Zeitlich wird jedoch innerhalb eines Jahres nicht weiter differenziert. Gesamtschweizerische quantitative Informationen waren zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts für das Basisjahr 2005 öffentlich verfügbar (Brunner und Farago 2007).

Als ergänzendes Informationselement werden die vorhandenen Kapazitätsbeschränkungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse in die Analyse mit einbezogen. Diese sind insbesondere auch für die modellgestützte Analyse der Grenz- und Zukunftsbetrachtung von Relevanz (Kapitel 6).

Für die vorliegende Fragestellung der Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Intensität ist die Erfassung des ökonomischen Stromaustausches aussagekräftiger als Informationen darüber, wie der Strom physikalisch fliesst.

Die ETSO-Daten, welche grundsätzlich geeignet wären, sind ähnlich wie die UCTE-Daten pro Zeiteinheit (Stunde) saldiert. Gleichzeitig stattfindende grenzüberschreitende Stromflüsse werden dementsprechend nicht richtungsgetreunt ausgewiesen. Trotz der relativ geringen zeitlichen Auflösung von einer Stunde fällt die Saldierung nämlich stark ins Gewicht.<sup>10</sup> Der Vergleich

---

<sup>8</sup> Die Überschätzung ist insbesondere während der Sommermonate hoch. Es könnte sein, dass die Unternehmen im Einführungsjahr 2007 aus Risikoüberlegungen tendenziell zu viel Kapazität ersteigert hatten (auch wegen der sehr tiefen Preise, die während dieser Monate nahe bei Null liegen).

<sup>9</sup> Die stündlichen ETSO-Saldi zwischen Frankreich und der Schweiz beispielsweise zeigen während der Sommermonate einen markanten Einbruch. Da es sich bei der importierten Energie um Bandlast handelt, die mit Kernkraft produziert wird, deutet dies für den Sommer auf gleichzeitige Exporte nach Frankreich hin.

<sup>10</sup> Die Werte könnten auch viertelstündlich variieren, werden von der ETSO statistisch aber nur in stündlicher Auflösung ausgewiesen.

zwischen den Jahressummen der ETSO- und SES-Daten zeigt wie stark die Werte voneinander abweichen. Frappant sind die Unterschiede vor allem für Deutschland und Frankreich (siehe Tabelle 3).

Auch die Auktionsergebnisse sind für die Beantwortung unserer Fragestellung grundsätzlich geeignet. Die ökonomischen Stromflüsse sind in dieser Statistik stündlich nach Handelsprodukt differenziert. Die Daten sind richtungsgetreunt erfasst, das heisst die Stromflüsse sind nicht saldiert. Ein Vergleich mit der SES (2007) zeigt indes, dass sowohl das Handelsvolumen zwischen Deutschland und der Schweiz als auch das zwischen Österreich und der Schweiz überschätzt wird (Tabelle 3).

Tabelle 3: Vergleich der grenzüberschreitenden Stromflüsse verschiedener Datenquellen anhand der Jahressummen 2007, in TWh

		Österreich	Deutschland	Frankreich	Italien	Gesamt Schweiz
ETSO 2007	Import	1.89	4.89	21.87	0.001	28.66
	Export	-0.40	-5.06	-0.05	-24.02	-29.53
UCTE 2007	Import	8.22	15.02	10.44	0.066	33.76
	Export	-0.03	-3.11	-2.65	-28.86	-34.65
SES 2007	Import	2.54	14.18	30.10	1.67	48.49
	Export	-0.88	-15.35	-8.04	-25.99	-50.26
Statistik der Auktionen	Import	3.44	19.37	-	-	-
	Export			-	-	-
Herkunftsnachweise	Import	-	-	-	-	8.0
	Export	-	-	-	-	-

Quelle: ETSO (2007), UCTE (2007), SES (2007), EnBW (2007), swissgrid (2007), TEP Energy

Einzelne Datenquellen werden in den nachfolgend Unterkapiteln im Hinblick auf die Fragestellung bzw. die weitere Verwendung analysiert.

### 3.3 Vertraglicher Aussenhandel

Gemäss Schweizerischer Elektrizitätsstatistik (SES 2007) erfolgt ein Grossteil des bilateralen Stromhandels über sogenannte Abmachungen und Tagesgeschäfte (2006: 83% der Exporte) und über kurzfristige Geschäfte (2006: 49% der Importe) sowie über langfristige Bezugsverträge (51% der Importe). Während letztere zumindest zum Teil relativ gut eingegrenzt werden können, sind über erstere relative wenig öffentlich zugängliche Informationen verfügbar.

Die Einfuhr und Ausfuhr von Elektrizität wird vom Bundesamt für Energie (BFE) direkt bei den EVU, welche im Stromhandel tätig sind,<sup>11</sup> erhoben. Einfuhr- und Ausfuhrvolumina werden als richtungsgetrennte Monatssummen veröffentlicht. Die einzelnen Nachbarländer der Schweiz (und bis 2003/04 die Benelux-Staaten) werden separat ausgewiesen. Bei diesen Daten wird der handelsbasierte, der so genannte vertragliche Aussenhandel abgebildet, d.h. es handelt sich nicht um physikalische Stromflüsse, sondern um ein Abbild der wirtschaftlichen Tätigkeit der Unternehmen.

Dieser Aussenhandel umfasst nicht nur (auktionierte) grenzüberschreitende Bilanzkreisausgleiche infolge Käufen und Verkäufen an Energiebörsen, sondern je nach Unternehmen auch Langfristverträge und Over the counter (OTC) Geschäfte. Konkret werden die realisierten Fahrplandaten, welche eine viertelstündliche Auflösung aufweisen, vom BFE direkt bei den Unternehmen als Bruttomengen erhoben. Gleichzeitig stattfindende Importe und Exporte werden nicht saldiert, sondern richtungsgetreunt erfasst (siehe Aussenhandel-Meldeformular des BFE im Anhang, Figur 62 und Figur 63). Eine Saldierung erfolgt erst bei der eigentlichen Abwicklung, d.h. bei der Fahrplan-Anmeldung bei swissgrid. Um die Qualität zu erhöhen, führt das BFE in Zusammenarbeit mit der swissgrid, bei der diese Daten in saldierter Form vorliegen, Plausibilitätschecks durch. Weil die erhobenen Daten gleichzeitig für die Abrechnung der Mehrwertsteuer relevant sind, kann ihnen eine gute Qualität attestiert werden.

Damit ist dieser Datensatz sehr gut geeignet, um die handelsbasierten grenzüberschreitenden Stromflüsse der Schweiz zu beschreiben und stellt damit eine gute Grundlage für die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Intensität dar (siehe Kapitel 5).

Anhand der Jahressummen in der Übersicht der letzten 8 Jahre (Tabelle 4) lässt sich der Stromaussenhandel der Schweiz wie folgt charakterisieren:

- Nach Italien wird vor allem Strom exportiert, jedoch wenig importiert<sup>12</sup>.
- Der Stromaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz ist in beide Richtungen hoch und gleicht sich – von einigen Ausnahmen abgesehen – mehr oder weniger aus.
- In Bezug auf Frankreich dominiert vor allem der Import, aber der Export ist trotzdem nicht vernachlässigbar.<sup>13</sup>
- Der Stromaustausch mit Österreich ist betragsmässig am geringsten.

---

<sup>11</sup> In- und ausländische Unternehmen, welche bei swissgrid, bzw. bei den Auktionskoordinatoren registriert und für den Stromaustausch zwischen den entsprechenden Fahrplanbilanzgruppen zugelassen sind

<sup>12</sup> Es kann davon ausgegangen werden, dass es sich im Fall von Italien zum einen um Nettoexporte von der Schweiz nach Italien und zum anderen um Durchflüsse von Frankreich (und Deutschland) über die Schweiz nach Italien handelt.

<sup>13</sup> Im Fall von Frankreich sind es Langfristverträge und Bezugsrechte, welche die Situation prägen.

Fazit: Zwischen der Schweiz und seinen Nachbarländern ist ein reger Stromaus-  
tausch festzustellen. Die Flüsse sind in der Regel in beiden Richtungen hoch,  
sowohl im Vergleich zur Nettobilanz pro Nachbarland und vor allem aber im Ver-  
gleich zur Gesamtbilanz der Schweiz.

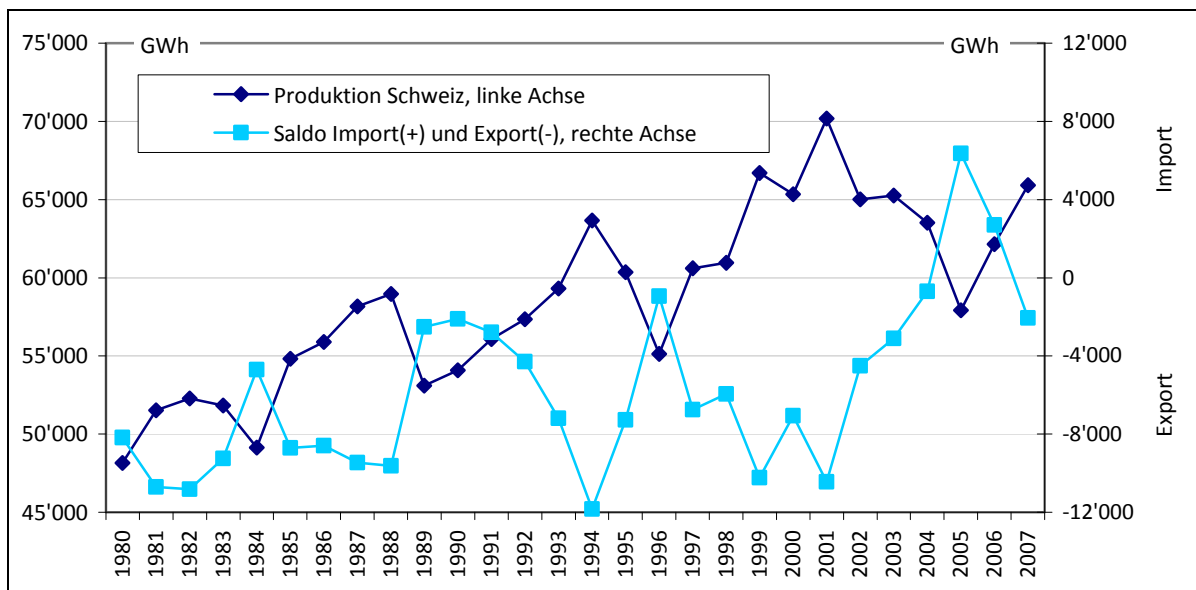
Tabelle 4 Einfuhr/Ausfuhr-Statistik des BFE: Brutto-Importe und –Exporte nach  
Herkunftsländern (TWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Brutto-Import</b>									
<i>Deutschland</i>		21.7	17.6	13.0	9.4	13.4	14.7	14.2	13.0
<i>Frankreich</i>		28.6	25.9	25.5	25.6	26.7	28.9	30.1	27.6
<i>Österreich</i>		4.7	2.3	1.6	1.6	4.1	3.2	2.5	2.1
<i>Italien</i>		1.2	0.8	2.2	1.0	2.9	1.9	1.7	2.7
<b>Total Brutto-Importe</b>		58.0*	47.1*	42.4*	37.7*	47.0	48.7	48.5	45.4
<b>Brutto-Export</b>									
<i>Deutschland</i>		21.8	18.6	11.4	11.5	5.8	12.4	15.4	14.1
<i>Frankreich</i>		9.4	3.5	5.7	5.2	5.9	8.3	8.0	10.9
<i>Österreich</i>		6.6	3.2	2.2	1.5	0.6	0.1	0.9	1.0
<i>Italien</i>		25.9	24.5	25.8	19.9	28.3	24.9	26.0	21.2
<b>Total Brutto-Exporte</b>		68.4*	51.6*	45.5*	38.4*	40.4	45.7	50.3	47.3
<b>Import/Export-Saldo</b>									
<i>Deutschland</i>	-4.0	-0.1	-1.0	1.7	-2.0	7.8	2.3	-1.2	-1.1
<i>Frankreich</i>	20.4	19.2	22.4	19.8	20.4	20.7	20.6	22.1	16.7
<i>Österreich</i>	-2.4	-1.8	-0.9	-0.6	0.1	3.5	3.1	1.7	1.1
<i>Italien</i>	-22.7	-24.8	-23.6	-23.6	-18.9	-25.4	-23.0	-24.3	-18.5
<b>Total I/E-Saldo</b>	-8.7	-10.4*	-4.5*	-3.1*	-0.7*	6.6	3.0	-1.8	-1.8
* inkl. Beneluxländer und Diverse									

Quelle: BFE (2000-2008)

Die Bilanz des Stromaussehens hängt stark von der Produktion in der Schweiz ab. Der Importsaldo war negativ oder gering in Jahren mit hoher inländischer Produktion und umgekehrt (Figur 1). Die Brutto-Importe hingen hingegen weit weniger von der Inlandsproduktion ab und verhielten sich damit weniger zyklisch (die Brutto-Importe hängen weniger von einem Bilanzausgleichsbedarf als vielmehr von preislichen Faktoren und der Nachfrage nach Stromdurchflüssen ab).





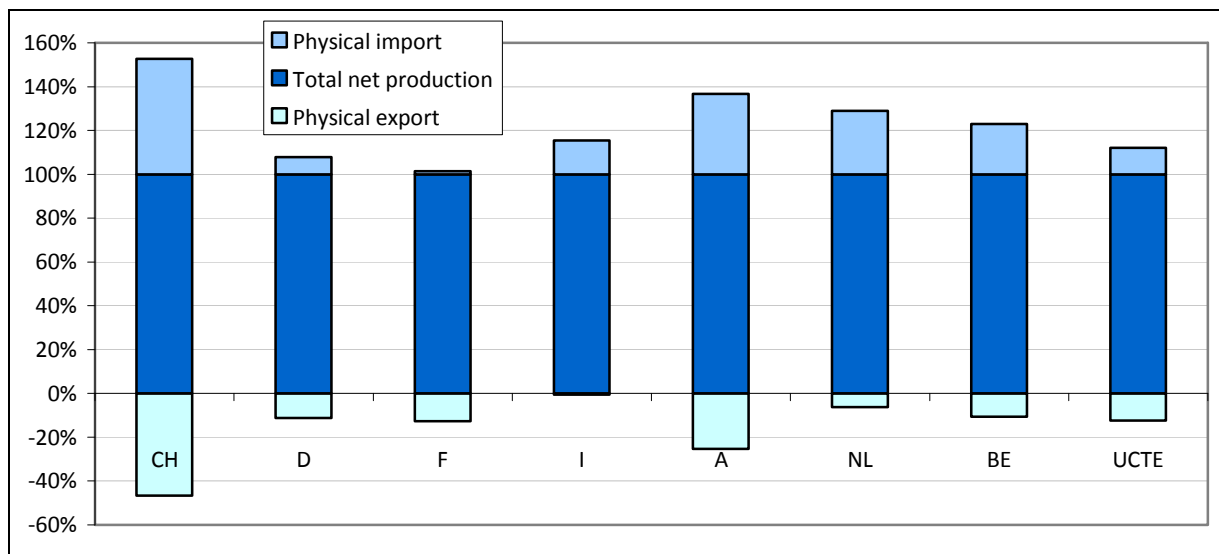
Quelle: BFE (2007), Darstellung TEP Energy

Figur 1 Import-Export-Saldo und inländische Produktion im Vergleich

### 3.4 Vergleich der schweizerischen Situation mit anderen europäischen Ländern

Gemessen an der inländischen Stromproduktion sind die Stromimporte und -exporte der Schweiz im Quervergleich zu den Ländern der UCTE sowie im Vergleich zu den Nachbarländern und weiteren ausgewählten europäischen Ländern hoch. Dies gilt auch für Österreich, welches als ebenfalls kleines Land mit einer ähnlichen Stromerzeugungsstruktur auch einen regen Stromaustausch mit dem Ausland tätigt, allerdings etwas weniger ausgeprägt.

In Figur 2 wird der Stromaustausch einiger Länder in Europa exemplarisch für das Jahr 2006 mit ihrer eigenen Erzeugung in Bezug gesetzt. Zwar handelt es sich bei den physikalischen Stromflüssen der UCTE nur um eine Annäherung an die handelsbasierten Flüsse, aber trotzdem kann das Bild im grossen Ganzen erfasst werden. Für die Schweiz betrug der Anteil im Jahr 2006 53% und für Österreich 37%. Der Sachverhalt ist für die Schweiz noch deutlicher, wenn statt der physikalischen Flüsse die handelsbasierten Werte dargestellt würden.



Quelle: UCTE Jahresstatistik, Auswertung TEP Energy

Figur 2 Physikalischer Import und Export verschiedener Länder dargestellt im Verhältnis zu ihrer inländischen Produktion (exemplarisch für das Jahr 2006).

Im Hinblick auf die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Intensität des Schweizer Stroms sind die Importanteile der verschiedenen Länder Europas von besonderem Interesse. Die Importanteile der meisten Länder liegen zwischen 0% und 30%, der Mittelwert der UCTE liegt bei 12% (314 TWh physikalisch Importe im Vergleich zu 2580 TWh Erzeugung). In den Nachbarländern sind im Gegensatz zur Schweiz die gehandelten Strommengen im Vergleich zur Eigenproduktion relativ gering und entsprechend wird die CO<sub>2</sub>-Intensität eines einzelnen Landes vor allem durch seine eigene Erzeugungsstruktur bestimmt und weniger durch die CO<sub>2</sub>-Intensität ihrer jeweiligen Nachbarländer. Dies gilt insbesondere für Deutschland und Frankreich, von welchen substantielle Strommengen importiert werden (siehe Tabelle 4 weiter oben):

- Aus Deutschland wird physikalisch eine Strommenge importiert, welche rund 10% der deutschen Stromproduktion entspricht.
- Aus Frankreich wird physikalisch eine Strommenge importiert, welche rund 1 bis 2% der französischen Stromproduktion entspricht.

Die entsprechenden Anteile betragen für Österreich 37% und für Italien 15%. Es ist hier anzumerken, dass diese zwei Länder aufgrund der geringen absoluten Importmengen für die Schweiz eine geringere Bedeutung als Importquelle darstellen.

### 3.5 Engpassmanagement und bilaterale Vereinbarungen

Die Analyse der grenzüberschreitenden Kapazitäten sowie der Kapazitätsbeschränkungen innerhalb der europäischen Länder (bzw. zwischen und innerhalb von Regelzonen) ist für die Fragestellung der CO<sub>2</sub>-Intensität von Bedeutung, weil sie den geographischen Analyseumfang mit determiniert.

Nachfolgend wird deshalb kurz auf die Situation zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern sowie der übrigen europäischen Länder untereinander eingegangen.

#### **Grenzkapazitäten Deutschland und Österreich:**

Die von den Netzgesellschaften bilateral vereinbarten Einfuhrkapazitäten an der Grenze zu Österreich und Deutschland werden jederzeit zu 100% auktioniert und als Fahrplan beim Auktionskoordinator<sup>14</sup> angemeldet. Die Auktionen nehmen Bezug auf ein Engpassmanagement und somit auf die physikalischen Leistungskapazitäten des Netzes an den Systemgrenzen.<sup>15</sup> Die Einfuhr/Ausfuhr-Statistiken (BFE 2001-2009) müssen nicht zwingend mit den Volumina der grenzüberschreitenden Flüsse übereinstimmen. Dies zum einen aufgrund des sekundären Handels, der zu Mehrfachnennungen zwischen den verschiedenen Auktionskategorien (Jahres- bzw. Monatsband, Tagesauktionen) führt und zum anderen aufgrund von zu viel ersteigerten Kapazitäten, die teilweise ungenutzt bleiben (betrifft insbesondere Phasen mit tiefen Preisen, z.B. A-CH im Sommer 2007).

#### **Grenzkapazitäten zu Frankreich und Italien:**

Die Grenzkapazität zwischen der Schweiz und Frankreich ist beinahe vollständig für Langfristverträge reserviert. Es finden keine Auktionen für Transporte über die Grenze statt. Ein Grossteil der verfügbaren Kapazität ist (noch) für den Import von französischem Strom aus Kernkraftwerken in die Schweiz reserviert.

Bezüglich der Schweiz und Italien erfolgte bis 2008 bei einer im Vergleich zur Kapazität zu hohen Nachfrage eine Kürzung der Nachfrage pro rata. Seit 2009 finden auch zwischen der Schweiz und Italien Auktionen der Grenzkapazität statt.

#### **Andere Grenzkapazitäten in Europa:**

Zwischen den europäischen Ländern (siehe Figur 3 sowie Figur 64 im Anhang) bestehen zahlreiche Engpässe, welche den Stromaustausch einschränken bzw. ver-

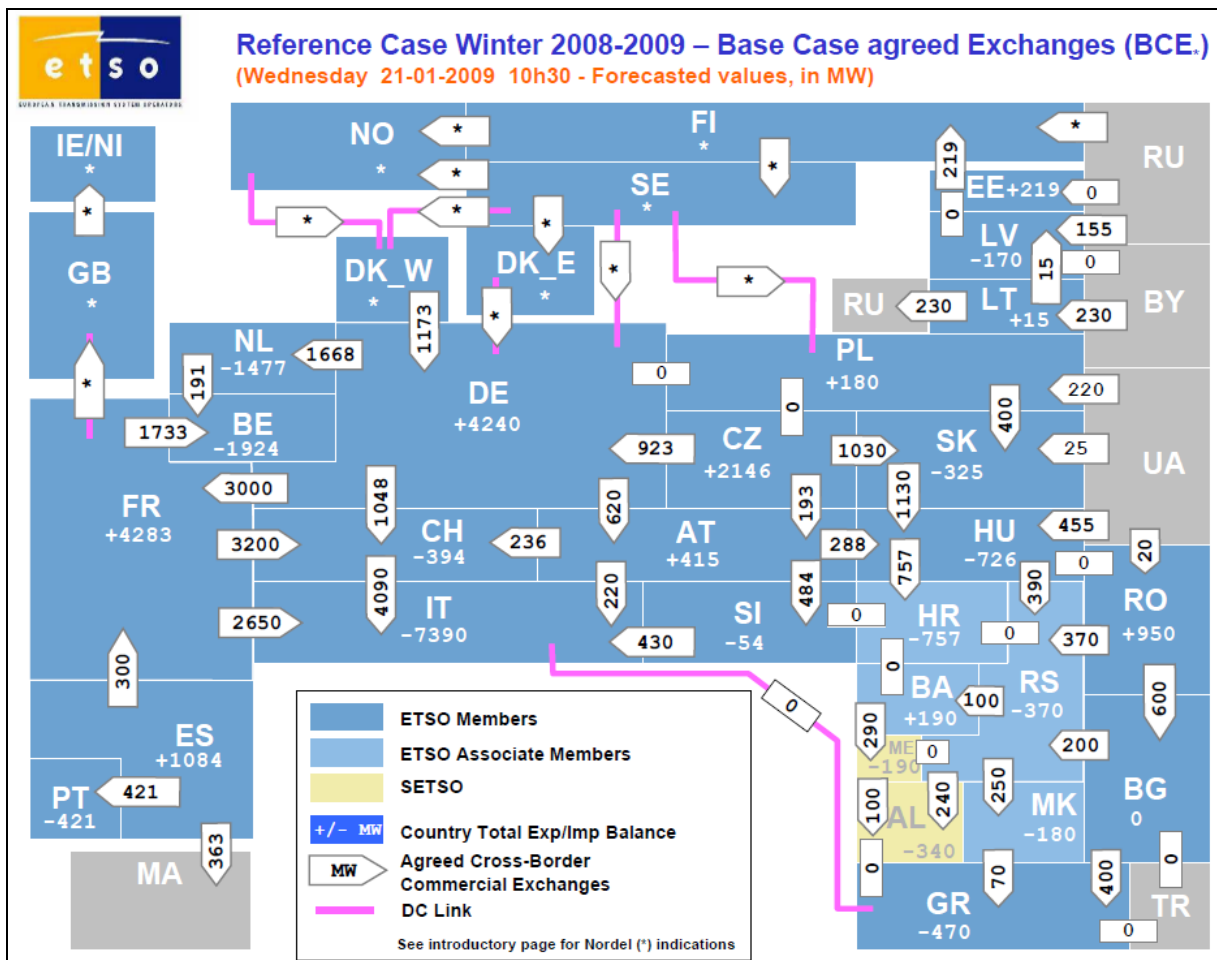
---

<sup>14</sup> Auktionskoordinatoren je nach Richtung und Grenze: D – CH, CH – D, A – CH, CH - A

<sup>15</sup> Die eigentliche(n) Beschränkungen müssen geografisch nicht gezwungenermassen an der Grenze, sondern können auch innerhalb der verschiedenen Regelzonen auftreten. Die technisch-ökonomische Regulierung bezieht sich jedoch auf die Grenzen. Mittels Netzberechnungen werden diejenigen Grenzkapazitäten eruiert, welche mit den entsprechenden Beschränkungen an der Grenze oder im Innern der Regelzonen kompatibel sind.

teuern.<sup>16</sup> Im Quervergleich sind insbesondere auch die Kapazitäten zwischen Osteuropa und der Schweiz vergleichsweise gering, was Aussagen zu Kohlestromimporten aus solchen Ländern in die Schweiz aus technischen Gründen quantitativ relativiert.

Weitere Engpässe bestehen auch innerhalb der Länder, zum Beispiel in Norddeutschland, wie die dena Netzstudie (2007) exemplarisch aufzeigte, oder in Holland.



Quelle: ETSO-net.org

Figur 3 Exemplarische Darstellung der vereinbarten Stromaustauschkapazitäten (in MW) am Beispiel eines Wintertages der Saison 2008-2009

<sup>16</sup> In Figur 3 handelt es sich um sogenannte Net Transfer Capacities (NTC), welche nicht (nur) die technisch-physikalischen Kapazitätsbegrenzungen der eigentlichen grenzüberschreitenden Stromleitungen darstellen, sondern Ausdruck von Begrenzungen aufgrund der gesamten Netzbelastung darstellen. Deshalb können die NTC von Saison zu Saison oder innerhalb eines Jahres stark ändern. Nichtsdestotrotz stellen sie ein Proxy für internationale Transportkapazitäten bzw. Beschränkungen dar.

Fazit: aufgrund der nach wie vor beschränkten grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten zwischen und innerhalb der europäischen Länder erfolgt der Stromaustausch in der Regel nicht über weite Distanzen, sondern vor allem zwischen Nachbarländern. Entsprechend und unter Berücksichtigung der Feststellung im Kapitel 3.4 (Importanteile der Schweizer Nachbarländer relativ gering im Vergleich zur inländischen Produktion) kann die Analyse im Folgenden auf die Nachbarländer der Schweiz sowie die Schweiz selbst beschränkt werden.

### 3.6 *Stromnachfrageprofil*

Ausgehend von der Arbeitshypothese einer saisonalen und tageszeitlichen Variabilität der CO<sub>2</sub>-Intensität hängt das Endergebnis auch vom zeitlichen Nachfrageprofil der zu beurteilenden Stromanwendung ab. Die CO<sub>2</sub>-Intensität verschiedener strombasierter Energiedienstleistungen kann damit grundsätzlich stark variieren und sich insbesondere vom Durchschnitt der schweizerischen Stromnachfrage unterscheiden. Stark vom Durchschnittsprofil der Gesamtnachfrage unterscheiden sich insbesondere saisonale Anwendungen (Heizen, Kühlen, Wintersport) oder tageszeitlich variable Energiedienstleistungen (z.B. in Industrie- und Dienstleistungen).

Umgekehrt kann die CO<sub>2</sub>-Intensität auch aktiv beeinflusst werden: dies betrifft typischerweise thermische Stromanwendungen wie zum Beispiel Elektroboiler und -heizungen, Wärmepumpen und bis zu einem gewissen Mass auch Kühl- und Gefrieranwendungen, aber auch andere Strombezüger mit Speichermöglichkeit wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge.

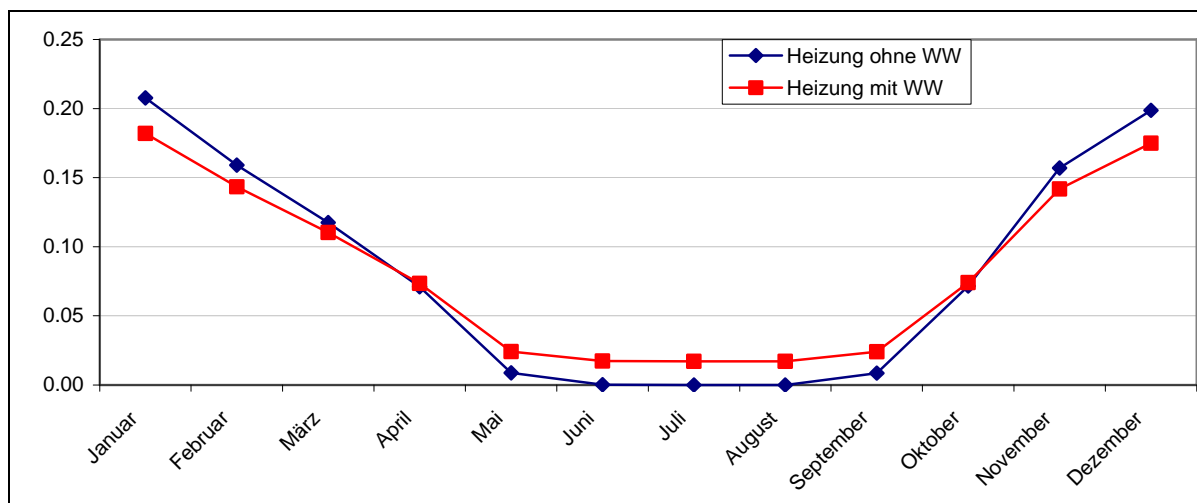
Vor dem Hintergrund des Klimawandels kommt dem Heizungsprofil eine besondere Bedeutung zu, wenn es darum geht, die Wirkung von Massnahmen zur Förderung der Energieeffizienz im Raumwärmebereich oder einzelner Energieträger oder Heizsysteme abzuschätzen. Die Frage ist nicht nur aus ökologischer Sicht von Bedeutung, sondern auch für die schweizerischen Energie- und Klimapolitik: falls die bestehenden Kernkraftwerke und Langfristverträge mit Frankreich künftig ganz oder teilweise mit Gas-Kombikraftwerken ersetzt würden, erhalten die mit der Stromnachfrage verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch nach dem Territorialprinzip, wie es dem Kyoto-Protokoll eigen ist, eine unmittelbare Relevanz für die Schweiz.<sup>17</sup>

Aus diesem Grund wurde nebst dem durchschnittlichen Nachfrageprofil auch das Heizungs-Nachfrageprofil näher in die Betrachtung miteinbezogen. Die jährliche Variabilität wurde mithilfe des Programms der Norm SIA 380/1 berechnet. Dieses

---

<sup>17</sup> Gemäss Prognos et al. (2007) entfallen etwa 9% der Stromnachfrage auf den Verwendungszweck Raumwärme und etwa 4% auf den Verwendungszweck Warmwasser, wobei die Tendenz aufgrund der laufenden WP-Diffusion zunehmend ist.

berechnet die Heizwärmenachfrage für jeden Monat separat. Die Berechnung wurde für ein typisches neues Gebäude durchgeführt (Figur 4).<sup>18</sup> Der Anteil der besonders kalten Monate November bis Februar beträgt je rund 15% bis 20% und insgesamt rund 70% der Nachfrage. Der Nachfrageanteil des Sommerhalbjahres (Mitte April bis Mitte Oktober) beträgt jedoch nur rund 10% bis 15% (bei kombinierter Warmwassererzeugung ohne Solaranlage etwas mehr).

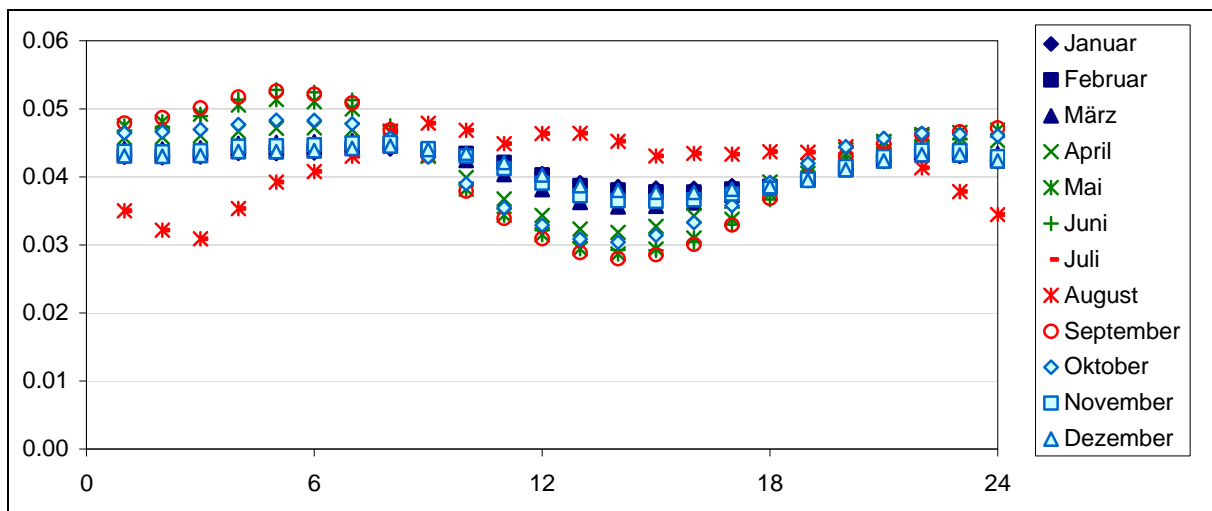


Quelle: TEP Energy

Figur 4 Saisonales Profil der Heizungsanfrage (als monatliche Anteile, Summe über 12 Monate = 1, berechnet mittels SIA 380/1: 2009). Lesebeispiel ein Wert von 0.05 bedeutet, dass im Monat 5% des Jahresbedarfs nachgefragt werden.

Der Jahresgang wurde mit einem Tagesgang überlagert. Dieser hängt von der Energieeffizienz und der Bauweise der Gebäude ab und variiert deshalb zwischen den Monaten (Figur 5). Die monatliche Variabilität ist allerdings eher gering; Unterschiede sind v.a. zwischen den Monaten der Heizperioden und den Sommermonaten festzustellen. Das Tagesprofil kann auch unterbrechbare Steuerungselemente enthalten (z.B. Abschaltung während der Morgen-, Mittags- und Abendspitzen mit Einsatz von technischen Speichern). Diese sind nach unserer Einschätzung bei WP in der Schweiz jedoch nicht sehr verbreitet.

<sup>18</sup> Im Vergleich dazu ist die Heizsaison bei sehr energieeffizienten Gebäuden noch mehr auf die kalten Monate konzentriert. Es ergibt sich nur in Bezug auf den Tagesgang eine Verflachung, nicht jedoch in Bezug auf den Jahresgang.



Quelle: TEP Energy

Figur 5 Tagesprofile der Heizungsanfrage (als Anteil pro Stunde, Summe über 24 h = 1) für verschiedene Monate. Lesebeispiel: ein Wert von 0.05 bedeutet, dass in der entsprechenden Stunde 5% des Tagesbedarfs nachgefragt werden.

Die in Figur 4 und Figur 5 dargestellten Profile wurden zum einen als Grundlage verwendet, um die mit den Bilanzmethoden ermittelten stündlichen CO<sub>2</sub>-Intensitäten zu gewichten und zum anderen als Nachfrageinput im Kraftwerkparkmodell Balmorel-TEP.

### 3.7 Segmentierung des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden

Bei der CO<sub>2</sub>-Intensität sollte zudem zwischen dem durchschnittlichen Stromverbrauch in der Schweiz sowie zwischen speziell als Ökostrom abgesetztem und übrigem Strom („Normalstrom“) differenziert werden.

Auf der Verkaufsseite bieten mittlerweile die meisten Elektrizitätsunternehmen (EVU) den Kunden die Wahl zwischen undifferenziertem Normalstrom und definierten Stromprodukten aus erneuerbaren Energien. Über 400 EVU in der Schweiz stellen solche Angebote an Stromprodukten aus erneuerbaren Energien zur Verfügung. Nach einer groben Einschätzung von AEE könnten heute gegen 95% der Schweizer Stromkundinnen und -kunden bei ihrem Stromanbieter „erneuerbare Stromprodukte“ beziehen. Der internationale Zertifikatehandel stellt die grundsätzliche Zugänglichkeit für alle Konsumenten sicher.

Seit 1996 befragt die Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (AEE) die Schweizer EVU zur Marktentwicklung von Stromprodukten aus erneuerbaren Energien. Es werden die Zahl der Abos sowie die damit abonnierte Strommenge erfasst (AEE 2007). Die Kunden abonnieren entweder eine Teilmenge ihres Stromverbrauchs oder ihren gesamten Verbrauch.

Die Auswertung für das Jahr 2007 zeigt, dass sich der Trend der Entwicklung der verkauften Strommenge aus erneuerbaren Stromprodukten fortsetzt. Der Anteil der erneuerbaren Stromprodukte am gesamten schweizerischen Endverbrauch (57.4 TWh) lag im Jahr 2007 bei 8% (Vorjahr 5%).

Die Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Im Jahr 2007 ist die Gesamtzahl der verkauften Abos für Stromprodukte aus erneuerbaren Energien markant von 502'000 auf 606'500 angestiegen. Gewisse EVU (zum Beispiel Services Industriels de Genève (SIG), Elektrizitätswerke der Stadt Zürich (EWZ), Energie Wasser Bern (ewb)) bieten ihre Konsumenten erneuerbare Stromprodukte bereits standardmässig an. Insbesondere deshalb ist der Marktanteil der verkauften Menge Strom gegenüber der Zahl der Abos überdurchschnittlich gewachsen.

Der Verein für umweltgerechte Elektrizität (VUE) weist halbjährlich das Total der mit naturemade star und naturemade basic zertifizierten gelieferten Produktmenge aus. Da die EVU zertifizierten Strom teilweise auf „Vorrat“ kaufen, unterscheidet sich die Menge der eingekauften Produkte deutlich von der, durch die AEE erfassten, effektiv an die Konsumenten verkauften Produkte.

Tabelle 5 Segmentierung Stromabsatz Schweiz im Jahr 2007

	GWh	Als Anteil des Endverbrauchs
Strom aus EE	4679.8	8%
<i>Davon: Zertifizierter Ökostrom**</i>	<i>408.0</i>	<i>8.7%</i>
<i>Davon: Strom aus EE*</i>	<i>4271.8</i>	<i>91.3%</i>

\* inkl. Zertifikate: naturemade basic und TÜV

\*\* nur naturemade star Zertifikate

Quelle: TEP Energy basierend auf AEE (2007), SES (2007)



## 4 Herkunftsnachweis des abgesetzten Stroms

Mit der vom Bundesrat eingeführten Vorschrift zur Stromkennzeichnung werden ab 2006 alle Lieferanten von Elektrizität verpflichtet, die Produktionsart und die Herkunft des gelieferten Stroms den Kunden und Kundinnen mitzuteilen.

### 4.1 Analyse der Stromherkunft des Konsums und des Stromabsatzes

Die Strommengen, welche in die Schweiz abgesetzt werden, und insbesondere deren Zusammensetzung können aus den Anteilen der Evaluation der Stromkennzeichnung (Brunner und Farago, 2007) bestimmt werden. Zu diesem Zweck wurden die in der Evaluation nicht erfassten Strommengen (rund 10%) auf 100% hochgerechnet, wobei die „Herkunft Schweiz“ leicht unterdurchschnittlich und die „Herkunft Ausland“ leicht überdurchschnittlich gewichtet wurden. Demnach stammten im Jahr 2005 rund 62% des schweizerischen Endkonsums aus der Schweiz und 17% (9.6 TWh) aus dem Ausland. 21% (12.1 TWh) des Konsums stammten aus nicht bekannter Herkunft (Tabelle 6). Die Strommenge aus dem Ausland (9.6 TWh) oder aus unbekannter Herkunft (12.1 TWh) summiert sich auf 21.7 TWh.

Diese Mengen lassen sich zum einen mit dem Brutto-Import und zum anderen mit dem Import-Export-Saldo vergleichen:

- Der aus dem Ausland stammende Strom von 9.6 TWh ist betragsmässig deutlich höher als der Importüberschuss von 6.6 TWh (Tabelle 4, Total I/E-Saldo, Jahr 2005).
- Die Strommenge aus dem Ausland (20%) oder aus unbekannter Herkunft (26%) entspricht 46% der Brutto-Importmenge des Jahres 2005 von rund 47 TWh (siehe Tabelle 4, Jahr 2005). Die Strommenge aus dem Ausland für sich genommen entsprach im Jahr 2005 rund 20% des Brutto-Imports. Damit verblieb zwischen einem Fünftel und 46% des importierten Stroms in der Schweiz, wobei letzterer Wert für den Fall gilt, bei dem der gesamte Strom aus unbekannter Herkunft aus dem Ausland stammen würde.

Zur Einschätzung dieser Werte sei darauf verwiesen, dass es sich beim Jahr 2005 um ein Jahr mit einem ausgesprochen hohen Importüberschuss handelte (siehe Tabelle 4 weiter oben). Es bleibt zu klären, wie stark sich die aus dem Ausland oder aus unbekannter Herkunft stammenden Mengen für Jahre mit geringerem Importüberschuss oder gar der Netto-Export von den Werten des Jahres 2005 unterscheiden. Weiter sei darauf hingewiesen, dass die Verordnung über den Herkunftsnachweis den für Pumpen eingesetzte Strom von der für die Erfassung relevanten Strommenge multipliziert mit einem Wirkungsgrad von 83% in Abzug gebracht wird (BFE 2008).

Tabelle 6 Herkunft des in der Schweiz abgesetzten Stroms (2005)

	TWh	Als Anteil des Endkonsums	Als Anteil des Brutto-Imports
Aus der Schweiz	35.6	62%	75%
Aus dem Ausland	9.6	17%	20%
Unbekannte Herkunft	12.1	21%	26%
Total Endkonsum	57.3	100%	122%

Quelle: TEP Energy basierend auf Brunner und Farago (2007) und SES (2007)

Ergänzend kann auch die Menge der Stromproduktion, welche ins Ausland abgesetzt wird, bestimmt werden. Zu diesem Zweck wurde die „Herkunft Schweiz“ mit dem „Absatz in die Schweiz“ gleichgesetzt. Dieser Absatz in die Schweiz wurde von der Produktion (nach proportionalem Abzug des Verbrauchs der Speicherpumpen und der Verluste) abgezogen, womit sich der Absatz ins Ausland ergibt.

Demnach werden 15.5 TWh des in der Schweiz netto erzeugten Stroms (Brutto-Erzeugung abzüglich Pumpspeicherverbrauch und Verluste) ins Ausland (oder unbekannterweise in die Schweiz) abgesetzt (Tabelle 7). Aus dieser Rechnung wird ersichtlich, dass ein substantieller Anteil des Wasserkraftstroms nicht nachweislich in die Schweiz abgesetzt, sondern mutmasslich ins Ausland geliefert wird. Zudem wird deutlich, dass die Schweiz nicht nur Strom aus Wasserkraft exportiert, sondern auch solchen aus Kernkraft (es sei denn, beim Strom aus Herkunftsdeklaration „unbekannt“ handle es sich um Kernkraftstrom aus der Schweiz).

Tabelle 7: Stromerzeugung in der Schweiz (2005) und geschätzter Absatz in die Schweiz oder ins Ausland (TWh).

	Produktionsmix gemäss SES		Davon Absatz	
	Brutto-Erzeugung	abzüglich Pumpspeicherung und Verteilverlust	in die Schweiz gem. HKN	ins Ausland oder unbekannterweise in die Schweiz
	TWh	TWh	TWh	TWh
Erneuerbare Energien	33.0	29.0	18.1	10.9
<i>Wasserkraft</i>	32.8	28.9	18.0	10.8
<i>Übrige erneuerbare Energien</i>	0.2	0.2	0.1	0.1
Nicht erneuerbare Energien	23.8	21.0	16.4	4.5
<i>Kernenergie</i>	22.0	19.4	15.3	4.1
<i>Fossile Energieträger</i>	1.8	1.6	0.9	0.7
Abfälle	1.2	1.1	1.1	0.0
Total	57.9	51.0	35.6	15.4

Quelle: TEP Energy basierend auf Brunner und Farago (2007) und SES (2007)

Fazit: die in der Fragestellung formulierte Arbeitshypothese, dass substantielle Anteile des in der Schweiz CO<sub>2</sub>-frei erzeugten Stroms ins Ausland abgesetzt werden, kann mit dieser Betrachtung bestätigt werden.

## 4.2 Entwicklung seit 2005

Die Evaluationsstudie des Stromherkunftsnachweissystems (Brunner und Farago, 2007) bezieht sich auf das Jahr 2005. Wie in Kapitel 3 dargelegt, handelt es sich beim Jahr 2005 um ein Jahr mit ausgesprochen hohem Importüberschuss. Aus diesem Grund ist es von besonderem Interesse, die Herkunftsnachweise des gelieferten Stroms auch für andere Jahre, insbesondere weniger weit zurückliegende Jahre auszuwerten.

Bis zum Abschluss des vorliegenden Berichts wurden offiziell keine weiteren statistischen Grundlagen zur Herkunft des in der Schweiz abgesetzten Stroms veröffentlicht. Aus diesem Grund wurde für eine (begrenzte) Stichprobe von EVU die Stromherkunft erhoben, wie sie von diesen Unternehmen öffentlich bekannt gemacht wird. Das Ziel der Erhebung war, Hinweise zu erhalten, ob sich bzgl. der Herkunft des Stroms markante strukturelle Unterschiede im Vergleich zum Jahr 2005 ergeben. Für die vorliegende Fragestellung ist insbesondere der die Anteile der einzelnen Energieträger, der Anteil der „nicht überprüfbare Energieträger“, sowie der Anteil mit Herkunft Schweiz oder mit Herkunft Ausland relevant.

Die Stichprobe deckt alle Absatzgebiete der grossen Stromlieferanten in der Schweiz ab. Das Konzept der Stichprobe basiert auf der Arbeitshypothese, dass die Organisation der Stromproduzenten und Stromversorgungsunternehmen (Bezugsstrukturen) trotz Marktöffnung seit 2005 geographisch unverändert geblieben ist. In der Stichprobe wurde unterschieden zwischen:

- den grossen Produzenten und Übertragungsunternehmen, welche als Vorlieferanten einzelne kommunale und kantonale EVU beliefern. Dazu gehören typischerweise NOK, BWK, CKW, Alpiq (ehemals ATEL/EOS).
- städtischen EVU (z.B. Zürich, Basel, Bern, Lausanne, Genf, Winterthur und weitere), welche oft über eigene Bezugsstrukturen verfügen.
- Zusammenschlüssen lokaler EVU oder „kantonale“ Lieferanten an kleinere EVU (z.B. Groupe E (Fusion zwischen der Freiburgerischen Elektrizitätswerke und Electricité Neuchâteloise SA), Rätia Energie, Energie Thurgau (EKT))
- grossen und kleinen EVU innerhalb der verschiedenen Gebiete der Produzenten und Übertragungsunternehmen.

Bei der Interpretation der Erhebungsergebnisse ist zwischen einem EVU mit eigener Produktion (typischerweise Speicher- oder Flusskraftwerke, KVA) und solchen ohne Eigenproduktion zu unterscheiden. Während erstere stark unterschiedliche Anteile bzgl. Kraftwerkstypen und geografischer Herkunft (Schweiz, Ausland) des Stroms aufweisen, kann bei letzteren eine gewisse Homogenität innerhalb der Versorgungsgebiete eines Vorlieferanten festgestellt werden. Anzumerken ist hierzu, dass es vor allem letztere Unternehmen sind, welche für die vorliegende Fragestellung von Relevanz sind. Denn es sind v.a. diese EVU, welche bzgl. des Absatzes an Endkunden einen hohen Anteil aufweisen.

Die Stichprobe zeigt, dass bei den meisten dieser für den Absatz in die Schweiz wichtigen Unternehmen der Anteil des Stroms aus der Schweiz zwischen 50% und über 70% liegt. Zum Vergleich: Farago und Brunner (2007) ermittelten einen Anteil von 63%.

Als Fazit der durchgeführten Erhebungen kann festgehalten werden, dass sich der Anteil des Stroms aus unbekanntem Energieträgern oder die geografische Herkunft seit 2005 nicht in markantem Ausmass verändert hat. Weder kann ein markant höherer Anteil von Strom mit Herkunft Schweiz noch ein solcher mit Herkunft Ausland festgestellt werden.

Dieses Fazit aus den durchgeführten Erhebungen wird durch die Umfrage des BFE zur Stromkennzeichnung 2007 (Schaffner, 2009), welche kurz vor Abschluss dieses Berichts veröffentlicht wurde, qualitativ bestätigt. Gemäss dieser neuen Befragung bei den 230 wichtigsten Unternehmen stammten bezogen auf das Jahr 2007 rund 19% des gelieferten Stroms aus nicht überprüfbaren Energieträgern (2005: 21%). Die übrigen Anteile (Kernkraft, Wasserkraft, je Inland und Ausland) blieben ebenfalls sehr nahe beim Wert des Jahres 2005.

#### **4.3 Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Intensität auf Grundlage der Herkunftsnachweise**

Aus der Publikation zur Evaluation der Stromkennzeichnung (Brunner und Farago, 2007) wurden die Herkunft für rund 90% des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden ermittelt. Die Strommengen wurden wie in Kapitel 4.1 beschrieben auf 100% des Gesamtabsatzes im Jahr 2005 hochgerechnet. Die entsprechenden Ergebnisse sind Tabelle 8 dargestellt. Für die beiden Teilmengen „Stromabsatz aus bekannten Quellen“ und „Strom aus unbekanntem Quellen“ wird im folgenden die CO<sub>2</sub>-Intensität bestimmt.

Für den Absatz aus bekannter Produktion gemäss Herkunftsnachweis (HKN) resultiert eine CO<sub>2</sub>-Intensität von 23 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, dies basierend auf den Daten von Brunner und Farago (2007) und unter Annahme von Wirkungsgraden und Emissionsfaktoren für die verschiedenen Technologien.

Für den Anteil des gelieferten Stroms, der keiner Herkunft zugeordnet werden kann (12 TWh bzw. rund 21%) wurde nachfolgend für vier verschiedene Fallunterscheidungen Annahmen zum Strommix getroffen. Diese Fälle stellen jeweils den Rand des möglichen Annahmenspektrums dar und dienen damit der Eingrenzung des Wertebereichs, in welchem die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden liegen könnte.

Tabelle 8: Herkunftsanteile des Stromabsatzes in die Schweiz im Jahr (2005) in % und in TWh (hochgerechnet auf Endkonsum 2005).

	Aus der Studie Brunner und Farago 2007		Hochrechnung TEP Energy	
	Anteil gesamt	Anteil aus der Schweiz	Aus der Schweiz	Aus dem Ausland bzw. nicht überprüfbar
	%	%	TWh	TWh
Erneuerbare Energien	33.8	32.4	18.1	0.9
<i>Wasserkraft</i>	33.8	32.2	18.0	0.9
<i>Übrige erneuerbare Energien</i>	0.2	0.2	0.1	0.0
Nicht erneuerbare Energien	43.3	29.3	16.4	8.5
<i>Kernenergie</i>	41.1	27.3	15.3	8.1
<i>Fossile Energieträger</i>	2.2	1.6	0.9	0.4
Abfälle	2.0	2.0	1.1	0.00
Nicht überprüfbare Energieträger	20.7	-		12.1
Total	100	63.8	35.6	21.7

Quelle: TEP Energy basierend auf Brunner und Farago (2007) und SES (2007)

Die Annahmen zum Strommix des Stroms aus unbekanntem Quellen basieren für die einzelnen Fallunterscheidungen jeweils auf nachfolgender Argumentation. Keiner der Fälle ist aber wie beschrieben vollumfänglich zutreffend, sondern es ist davon auszugehen, dass diese Fälle je zu gewissen Anteilen gleichzeitig zutreffen. Das Durchrechnen der einzelnen Fälle ermöglicht es, den möglichen Bereich aufzuzeigen, in dem die CO<sup>2</sup>-Intensität liegen könnte.

- Deutschland: bei dem Strom mit unbekannter Herkunft könnte es sich bei den Stromimporten aus Deutschland ganz oder teilweise um Strom handeln, welcher an Börsen gehandelt wurde. Mengenmässig wäre dies möglich: 2005 betrug die Strommenge aus nicht-überprüfbaren Energieträgern gemäss HKN rund 12 TWh und der Brutto-Import aus Deutschland etwa 13 TWh. 2005 war die Herkunft solchen Stroms nicht überprüfbar, da ein entsprechendes Kennzeichnungssystem weder eingerichtet noch Pflicht war. Damit war die Herkunft nicht mehr bestimmbar.<sup>19</sup>
- Italien: der Strom unbekannter Herkunft könnte aufgrund von Zertifikatverkäufe ins Ausland zustande kommen. Italien ist ein Nachfrager von Grün-Strom-Zertifikaten und zwischen der Schweiz und Italien besteht ein Abkommen zu deren Anerkennung.<sup>20</sup> Strom, welcher zertifiziert ins Ausland ge-

<sup>19</sup> Ein Indiz diesbezüglich liefert die Feststellung, dass viele EVU, die ihren Strom von Unternehmen, welche im Stromhandel tätig sind, beziehen, die Herkunft ihres Stroms ganz oder teilweise als „non identifiable“ oder „aus unbekanntem Energieträgern“ deklarieren.

<sup>20</sup> Diesbezüglich ist eine Änderung absehbar: künftig anerkennt Italien nur Zertifikate von neuen Anlagen, nicht jedoch solche von lange bestehenden Wasserkraftwerken.

liefert wurde, darf in der Schweiz nicht mehr mit inländischer Herkunft deklariert werden. In der Stromkennzeichnung wird denn richtigerweise ein mengenmässig gleicher Anteil Strom mit unbekannter Herkunft ausgewiesen, das heisst, faktisch findet damit ein Austausch von schweizerischem mit italienischem Strom statt.

- Frankreich: gemäss der Statistik der handelsbasierten und vertraglichen Stromimporte vom BFE betrug der Import aus Frankreich im Jahr 2005 rund 27 TWh (siehe Tabelle 4 Seite 24). Dabei handelt es sich entsprechend der langfristigen Handelsverträge zu einem grossen Teil um Strom aus Kernenergie. Die Auswertung der Herkunftsnachweise weist jedoch nur rund 8 TWh Kernenergie mit ausländischer Herkunft aus (Tabelle 8). Bei der Differenz könnte es sich um Durchfluss durch die Schweiz handeln.
- Gesamte UCTE: bei Durchschnittsbetrachtungen oder in Fällen mit Strom unbekannter Herkunft wird in Ökobilanzen oft der UCTE-Mix angewendet, u.a. auch in Frischknecht und Tuchschnid (2008). Obwohl diese Annahme aufgrund der tatsächlichen energiewirtschaftlichen Realitäten (grenzüberschreitende und andere Kapazitätsbeschränkungen, Kosten des Transports und des Handels) nur bedingt zu vertreten ist, wird sie nachfolgend der Vergleichbarkeit und Vollständigkeit halber mit in die Betrachtung einbezogen.

Die diesen Fällen unterstellte CO<sub>2</sub>-Intensität ist in Tabelle 9 dokumentiert. Zum Vergleich ist auch die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms aus bekannten Energiequellen aufgeführt.

Tabelle 9: CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes mit bekannter Herkunft gemäss HKN, des UCTE-Mix sowie ausgewählter Länder im Jahr 2005

	Anteil bekannte Produktion Schweiz und Ausland	CO <sub>2</sub> -Intensität des UCTE-Mix sowie ausgewählter Länder im Jahr 2005			
		UCTE	Deutschland	Frankreich	Italien
CO <sub>2</sub> -Intensität (g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> )	23	511	528	83	426

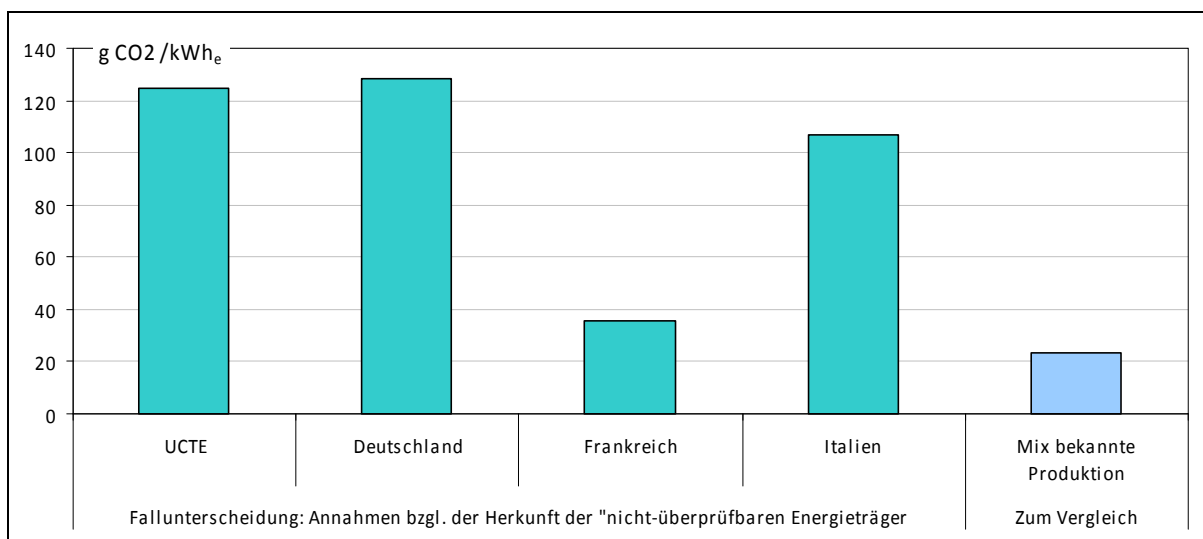
Quelle: TEP Energy basierend auf Brunner und Farago (2007), UCTE

Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms bei Schweizer Endkunden ergibt sich als gewichteter Mittelwert der CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms mit bekannter Herkunft und derjenigen des nicht überprüfaren Anteils. Im Ergebnis sind zwischen den verschiedenen Fallunterscheidungen grosse Unterschiede festzustellen (siehe Figur 6).

- Wird angenommen, dass der Strom aus unbekanntem Energiequellen dem UCTE-Mix entspricht (wie in Frischknecht und Tuchschnid 2008), erhöht sich die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes in die Schweiz markant auf rund 120 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Dies ist durch die hohen Anteile an fossilthermischer Stromproduktion in vielen europäischen Ländern zu erklären.

- Eine ähnliche Grössenordnung, nämlich rund 130 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, ergibt sich für den Schweizer Stromabsatz unter der Annahme, dass der Strom aus unbekanntem Energiequellen dem Mix Deutschlands entspricht.
- Bei der Annahme eines italienischen Mix für den Strom von nicht-überprüfbarer Energieträgern ergibt sich eine resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität des Schweizer Stromabsatzens von rund 100 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, welche etwas tiefer, aber in der selben Grössenordnung liegt wie die Ergebnisse der Fälle UCTE und Deutschland.
- Unter der Annahme, dass der Strom aus unbekanntem Energiequellen dem Mix Frankreichs entspricht, welcher primär auf Nuklearenergie basiert, ist die resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität nur geringfügig höher als der Mix der bekannten Produktion, nämlich 36 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>.

Die Ergebnisse sind durch die hohen Anteile an fossilthermischer Stromproduktion in Deutschland, Italien und in vielen europäischen Ländern zu erklären. Auch der Mix aus Frankreich ist nicht nur aus Kern- und Wasserkraft zusammengesetzt.



Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 6 Resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität für Schweizer Endkunden für verschiedene Annahmen bzgl. der Herkunft des Stroms aus „nicht überprüfbareren Energieträgern“ (gemäss Brunner und Farago, 2007) und zum Vergleich die CO<sub>2</sub>-Intensität der bekannten Produktion.

Die Ergebnisse der verschiedenen Fälle sind, mit Ausnahme des Falls Frankreich, in ihrer Grössenordnung recht ähnlich. Weil die Annahme, dass der Strom aus unbekanntem Energiequellen dem Mix aus Frankreich entspricht, gleichzeitig der un-

wahrscheinlichste ist,<sup>21</sup> lässt sich der Wertebereich der resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensität aufgrund der oben dargelegten Überlegungen recht gut eingrenzen. Demnach ist für den Stromabsatz an Schweizer Endkunden von 100 bis 120 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> auszugehen.

---

<sup>21</sup> Wir gehen hierbei von der Prämisse aus, dass der Stroms aus französischen KKW, welcher nicht durch die Schweiz durchgeleitet wird, sondern in die Schweiz abgesetzt wird, als solcher deklariert wird und entsprechend nicht als Strom aus unbekannter Herkunft in Erscheinung tritt.



## 5 Bilanzierung der Importe und Exporte

Zur Berechnung des Schweizer Verbrauchermixes ist der Einbezug des grenzüberschreitenden Stromhandels von zentraler Bedeutung. Die Analyse des Stromaussehens (Kap. 3) hat gezeigt, dass

- der Schweizer Stromaussehenshandel insbesondere mit den vier Nachbarländern Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich stattfindet.
- bezüglich der CO<sub>2</sub>-Intensität insbesondere der Stromimport aus Deutschland relevant ist. Österreich fällt mengenmässig weniger ins Gewicht und der Import aus Frankreich ist zu einem grossen Teil CO<sub>2</sub>-arm. Italiens Stromerzeugung ist zwar CO<sub>2</sub>-intensiv, aber als Exporteur in Richtung Schweiz von geringer Bedeutung.
- der Stromaussehenshandel zeitlich stark variiert, insbesondere bei getrennter Betrachtung der Importe und der Exporte

In Ménard et al. (1998) werden vier sogenannte Strommix-Modelle vorgeschlagen, um die CO<sub>2</sub>-Intensität des Schweizer Stromabsatzes zu berechnen. Um eine begriffliche Doppelbesetzung des Begriffs Modell (Kap. 6) zu vermeiden, werden die nachfolgende Bilanzierungsmethoden (BM) 1 bis 4 genannt.

Die erste Bilanzierungsmethode (BM1) lässt den Stromaussehenshandel unberücksichtigt, das heisst, die CO<sub>2</sub>-Intensität ergibt sich gemäss der inländischen Erzeugungsstruktur.

Bei den anderen drei Bilanzierungsmethoden wird der Stromaussehenshandel der Schweiz jeweils unterschiedlich berücksichtigt. Die Funktionsweise dieser Bilanzierungsmethoden, deren Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Intensität des Verbrauchermix und die resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensitäten für die Schweiz wird in den folgenden Abschnitten diskutiert.

Grundsätzlich unterscheiden sich die drei Bilanzierungsmethoden gemäss Ménard et al. (1998) darin, wie der mit dem Ausland gehandelte Strom mit dem im Inland erzeugten Strom verrechnet und dem inländischen Verbrauch zugeordnet wird. Bei der Umsetzung sind drei Elemente für die Methoden bestimmend:

- erstens verhält es sich unterschiedlich, welche Handelsmengen berücksichtigt werden (richtungsgetrennte Bruttomengen oder saldierte Mengen resp. Überschüsse).
- zweitens wirkt es sich auf die CO<sub>2</sub>-Intensität aus, mit welchem relativen Gewicht diese gehandelten Strommengen in die Berechnung miteinbezogen werden.
- drittens ist es ausschlaggebend, welcher Erzeugungsmix den Import- resp. Exportmengen zugrunde gelegt wird.

Für die Zusammensetzung der Importströme wird für alle Bilanzierungsmethoden der Ansatz in Ménard et al. (1998) übernommen, das heisst, der Importstrom setzt sich anteilmässig gleich zusammen wie die Produktion in den Importländern.<sup>22</sup>

Zusätzlich zum Vorgehen in Ménard et al. (1998) wird in der vorliegenden Studie der aktuellen Datenlage Rechnung getragen. Aufgrund der gegebenen Fragestellung wird neu eine höhere zeitliche Auflösung gewählt. Eine höhere zeitliche Auflösung wird zudem durch die Feststellung, dass Importe und Exporte bedeutenden Schwankungen sowohl im tageszeitlichen Wechsel als auch im Jahresverlauf über die verschiedenen Jahreszeiten unterliegen, nahe gelegt. Die unterschiedliche Herkunft (Kraftwerkstyp) während der verschiedenen Zeitabschnitte hat mutmasslich einen entscheidenden Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Intensität des Verbrauchermix.

## 5.1 *Methodisches Vorgehen zur Bilanzierung des Stromaussenhandels*

In den folgenden Abschnitten werden die Prinzipien und zugrunde liegenden Denkansätze der erwähnten vier Bilanzmethoden erläutert und bzgl. ihrer Plausibilität kurz diskutiert.

Die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Intensität erfolgt mit stündlicher Auflösung. Die resultierenden Werte werden auf Jahres-, Halbjahres- und Monatswerte aggregiert sowie mit einem Heizungsprofil gewichtet (Stromnachfrageprofil) und dargestellt. Zum Schluss werden die Ergebnisse in Strombezüger von Ökostromprodukten und übrige Strombezüger segmentiert.

### 5.1.1 **Bilanzierungsmethode 1**

#### **Verbrauchermix = Inlanderzeugung**

Die Bilanzierungsmethode BM1 geht davon aus, dass der Strommix des Inlandverbrauchs gleich dem Strommix der Inlanderzeugung ist. Aufgrund der verschiedenen Grundlagen zum Stromaussenhandel (Kap. 3) und der Herkunft des Stromabsatzes (Kap. 4) ist es offensichtlich, dass diese Bilanzmethode zu kurz greift. Deshalb wird auf sie nicht weiter eingegangen.

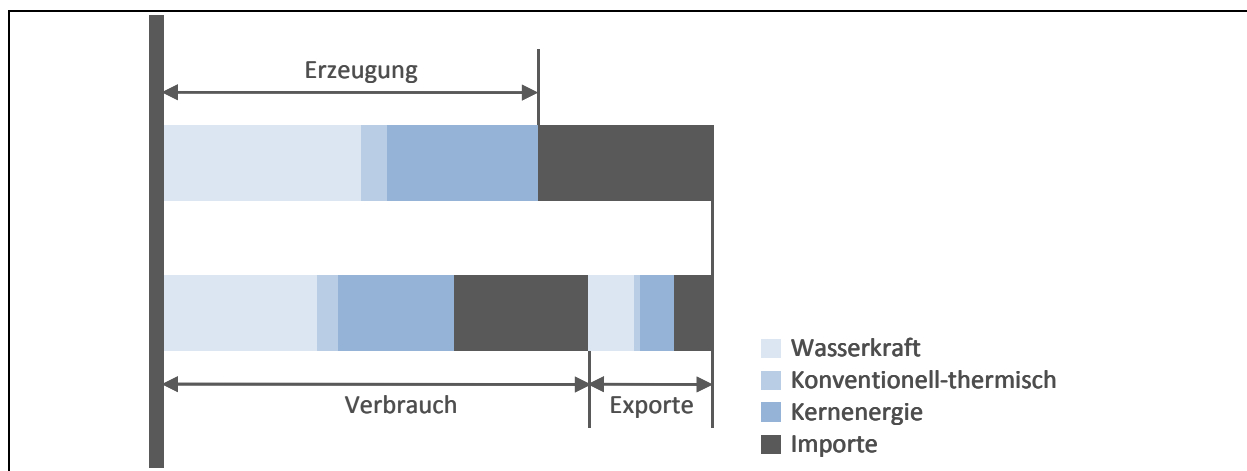
---

<sup>22</sup> Implizit entspricht der Strom, der aus der Schweiz in andere Länder exportiert, bei den Bilanzierungsmethoden 2 und 4 der Schweizerischen Erzeugungsstruktur.

## 5.1.2 Bilanzierungsmethode 2

### Verbrauchermix = Inlanderzeugung + Importe

Die Bilanzierungsmethode 2 (BM2) geht davon aus, dass sich die Stromerzeugung aus dem Inland und die gesamten Brutto-Importe aus dem Ausland vollständig mischen. Die Summe aus inländischer Stromerzeugung und Stromimporten ergibt einen „Mischstrom“, der zum einen im Inland verbraucht und andererseits exportiert wird (Figur 7). Der Inlandsverbrauch und die Exporte hätten demnach denselben Strommix und dieselbe CO<sub>2</sub>-Intensität.



Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy

Figur 7 Bilanzierungsmethode BM2 (Importe nicht als Kraftwerksmix dargestellt)

Hintergrund dieser Bilanzierungsmethode ist die Überlegung, dass sich der in inländischen Kraftwerken erzeugte Strom und die Stromimporte zu jedem Zeitpunkt idealtypisch mischen. Begründet wird dies oft mit dem Argument der „Kupferplatte“, d.h. mit der Tatsache, dass der Strom entlang des physikalisch geringsten Widerstands fließt. Ohne ergänzende Informationen ist eine nachträgliche Herkunftsbestimmung insofern nicht möglich.<sup>23</sup> Nach dieser Methode basieren Brutto-Exporte (welche die Netto-Exporte um ein Mehrfaches übersteigen), weitgehend auf Importen aus dem Ausland.

Mit dem Argument des physikalisch geringsten Widerstands lässt sich nicht begründen, dass der importierte Strom sich vollständig mit der gesamten inländischen Erzeugung mischt. Die inländische Erzeugung wird zu einem Teil der mittleren Spannungsebene und dezentral ins Netz eingespeist. Der Import erfolgt zum grössten Teil auf der höchsten Spannungsebene und der Export verlässt die

<sup>23</sup> Abgesehen von der Auswertung der Herkunftsnachweise (Kap. 4) fehlen in der Schweiz statistische oder andere empirische Grundlagen über den Verwendungszwecke der Brutto-Importe. Insbesondere ist keine Unterscheidung zwischen Importen aufgrund von Transitflüssen und Importen mit dem Zweck einer Deckung der Inlandsnachfrage möglich.

Schweiz auf derselben. Gleichzeitig stattfindende Importe und Exporte sind vor diesem Hintergrund entsprechend eher als Durchflüsse zu interpretieren, weil jede Transformation mit Umwandlungsverlusten, d.h. Widerstand, verbunden ist.

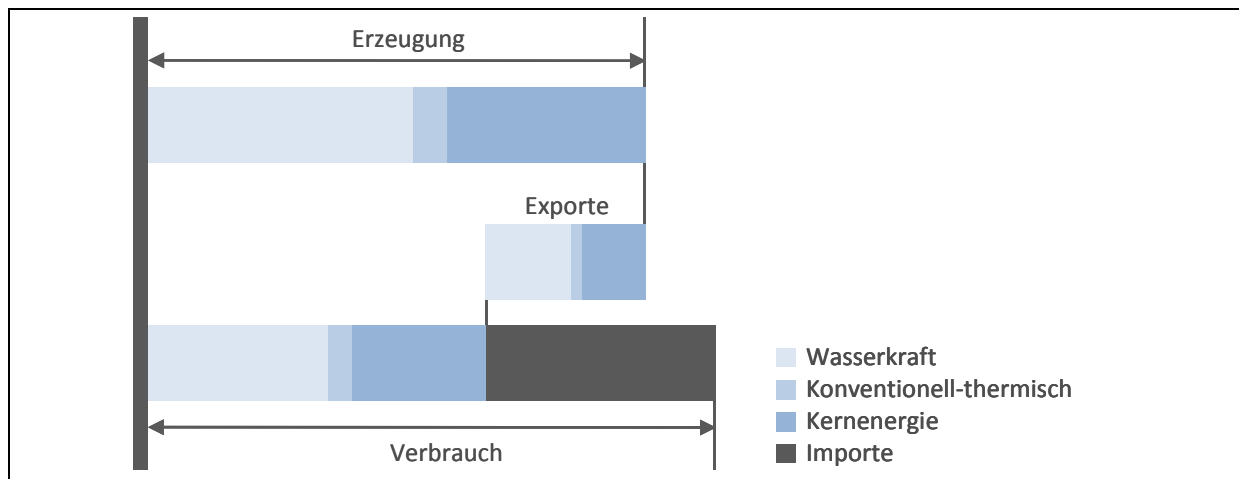
### 5.1.3 Bilanzierungsmethode 3

#### Verbrauchermix = Inlanderzeugung – Exporte + Importe

Nach der Bilanzierungsmethode 3 (BM3) werden die Brutto-Exporte nicht dem Verbrauchermix zugeordnet. Es wird davon ausgegangen, dass sie physikalisch im Inland erzeugt und direkt exportiert werden. Entsprechend werden die Exportmengen von der inländischen Erzeugung subtrahiert. Für die vorliegende Fragestellung erfolgt diese Subtraktion für jede Stunde separat. Die Importe werden indes vollumfänglich den Konsumenten in der Schweiz angelastet (Figur 8).

Nach der Bilanzierungsmethode BM3 machen die – üblicherweise relativ hohen – Brutto-Exporte Importe quasi notwendig, die verbleibende Inlanderzeugung zu ergänzen und die inländische Nachfrage zu decken.

Mit diesem Ansatz resultiert aus methodischen Gründen eine im Vergleich zum BM2 höhere CO<sub>2</sub>-Intensität für den Verbrauchermix der Schweiz, weil die Importe stärker ins Gewicht fallen und die CO<sub>2</sub>-Intensität der umliegenden Länder im Mittel höher als jene der Schweiz ist.



Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy

Figur 8 Schematische Darstellung der Bilanzierungsmethode BM3 (Importe sind nicht als Kraftwerksmix dargestellt)

Der Ansatz der Bilanzierungsmethode BM3 hat ihre Berechtigung vor dem Hintergrund von Exporten aus wirtschaftlichen Gründen (auch im Zusammenhang mit Verkäufen von Grün-Strom-Zertifikaten ins Ausland). Leider fehlen in der Schweiz statistische oder andere empirische Grundlagen über die verschiedenen Kategorien der Brutto-Exporte (Transit, Gegengeschäfte, Zertifikatsverkäufe). Insbe-

sondere ist keine Unterscheidung zwischen Exporten aufgrund von Transitflüssen und anderen Exporten möglich.

Allerdings ist es wenig plausibel, dass es sich bei der gesamten Exportmenge, welche betragsmässig in der Regel deutlich über 60% der schweizerischen Produktion ausmachte, um inländische Erzeugung handelt, welche explizit zu Exportzwecken produziert wurde.

#### 5.1.4 Bilanzierungsmethode 4

##### **Verbrauchermix = Inlanderzeugung – Exportsaldo + Importsaldo**

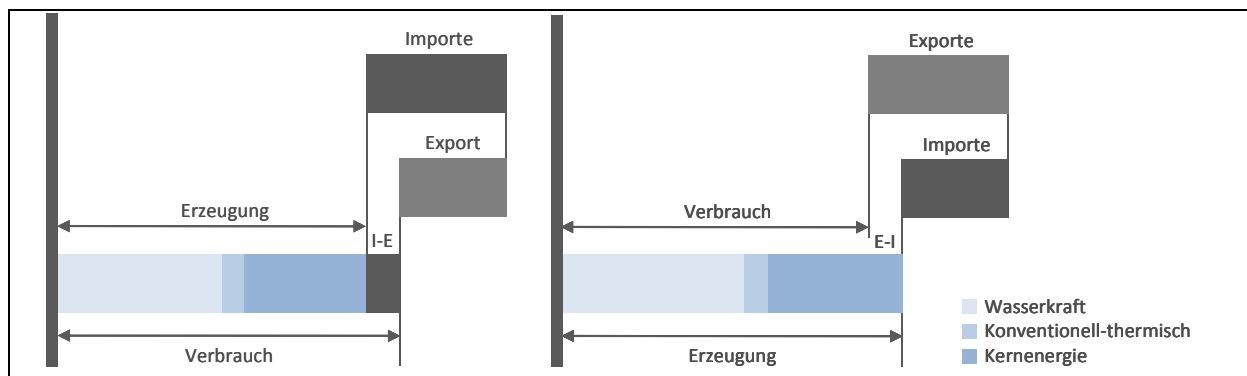
Bei der Bilanzierungsmethode 4 (BM4) ist zwischen Stunden mit Importüberschuss und solchen mit Exportüberschuss zu unterscheiden (Figur 9). Zu betonen ist, dass sich das Kriterium zur Fallunterscheidung hierbei auf die Schweiz als Ganzes bezieht, nicht auf die einzelnen Landesgrenzen:

- Fall 1: Importüberschuss: in die Schweiz importierter Strom wird nur dann in der Schweiz verbraucht, wenn die eigene Erzeugung die inländische Nachfrage nicht zu decken vermag. Bei diesen Stunden mit Importüberschuss addiert sich der Importsaldo (=Importüberschuss) zur inländischen Erzeugung (Figur 9, linke Grafik). Der Mix dieses Importüberschusses wird mit dem Mix der Brutto-Importe dieser Stunden gleichgesetzt, d.h. Netto-Importe und Durchflüsse durch die Schweiz erhalten den selben Strommix. Der inländische Erzeugungsmix fliesst während dieser Stunden vollumfänglich in die Bilanz mit ein. Zu betonen ist zum einen, dass die Saldierung nicht für jedes Nachbarland separat, sondern für die Summe aller Nachbarländer zusammen gemacht wird. Und zum anderen, dass der Mix des Importüberschuss gemäss den Brutto-Importmengen berechnet wird (und nicht nach dem Mix der saldierten Importe pro Land).
- Fall 2: bei einem Exportüberschuss ist der Verbrauchermix identisch mit dem Erzeugungsmix. Importe werden in diesem Fall vollständig als Transitflüsse betrachtet. Der Verbrauch ergibt sich in diesem Fall aus der inländischen Erzeugung abzüglich der Exportüberschüsse (Figur 9, rechte Grafik).

Im Gegensatz zu den Bilanzierungsmethoden 2 und 3 macht die Methode BM4 die Betrachtung von momentanen Leistungsflüssen aus methodischen Gründen erforderlich. Es ist zwischen Stunden mit Importüberschüssen (Fall 1) und solchen mit Exportüberschüssen (Fall 2) zu unterscheiden. Nur der Saldo der Importe und Exporte der effektiven Leistungsflüsse pro Zeitintervall wird gemäss der oben stehenden Fallunterscheidung berücksichtigt. Die übrigen zeitgleichen Importe und Exporte werden als Transitflüsse interpretiert. Gleichzeitige Importe während Stunden mit Exportüberschuss fliessen nicht in die Bilanz ein.<sup>24</sup>

---

<sup>24</sup> Aus Gründen der Datenlage, d.h. weil die Gesamtlast der Schweiz nicht auf Stundenbasis bekannt ist, wird der Verbrauch dieser Stunden als Produktion abzüglich Exportüberschuss berechnet.



Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy

Figur 9 Bilanzierungsmethode BM4 für die Fälle mit Importüberschuss (links) und Exportüberschuss (rechts) (Importe nicht als Kraftwerksmix dargestellt).

## 5.2 Gemeinsame Datengrundlagen für alle Bilanzierungsmethoden

Um die CO<sub>2</sub>-Intensität in der geforderten zeitlichen Auflösung mit den beschriebenen Bilanzierungsmethoden bestimmen zu können, werden folgende Datengrundlagen benötigt:

- Netto-Landesproduktion<sup>25</sup> (inkl. Verteilverluste, exkl. Erzeugung der Pumpspeicherwerke) der Schweiz pro Stunde und Technologie
- Brutto-Import- und Exportmengen pro Stunde, Land und Technologie

Der hohe zeitliche Auflösungsbedarf ergibt sich auch aus der Fragestellung, um die CO<sub>2</sub>-Intensität mit verschiedenen Nachfrageprofilen gewichten zu können. Im Folgenden wird der verwendete Datensatz im Einzelnen beschrieben.

### 5.2.1 Netto-Landesproduktion der Schweiz pro Stunde und Technologie

Für die Schweiz existiert kein durchgehender Datensatz zum Lastgang mit stündlicher Auflösung. Es ist deshalb erforderlich, verschiedene Datensätze miteinander zu kombinieren.

Zurückgegriffen wird hierbei insbesondere auf die Schweizerische Elektrizitätsstatistik (SES 2007) und die BFE-Wochenberichte (2000-2008). In der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik werden Monatsbilanzen der inländischen Erzeugung pro Kraftwerkstyp und der Importe und Exporte veröffentlicht. In den BFE-Wochenberichten ist für jeden Mittwoch die in der Schweiz erzeugte Energiemenge pro Kraftwerkstyp dokumentiert. Für jeden dritten Mittwoch im Monat sind auch

<sup>25</sup> Es wird angenommen, dass landesinterne Verluste jeweils entsprechend dem landesinternen Erzeugungsmix zusammengesetzt sind. Netzverluste sind mengenmässig zwar relevant, aber auf die Resultate der Bilanzierungsmethoden nehmen sie unter den getroffenen Annahmen keinen Einfluss.

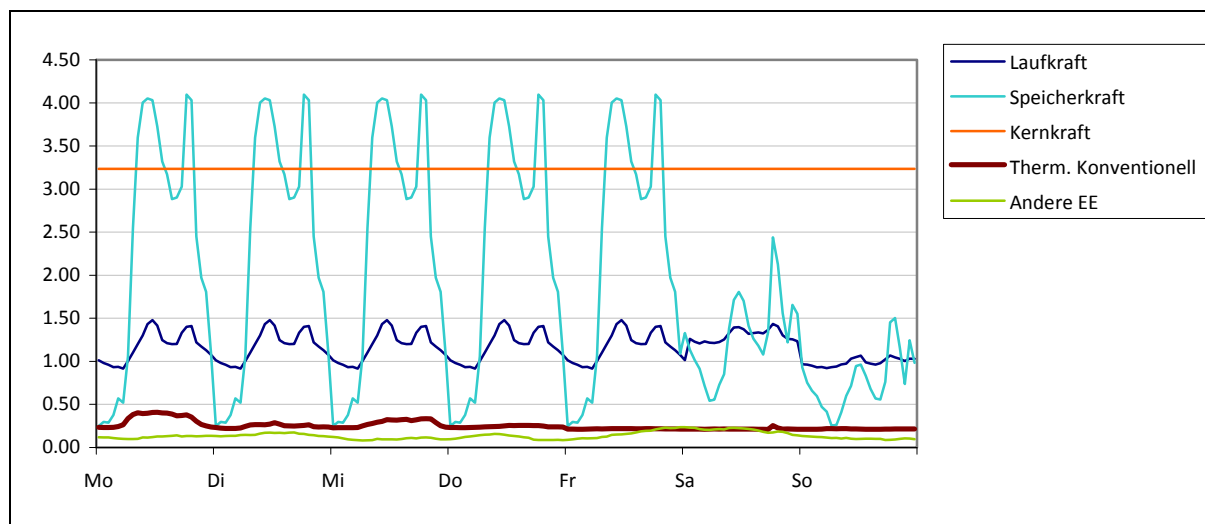
Tagesprofile verfügbar. Auf Anfrage beim BFE sind entsprechende Werte auch für die dritten Samstage und Sonntage im Monat verfügbar.

Mithilfe dieser Angaben lässt sich die Erzeugung der zwei wichtigsten Primärenergieträger der schweizerischen Stromerzeugung, die Wasserkraft (unterteilt in Speicher- und Laufkraft) und die Kernkraft, stündlich gut abbilden (siehe Figur 10 und Figur 11 für exemplarische Wochenverläufe für die vier Jahreszeiten).

Die Strommengen, welche für den Pumpbetrieb der Speicherkraftwerke angewendet werden, wurden vorgängig von der Landeserzeugung, das heisst vom Produktionsanteil durch Speicherkraft, abgezogen. Dieser Strom steht also rechnerisch nicht mehr für den inländischen Verbrauch zur Verfügung.

Zur Stromproduktion aus thermisch-konventionellen Energieträgern oder erneuerbaren Energien stehen sowohl zeitlich als auch betreffend Energieträger lediglich aggregierte Daten zur Verfügung. Die Jahressummen für die Energieträger Erdöl und Erdgas sind der Publikation Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung in der Schweiz (WKK 2007) entnommen. Die UCTE-Daten weisen zusätzlich noch die monatlichen Anteile aus erneuerbaren Energieträgern aus.<sup>26</sup>

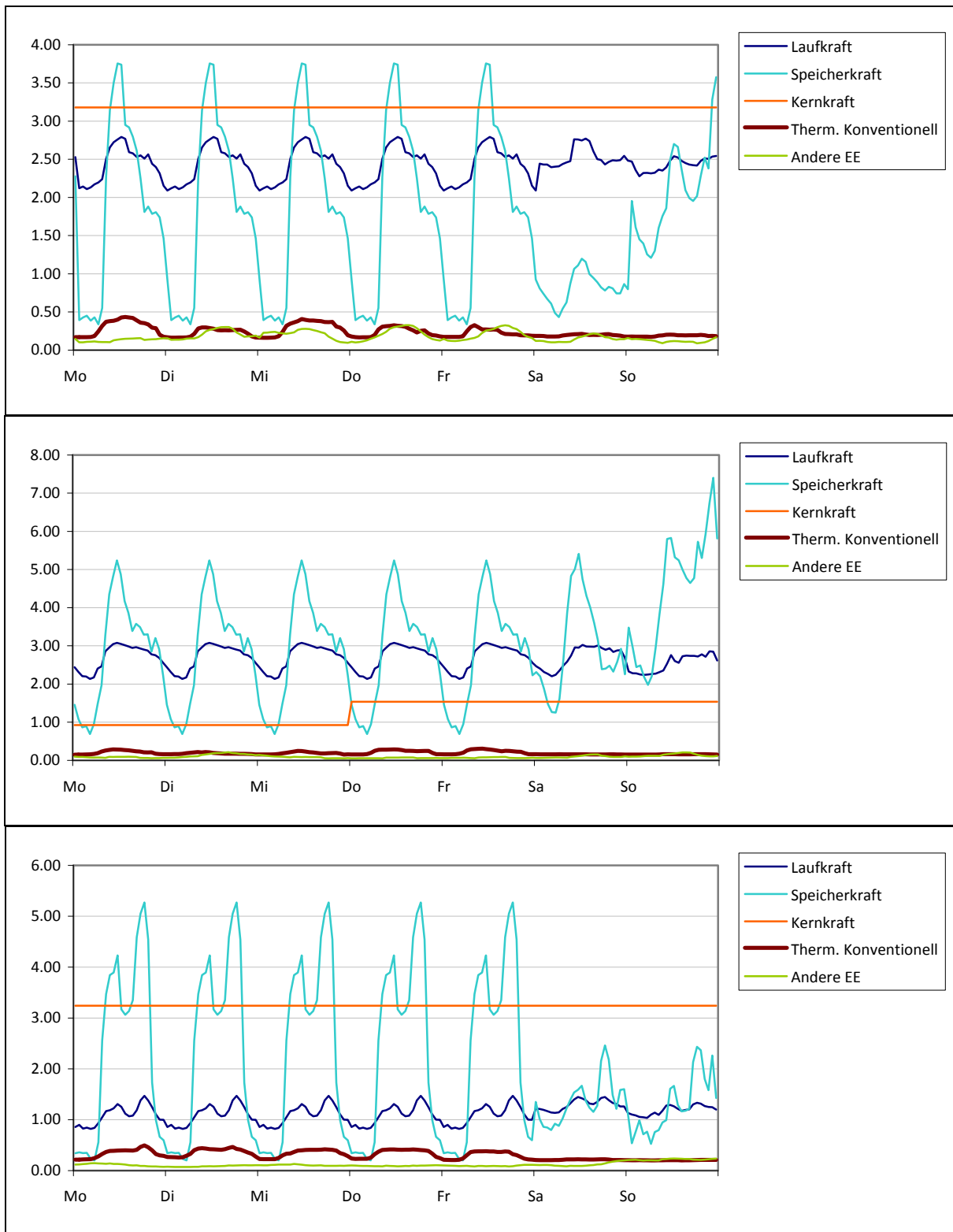
Gut ersichtlich ist, dass die Speicherkraftwerke im Winter verstärkt zu Spitzenlastzeiten bei mutmasslich hohen Strompreise eingesetzt werden (werktags, Morgen- und Abendspitzen), was sich bis auf die Produktion der Laufkraftwerke auswirkt.



Quelle: SES (2007), UCTE (2007), WKK (2007)

Figur 10 Erzeugung Schweiz (stündliche Werte in GWh) pro Technologie, exemplarischer Wochenverlauf im Februar 2007

<sup>26</sup> Die Aufteilung der Strommengen auf die einzelnen Stunden erfolgte mithilfe der stündlichen Lastdaten für Deutschland (EEX 2007), das heisst, die Monats- resp. Jahressummen der Anteile aus thermisch-konventioneller Produktion sowie für diejenigen aus erneuerbaren Energieträgern gemäss dem stündlichen Lastprofil von Deutschland derselben Energieträger modelliert.



Figur 11 Erzeugung Schweiz (stündliche Werte pro GWh) pro Technologie, exemplarischer Wochenverlauf im Mai (oben), im August (Mitte) und im November (unten) des Jahres 2007



## 5.2.2 Brutto-Importe pro Stunde

Wie oben erläutert (Abschnitt 3.2) stehen seitens der Organisation ETSO lediglich stündlich saldierte Import- und Exportflüsse zur Verfügung. Im Hinblick auf die Bilanzierungsmethoden sind jedoch stündliche Brutto-Importflüsse (richtungsgetrennt) erforderlich. Die BFE Aussenhandelstatistik liefert eine sehr gute Grundlage, um die Brutto-Importe der Nachbarländer in die Schweiz mengenmässig abzubilden. Die zeitliche Auflösung dieser Statistik ist für unsere Zwecke jedoch ungenügend, denn es werden lediglich Monatssummen ausgewiesen. Entsprechend ist auch hier eine Kombination von mehreren Datensätzen nötig. Im Folgenden werden diese zusammengesetzten Datensätze und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen für jedes Nachbarland besprochen.

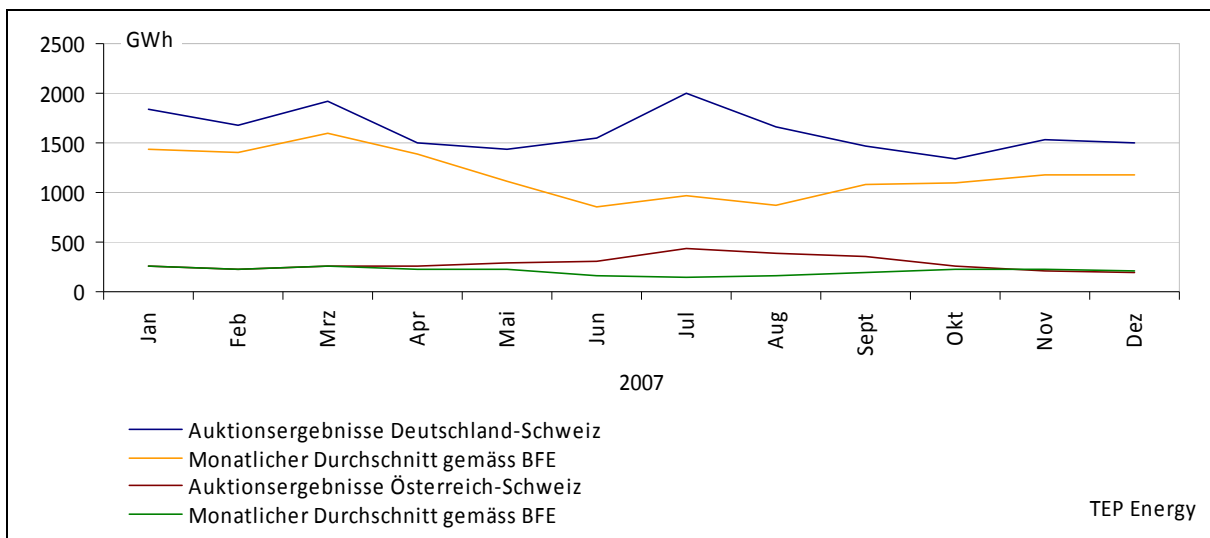
### Brutto-Importe aus Deutschland pro Stunde

Zur Modellierung der stündlichen Brutto-Importe aus Deutschland wurden die Monatssummen aus der BFE Aussenhandelstatistik mit stündlich vorliegenden Auktionsergebnissen kombiniert. Die auktionierten Kapazitäten liegen richtungsgetrennt und brutto vor und sind differenziert nach Jahres-, Monats-, Tagesabschnitts- und Stundensegmenten.<sup>27</sup> Aufgrund von sogenannten resale-Aktivitäten, kommt es in dieser Statistik jedoch zu Mehrfachnennungen.

Zudem erscheinen auch ersteigerte, aber nicht genutzte Importkapazitäten in der Auktionsstatistik. Im Vergleich zu den monatlich vorliegenden Daten der Aussenhandelsstatistik vom BFE stellen die Auktionsdaten aus diesem Grund zum Teil eine gewisse Überschätzung der tatsächlichen Einfuhr dar (Figur 12). Die stündlichen Auktionsdaten wurden proportional auf das Niveau der BFE-Monatssummen der Brutto-Importe skaliert, das heisst sie wurden bezüglich ihres zeitlichen Profils berücksichtigt (Figur 13).

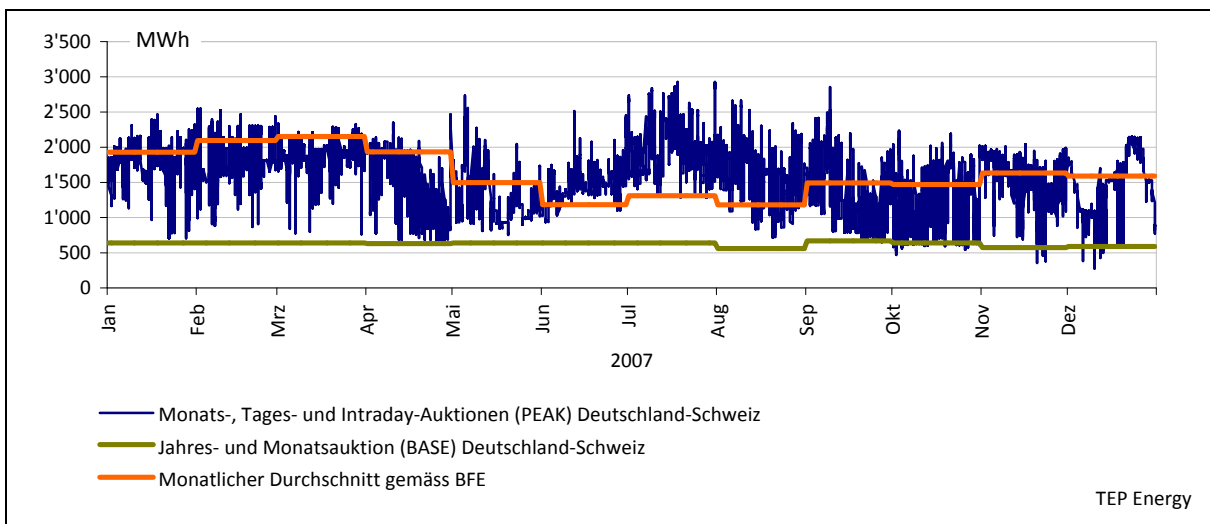
---

<sup>27</sup> Seit Januar 2006 werden koordinierte explizite Auktionen der verfügbaren Transportkapazität an der Grenze Deutschland/Schweiz durchgeführt. Die Vergabe der verfügbaren Transportkapazität erfolgt auf dem Wege von Jahres-, Monats- und Tagesauktionen. Mit Start der Tagesauktion am 18. Januar 2006 wurde auch ein Intraday-Kapazitäts-Vergabeverfahren für den grenzüberschreitenden Stromhandel D-CH eingeführt. Seit dem 6. August 2007 besteht auch die Möglichkeit, Kapazitätsrechte sekundär zu handeln und Resale in zeitlich nachgelagerte Auktionen auszuführen. Auktionskoordinator ist die EnBW Transportnetze AG. Als zusätzliches Angebot für Auktionsteilnehmerinnen wurde ein Sekundärmarkt für Kapazitätsrechte eingeführt. Die Kapazitätsrechte aus Jahres- und Monatsauktionen können vor den Monats- und Tagesauktionen wieder zurückgegeben und erneut versteigert werden. Ein Rechtstransfer von Jahres- und Monatskapazitäten ist auf stündlicher Basis möglich, wodurch den Auktionsteilnehmende maximale Flexibilität gewährt wird. Im Falle eines Resale ist das Ziel die erneute Auktionierung dieser Kapazität in der jeweils festgelegten nachfolgenden Auktion (aus Jahr in Monat oder in Tag, aus Monat in Tag). In den Daten sind also mehrfach gehandelte Mengen enthalten.



Quellen: BFE (2007), EnBW(2007), swissgrid (2007), auction office (2007)

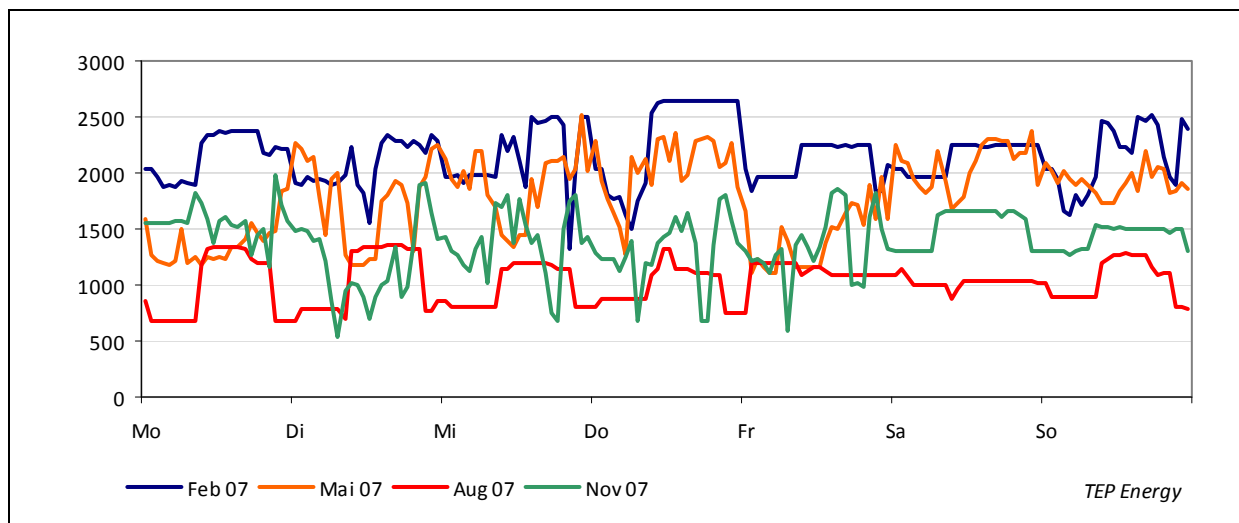
Figur 12 Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den Monatssummen Auktionsergebnisse an den Grenzen zu Deutschland und Österreich (in GWh)



Quellen: BFE (2007), EnBW(2007), swissgrid (2007), auction office (2007)

Figur 13 Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den stündlichen Auktionsergebnisse an der Grenze zu Deutschland (in MWh)

Der Brutto-Import von Strom aus Deutschland ist im Tagesverlauf während den Tagesstunden erhöht und erreicht insbesondere im Februar jeweils die Kapazitätsgrenze (Figur 14). Die Importaktivität ist auch im Mai, d.h. während der Perioden mit hohen Exporten, hoch. Die Jahres- und Monatsbänder wurden jeweils in allen Monaten beansprucht und stellen die Untergrenzen während der Nacht dar.

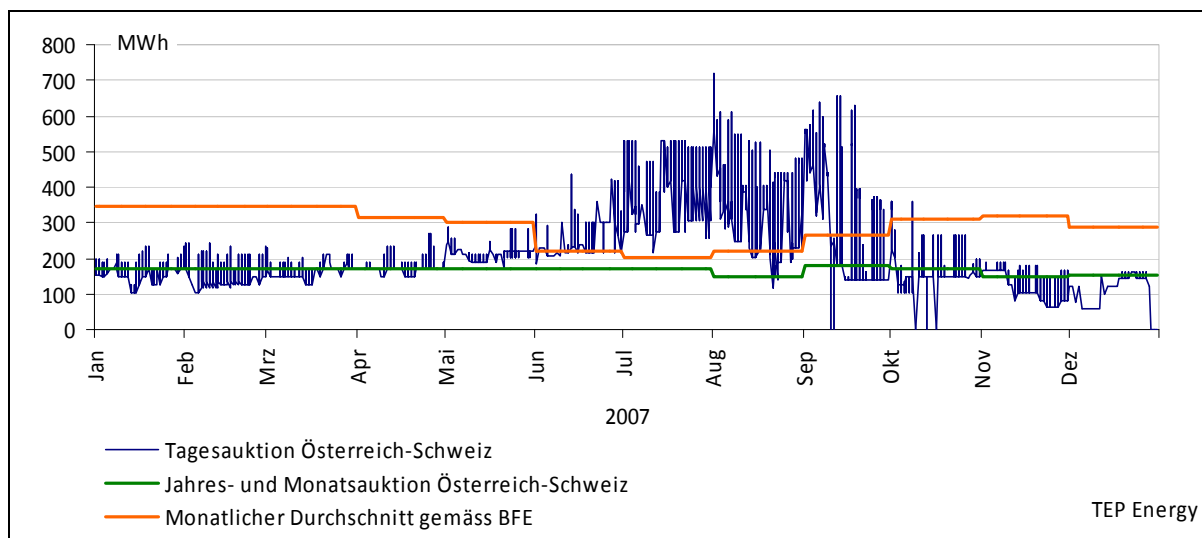


Quellen: BFE (2007), EnBW(2007), swissgrid (2007), auction office (2007)

Figur 14 Modellierte Bruttoimportmengen aus Deutschland, pro Stunde, exemplarische Wochenverläufe im Februar, Mai, August und November 2007 (stündliches Mittel in MWh)

### Brutto-Importe aus Österreich:

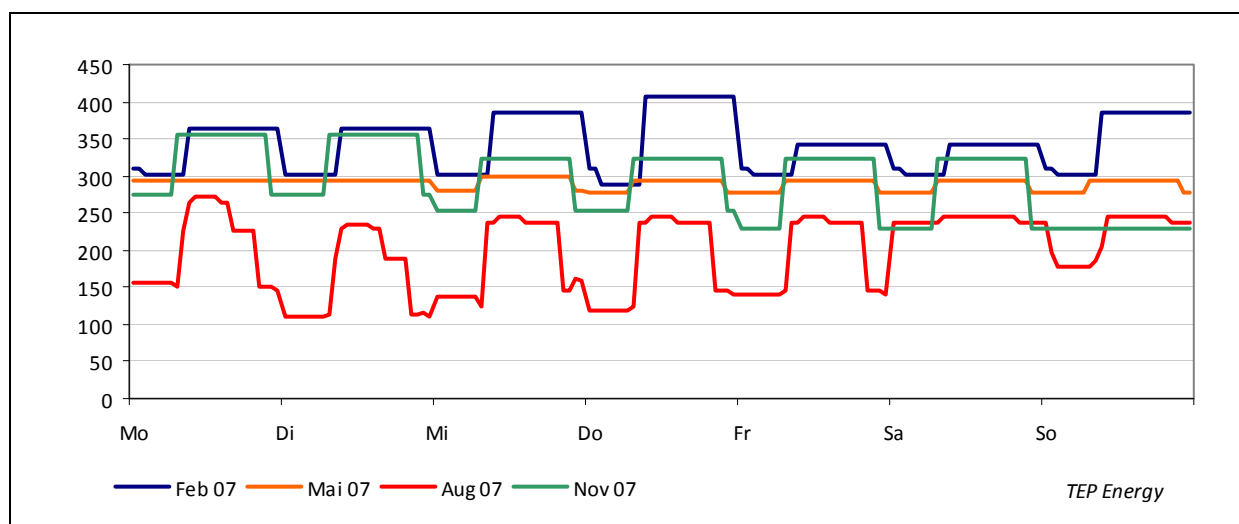
Seit Januar 2006 finden auch zwischen Österreich und der Schweiz Monats- und Tagesauktionen in beide Richtungen statt (seit 2007 auch eine Jahresauktion). Der Vergleich zwischen den Auktionsergebnissen und der BFE-Aussenhandelsstatistik liefert die gleichen Erkenntnisse wie im Fall von Deutschland allerdings stark akzentuiert: die auktionierten Mengen übersteigen v.a. in den Sommermonaten die realisierten Brutto-Importe stark (Figur 15).



Quellen: BFE (2007), EnBW(2007), swissgrid (2007), auction office (2007)

Figur 15 Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den stündlichen Auktionsergebnisse an der Grenze zu Österreich (in MWh)

Die stündlichen Auktionsdaten wurden in der Folge wie für Deutschland auf die Monatssummen der BFE-Statistik skaliert, was zu Brutto-Importmengen führt, wie in Figur 16 für vier Wochen exemplarisch dargestellt.



Quellen: BFE (2007), EnBW(2007), swissgrid (2007), auction office (2007)

Figur 16 Modellierte Bruttoimportmengen für Österreich, pro Stunde, Wochenverläufe im Februar, Mai, August und November 2007 (in MWh)

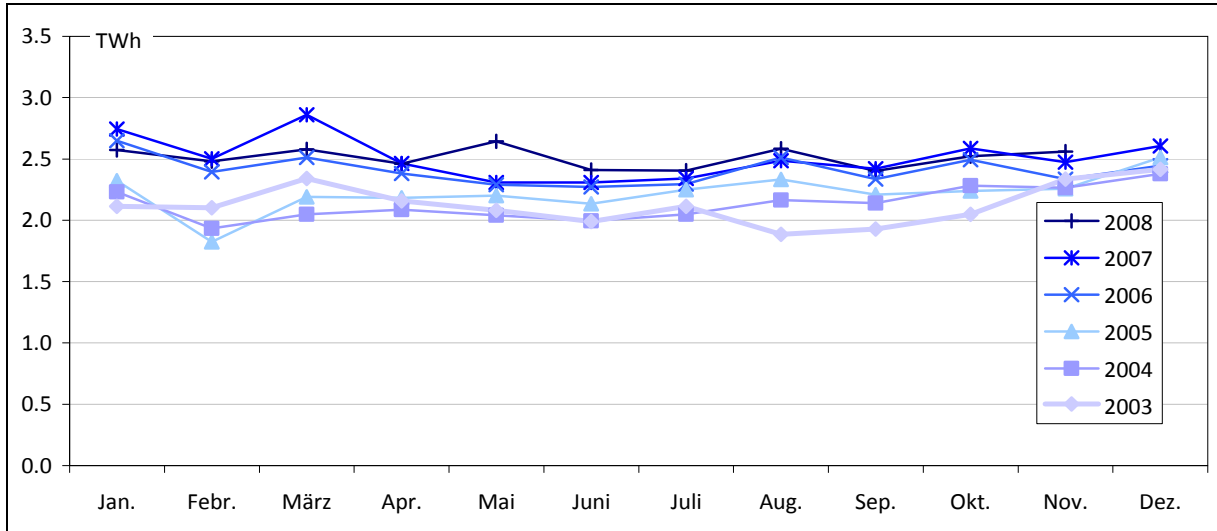
### Brutto-Importe aus Frankreich

Die Grenzkapazität zwischen der Schweiz und Frankreich ist zu einem grossen Teil für Langfristverträge reserviert. Es finden keine Auktionen für Transporte über die Grenze statt.

In den Bilanzierungsmethoden wird angenommen, dass aus Frankreich brutto, d.h. ohne Saldierungen, ein mehr oder weniger konstantes Stromband in die Schweiz fliesst. Zu diesem Zweck wurden die Brutto-Einfuhren der Monatsbilanzen der BFE-Aussenhandelsstatistik (Figur 17) gleichmässig auf die einzelnen Stunden verteilt.

Das daraus resultierende monatliche Importband liegt für das Jahr 2007 zwischen 3.1 und 3.8 GW (im Mittel bei rund 3.4 GW) und im Jahre 2008 zwischen 3.2 und 3.6 GW (ohne Dezember 2008). In Figur 18 sind die Monatswerte aus den Handelsstatistiken der letzten fünf Jahre dargestellt. Der NTC-Werte für Stromtransporte von Frankreich in die Schweiz ist für die Saison 2008-2009 mit 3.2 GW angegeben (Figur 3). Unter Berücksichtigung dieser Kapazitätsbegrenzung wird die Annahme eines mehr oder weniger konstanten Importbandes, modelliert anhand der monatlichen Brutto-Importe aus Frankreich gemäss der BFE-Handelsstatistik, bestärkt. Zum Vergleich: Prognos (2007) schätzte die dauernd für die Schweiz zur Verfügung stehende Leistung von französischen Kernkraftwerken auf ca. 2.6 GW. Es besteht also ein gewisser, wenn auch kein grosser Spielraum für

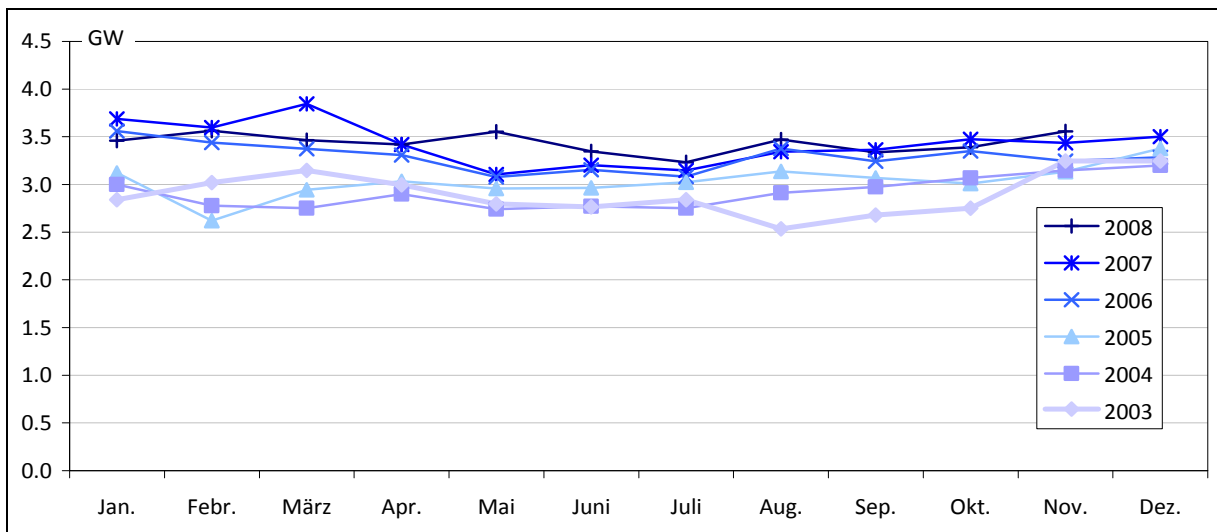
weitere Importe aus Frankreich. Bei diesen kann es sich auch um Durchleitungen von Frankreichs nördlichen Nachbarländern inkl. Deutschlands handeln.



Quelle: BFE (2001-2009), Darstellung TEP Energy

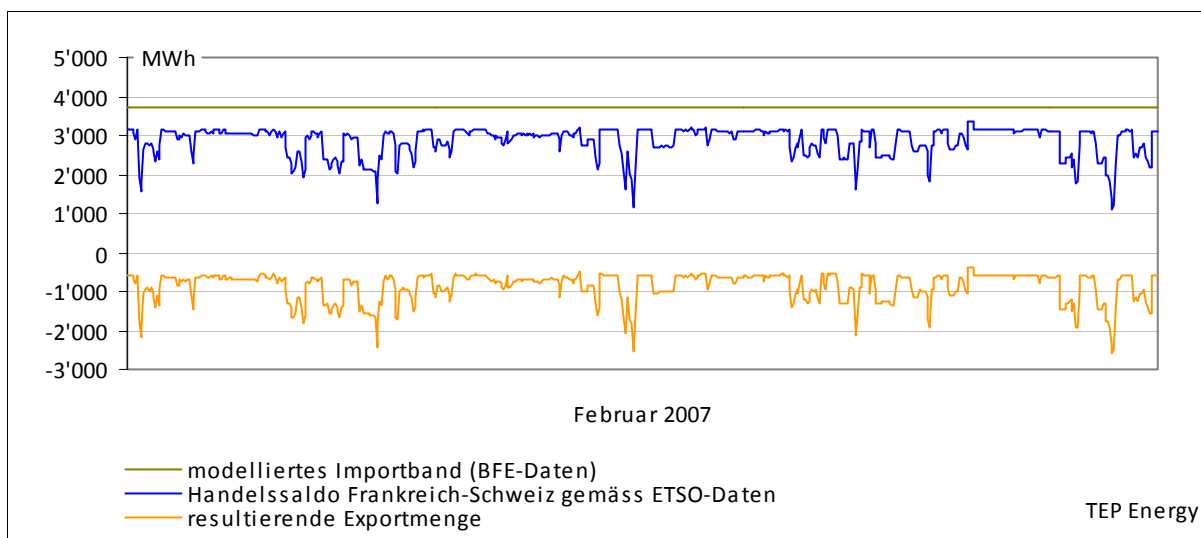
Figur 17 Monatliche Bruttoeinfuhr (in TWh) aus Frankreich gemäss BFE-Handelsstatistik

Eine weitere Bestätigung für die getroffene Plausibilität der Annahme liefert die Berechnung der stündliche Exportmengen mithilfe des modellierten Importbands und den (salidierten) ETSO-Stundenwerten (dargestellt in Figur 19 und Figur 20).

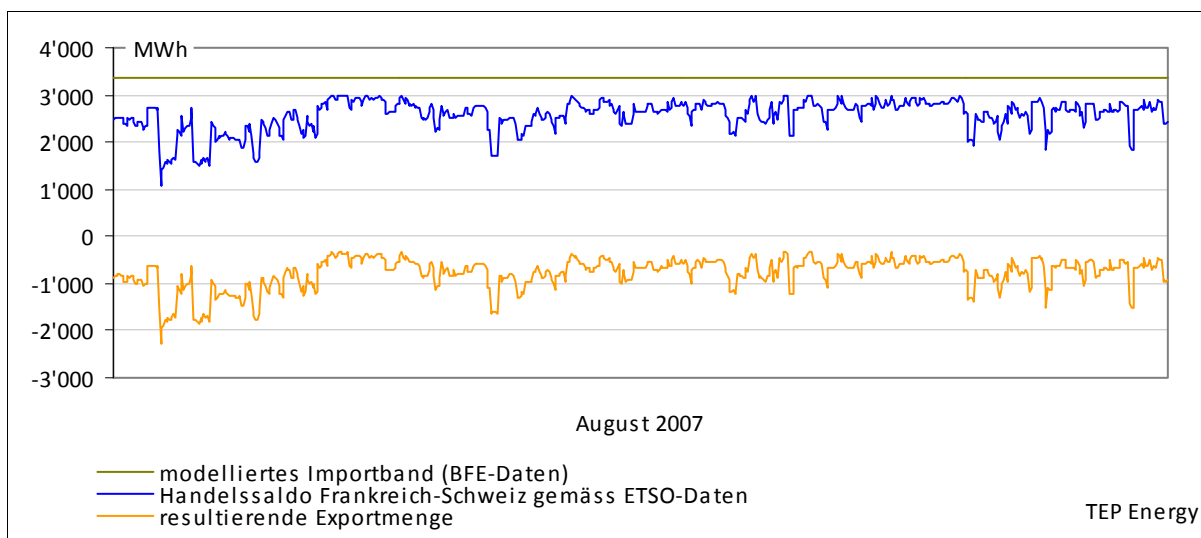


Quelle: BFE (2004-2009), Darstellung TEP Energy

Figur 18 Mittlere Leistung (in GW) an der Grenze zwischen Frankreich und der Schweiz, abgeleitet aus den Brutto-Importen der BFE-Handelsstatistiken



Figur 19 Stromhandelssaldo (in MWh) für Frankreich und das modellierte Strom-Importband im Monat Februar 2007



Figur 20 Stromhandelssaldo (in MWh) für Frankreich, das modellierte Strom-Importband und die resultierende Exportmenge im Monat August 2007

Tabelle 10 zeigt die Rechnung in der Übersicht. Die resultierenden Exportmengen stimmen sehr gut mit den Angaben in der BFE-Aussenhandelsstatistik überein.

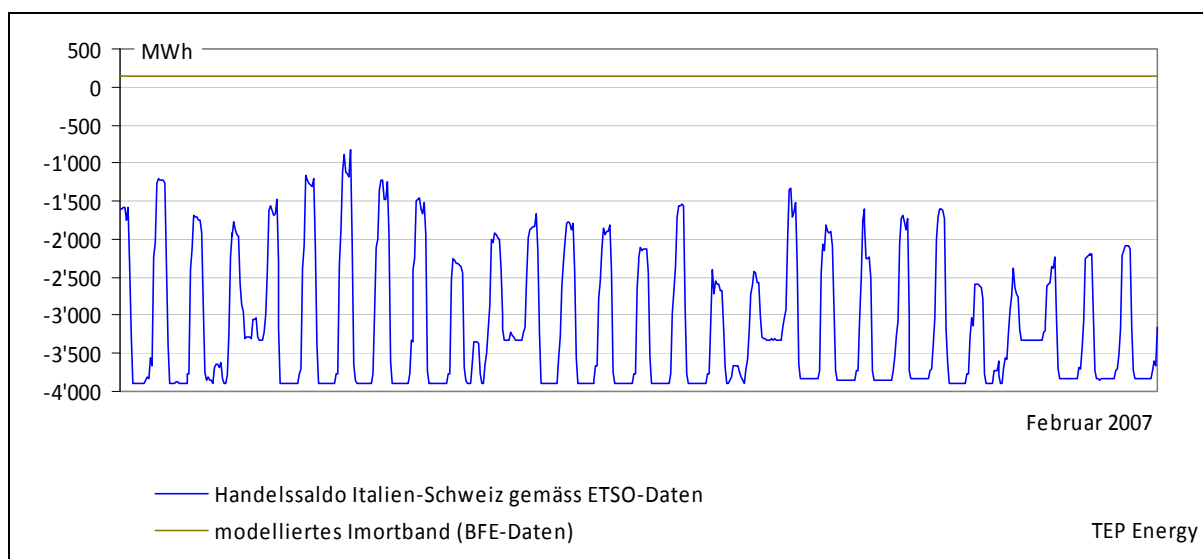
Tabelle 10 Modellierte Brutto-Import- und Exportmengen von und nach Frankreich (in MW) im Vergleich zu den BFE-Aussenhandelsmengen (GWh)

	Importe-Exporte (ETSO-Saldo)	Brutto-Importe (BFE 2007) (welche als Brutto-Importband modelliert werden)	ETSO-Saldo - BFE Importband = resultierende Exportmenge	Zum Vergleich: Brutto-Exporte (BFE 2007)
Januar	2196	2'744	-548	-533
Februar	1921	2'502	-581	-566
März	2139	2'861	-722	-711
April	1964	2'463	-499	-498
Mai	1683	2'309	-626	-610
Juni	1845	2'307	-462	-453
Juli	1376	2'342	-966	-917
August	1913	2'487	-574	-516
September	1679	2'421	-742	-709
Oktober	1892	2'586	-694	-695
November	1474	2'474	-1'000	-975
Dezember	1745	2'606	-861	-859
Jahr	21'827	30'102	-8'275	-8'042

Quelle: BFE (2007), ETSO (2007), Darstellung TEP Energy

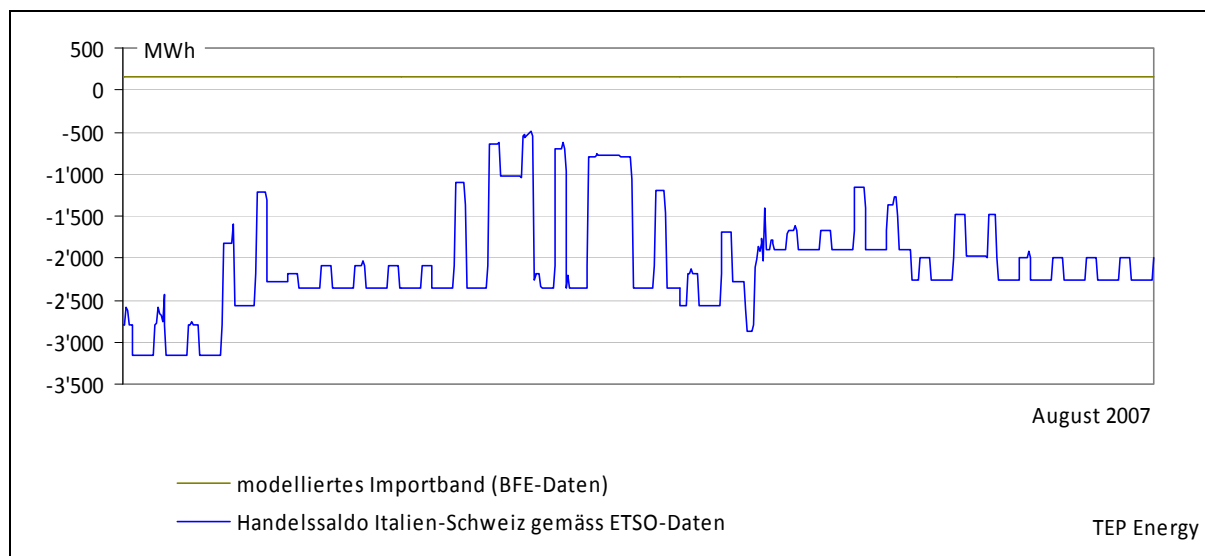
### Brutto-Importe aus Italien

Mangels Daten und in Anbetracht der sehr geringen Importmengen aus Italien wurde für die Brutto-Importe aus Italien vereinfacht analog wie für Frankreich vorgegangen. Dieser vereinfachende Ansatz hält der energiewirtschaftlichen Realität zwar nur beschränkt stand, aber aufgrund der geringen Importe aus Italien (Tabelle 4) halten wird diese Annahme für vertretbar.



Figur 21 Stromhandelssaldo (in MWh) für Italien und das modellierte Strom-Importband im Monat Februar 2007

Aus Darstellungsgründen wurde in den Figuren die resultierenden Exportmengen weggelassen, weil sie sehr nahe bei den Saldi liegen (Figur 21 und Figur 22).



Figur 22 Stromhandelssaldo (in MWh) für Italien und das modellierte Strom-Importband im Monat August 2007

### 5.2.3 Resultierende Import-Export-Konstellationen zur Illustration der Handelsflüsse

Nachdem die Brutto-Importe stundenweise und richtungsgetreunt vorliegen, lassen sich mithilfe der ETSO-Daten ebenfalls die Brutto-Exporte stundenweise bestimmen. Damit wird nun eine Analyse der Import-Export-Konstellationen, welche für die Schweizerische Handelsbilanz typisch sind, möglich. Bei je zwei Handelssituation (Import- oder Exportüberschuss) für die Schweiz und die vier Nachbarländer ergeben sich theoretisch 16 mögliche Konstellationen. Es zeigt sich bemerkenswerter Weise, dass sich die energiewirtschaftliche Realität auf einige wenige Handelssituationen reduzieren lässt.

#### Stunden mit Importüberschüssen in der Schweizer Handelsbilanz

Die Stunden mit Importüberschuss (4701 Stunden im Jahr 2007) konzentrieren sich überwiegend auf eine einzige der insgesamt acht möglichen Konstellationen (Tabelle 11). In dieser Konstellation finden Importe aus den Nachbarländern im Norden (Frankreich, Deutschland und Österreich) und Exporte nach Italien im Süden statt. Ein Mengenvergleich der Importe und Exporte mithilfe der Tabelle 11 bestärkt die Annahme, dass es sich bei diesen Stromflüssen grösstenteils um Transitflüsse von Norden nach Süden handelt.



Tabelle 11: Import- und Export-Konstellationen während den Stunden mit CH-Importüberschuss (TWh): total 4701 Stunden im Jahr 2007

	Deutschland		Frankreich		Österreich		Italien		Total	
	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export
Importe von D, F, A, Export nach I	8.4	3.9	15.6	3.7	1.4	0.04	1.1	13.2	26.5	20.8
Summe der anderen Konstellationen	0.4	0.5	1.1	0.3	0	0.03	0.1	0.7	1.6	1.5
Alle Konstellationen mit CH-Importüberschuss	8.8	4.4	16.7	4.0	1.4	0.07	1.2	13.9	28.1	22.3

Quelle: TEP Energy

### Stunden mit Exportüberschüssen in der Schweizer Handelsbilanz

Die Stunden mit Exportüberschuss (4056 Stunden im Jahr 2007) konzentrieren sich auf drei Konstellationen (Tabelle 12), wobei die eine Konstellation der Hauptkonstellation der Situation mit Importüberschuss entspricht Tabelle 11: die Handelssituation mit Importen aus Deutschland, Frankreich und Österreich und Exporten nach Italien ist auch bei Exportüberschuss eine der dominierenden Situationen. Mengemässig ist indes die Situation mit Importen aus Frankreich (und evt. Österreich) und Exporten nach Deutschland und Italien (und evt. Österreich) die wichtigste.

Tabelle 12: Import- und Export-Konstellationen während Stunden mit CH-Exportüberschuss (TWh): total 4056 Stunden im Jahr 2007

	Deutschland		Frankreich		Österreich		Italien		Total	
	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export
Importe von D, F, A; Export nach I	1.0	0.7	2.2	0.9	0.2	0.02	0.1	2.3	3.6	3.9
Importe von F, A ; Export nach D , I	2.1	3.9	5.7	1.6	0.5	0.1	0.2	5.0	8.4	10.7
Importe von F; Export nach D, A, I	2.2	5.3	5.3	1.5	0.4	0.8	0.1	4.4	8.0	12.1
Summe der anderen Konstellationen	0.1	0.0	0.2	0.3	0.0	0.08	0.1	0.2.	0.4	0.4
Alle Konstellationen mit CH-Importüberschuss	5.4	9.9	13.4	4.3	1.1	1.0	0.5	11.9	20.4	27.1

Quelle: TEP Energy

Die in Tabelle 11 und Tabelle 12 dargestellten Ergebnisse verdeutlichen zudem die hohe Gleichzeitigkeit der Stromflüsse in jeweils beide Richtungen (mit Ausnahme von Italien mit klaren Exportüberschüssen (aus Sicht der Schweiz).

## 5.2.4 Erzeugungsstruktur und CO<sub>2</sub>-Intensität der Nachbarländer

In allen Bilanzierungsmethoden wurde der Ansatz so umgesetzt, dass sich die Brutto-Importe gemäss der Erzeugungsstruktur der Herkunftsländer zusammensetzen.<sup>28</sup> Die monatlichen Produktionszahlen aus dem Statistical Yearbook der UCTE liefern die Grundlage für den Kraftwerksmix der Länder Frankreich, Italien und Österreich sowie die Monatssumme der Stromerzeugung pro Energieträger. Der Datensatz der UCTE unterscheidet zwischen folgenden Energieträgern: Wasserkraft (Laufkraft, Speicherkraft, Pumpspeicherung), Kernkraft, thermisch-konventionelle Energien (Braunkohle, Steinkohle, Erdöl, Erdgas, unbekannt), erneuerbare Energien (Wind, Sonne, unbekannt). Die Vollständigkeit der Datensätze ist aber je nach Land unterschiedlich. Tabelle 33 im Anhang gibt eine Übersicht über die Verfügbarkeit der Daten pro Energieträger und Land. Mithilfe von Zusatzinformationen (z.B. nationale Erzeugungsstatistiken, Daten zu Windenergieeinspeisung, EEX) zu einzelnen Energieträgern und Ländern wurden diese UCTE-Monatssummen ergänzt und auf die einzelnen Stunden zugeordnet.

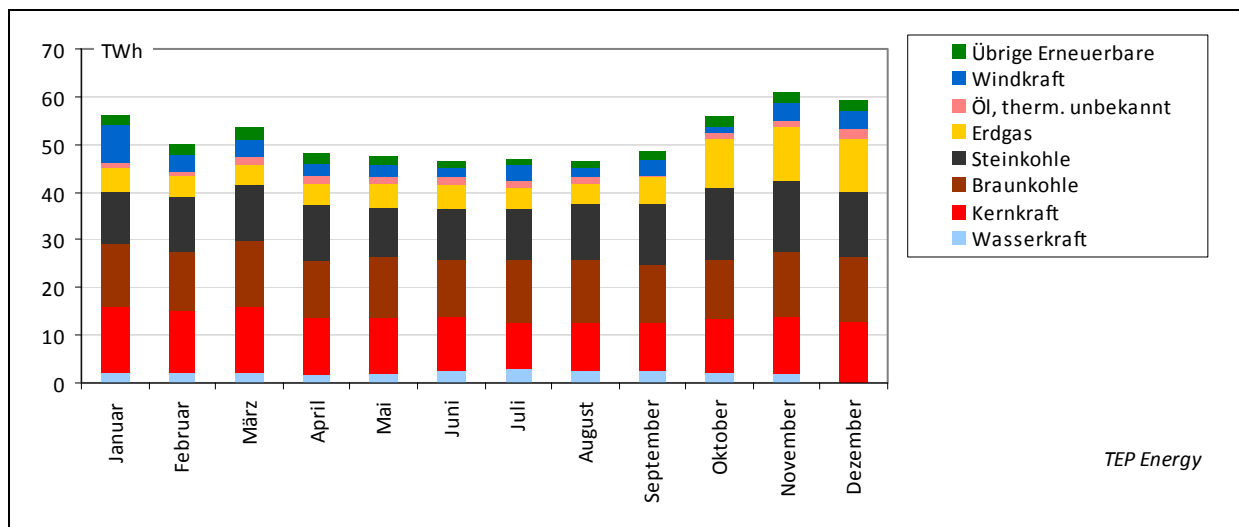
Die resultierende Erzeugungsstruktur für Deutschland ist in Figur 23 **Error! Reference source not found.** und diejenige für Frankreich in Figur 24 dargestellt. Ersichtlich wird der hohe Anteil von fossilen Energieträgern im Fall Deutschlands (Kohle, Erdgas) und der Kernenergie im Fall Frankreichs, wobei auch Frankreich fossile Anteile aufweist, v.a. während der Wintermonaten zur Spitzenlastdeckung (siehe Figur 65 und Figur 66 im Anhang für die Erzeugungsstrukturen von Italien und Österreich).

Der Primärenergieinput wurde mit typischen Kraftwerks-Wirkungsgraden bestimmt (siehe Tabelle 34 im Anhang). Ergänzend wurde auf länderspezifische Energiebilanzen zurückgegriffen, besonders im Fall von Deutschland. Der Primärenergieinput Deutschlands war aus der Energiebilanz direkt verfügbar (Energiebilanz Deutschland 2008).

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der erzeugten Strommengen für die einzelnen Nachbarländer der Schweiz berechnen sich aufgrund von spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der Primärenergieträger (Tabelle 35 im Anhang).

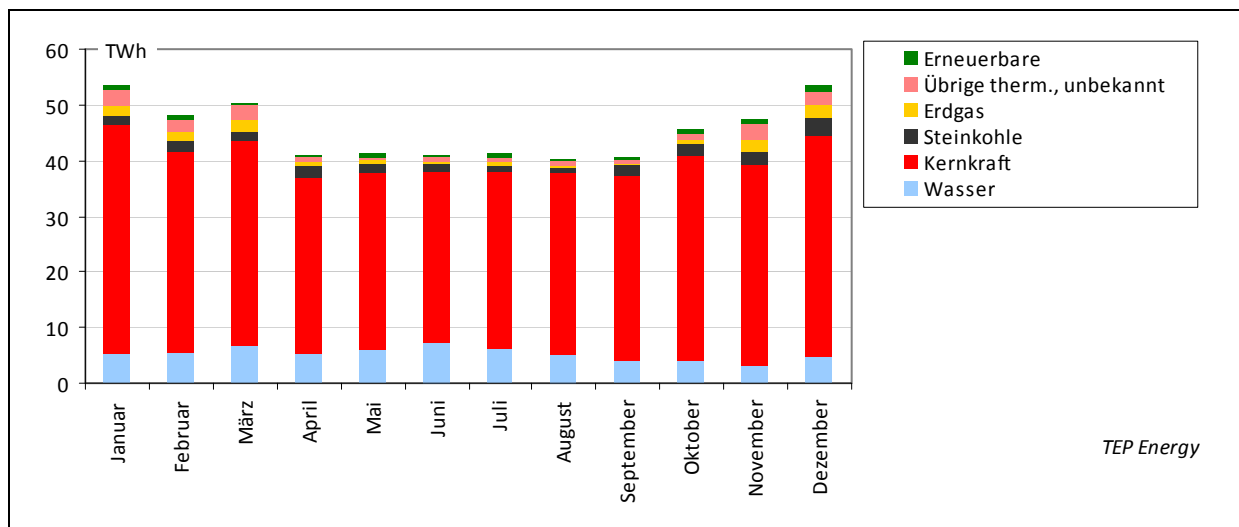
---

<sup>28</sup> Als Variante könnte der Importstrom anteilmässig in Grundlast bzw. langfristig (Jahr- und Monatssegmente) planbare Erzeugungstechnologien und zum anderen in Spitzenlast- bzw. kurzfristige Stromerzeugungstechnologien eingeteilt und den entsprechenden Auktionsproduktion an der Schweizer Grenze zugeordnet werden. Mit diesem Ansatz wird aber rechnerisch eine Zuteilung der Kraftwerkstypen zu gehandelten Zeitsegmenten nötig. Diese Zuteilung ist im Bezug auf gewisse Energieträger und Kraftwerkstypen mit einer hohen Unsicherheit verbunden. In BM4 wird dies im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse kurz besprochen.



Quelle: TEP Energy basierend auf UCTE 2007, EEX 2007, Energiedaten Deutschland 2008

Figur 23 Erzeugungsstruktur Deutschland pro Monat (TWh) im Jahr 2007



Quelle: TEP Energy basierend Monatsstatistiken UCTE (2007), EEX (2007)

Figur 24 Erzeugungsstruktur Frankreich pro Monat (TWh) im Jahr 2007

Mit den vorliegenden Daten zur Erzeugungsstruktur kann nun für jedes Land die CO<sub>2</sub>-Intensität des inländisch produzierten Stroms berechnet werden. Da der Stromaussehenhandel dieser Länder in erster Annäherung vernachlässigt werden kann (Figur 6 in Kapitel 4.3), fließen die Bruttoimportmengen mit der CO<sub>2</sub>-Intensität deren Erzeugung in die Bilanzierungsmethoden ein.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Aufgrund der Feststellungen im Kapitel 3.4 wurde der Stromaussehenhandel der Schweizer Importländer vernachlässigt. Eine Sensitivitätsanalyse für eine Bilanzierungsmethode (BM2) unter Einbezug der

Für die vorliegende Fragestellung ist der zeitliche Verlauf (Jahres-, Monats- und Tagesverlauf) der CO<sub>2</sub>-Intensität von besonderem Interesse. Im Jahr 2007 war die CO<sub>2</sub>-Intensität in Frankreich während der kalten Monate (Januar bis März und November bis Dezember) jeweils über (zwischen 20% und 60%), im Frühling und im Sommer etwa 30% unter dem Jahresdurchschnitt (Tabelle 13). Zurückzuführen ist dieser Verlauf u.a. auf die erhöhte Wasserkraftproduktion im Sommer und den erhöhten Einsatz von fossilen Kraftwerken im Winter. In Deutschland ist der saisonale Verlauf umgekehrt, aber weniger akzentuiert; bedingt durch die höhere Produktion von Windkraftwerken im Winter sowie durch die Revisionen der KKW im Sommer. Diese Trends der zeitlichen Verläufe der CO<sub>2</sub>-Intensität sind auch im Jahr 2008 zu erkennen (Tabelle 13, Werte in Klammern).

Festgehalten sei an dieser Stelle, dass der Unterschied zwischen dem Winter- und dem Sommerhalbjahr für Deutschland, dem für die vorliegende Fragestellung wichtigsten Land, gering ist.

Tabelle 13: Jahresverlauf der CO<sub>2</sub>-Intensität (g/kWh) der Stromerzeugung der Nachbarländer der Schweiz im Jahr 2007 (Jahr 2008 zum Vergleich in Klammern)

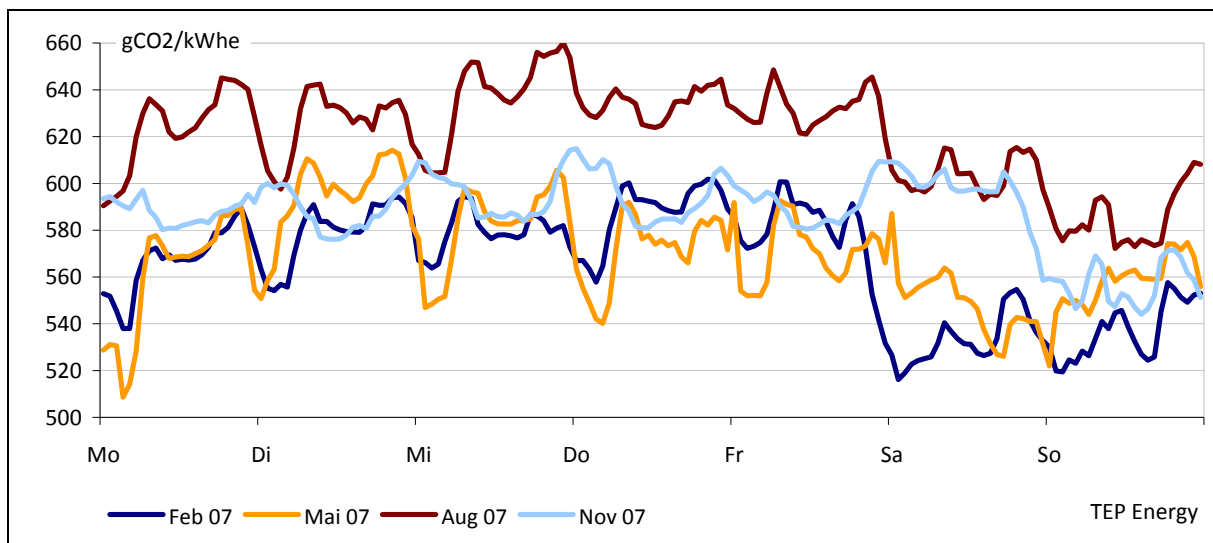
	<i>Deutschland</i>	<i>Österreich</i>	<i>Frankreich</i>	<i>Italien</i>
Januar	558 (480)	292 (339)	91 (99)	468 (570)
Februar	567 (495)	276 (353)	91 (91)	462 (534)
März	572 (458)	223 (306)	94 (97)	467 (534)
April	575 (522)	187 (248)	71 (71)	460 (540)
Mai	574 (522)	116 (183)	55 (40)	431 (550)
Juni	587 (520)	170 (181)	47 (60)	410 (554)
Juli	610 (542)	190 (215)	48 (47)	433 (581)
August	622 (494)	193 (237)	40 (30)	430 (590)
September	599 (532)	203 (308)	57 (61)	458 (553)
Oktober	594 (532)	267 (313)	74 (70)	469 (491)
November	595 (511)	296 (303)	122 (62)	477 (486)
Dezember	573 (513)	295 (287)	116 (68)	490 (523)
Wintermonate	575 (495)	274 (317)	98 (81)	477 (522)
Sommermonate	593 (522)	174 (226)	53 (51)	438 (552)
Jahr	583 (508)	230 (266)	77 (66)	469 (532)

Quelle: TEP Energy basierend Monatsstatistiken UCTE, EEX, AG Energiebilanz Deutschland, Energiebilanz Österreich

Im Wochenverlauf der CO<sub>2</sub>-Intensität ist bzgl. Deutschland zum einen ein Tagesgang mit Spitzen am Morgen und am Abend erkennbar und zum anderen ein relatives Tief am Wochenende (Figur 25).

---

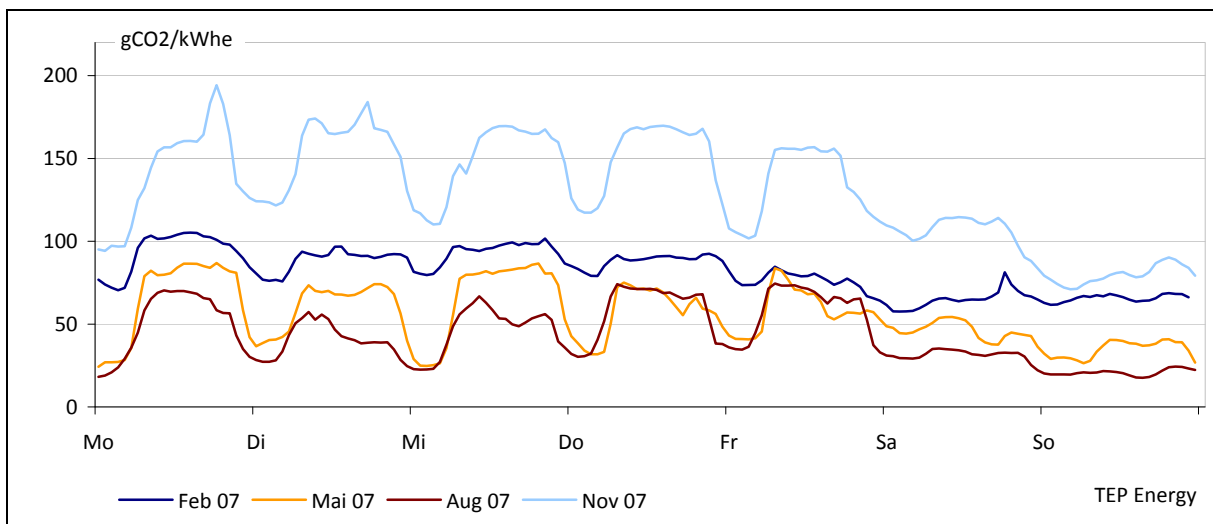
jeweiligen Nachbarländer der schweizerischen Nachbarländer bestätigte den geringen Einfluss weiter entfernter Länder auf das Endergebnis der CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden.



Quelle: TEP Energy basierend auf Monatsstatistiken UCTE, EEX

Figur 25 Exemplarische Wochenverläufe der CO<sub>2</sub>-Intensität (g/kWhe) der Stromerzeugung in Deutschland im Februar, Mai, August und November (Jahr 2007)

Zurückzuführen ist dieser Verlauf insbesondere auf den Einsatz von Steinkohlekraftwerken, welche in Deutschland im Tagesverlauf variabel zwischen Voll- und Teillast betrieben werden, um den Lastgang der Nachfrage abzufahren. Für Frankreich zeigt sich ein ähnliches Bild wie für Deutschland, wenn auch auf geringerem Niveau (Figur 26).



Quelle: TEP Energy basierend auf Monatsstatistiken UCTE, EEX

Figur 26 Exemplarische Wochenverläufe der CO<sub>2</sub>-Intensität (g/kWhe) der Stromerzeugung in Frankreich im Februar, Mai, August und November des Jahres 2007

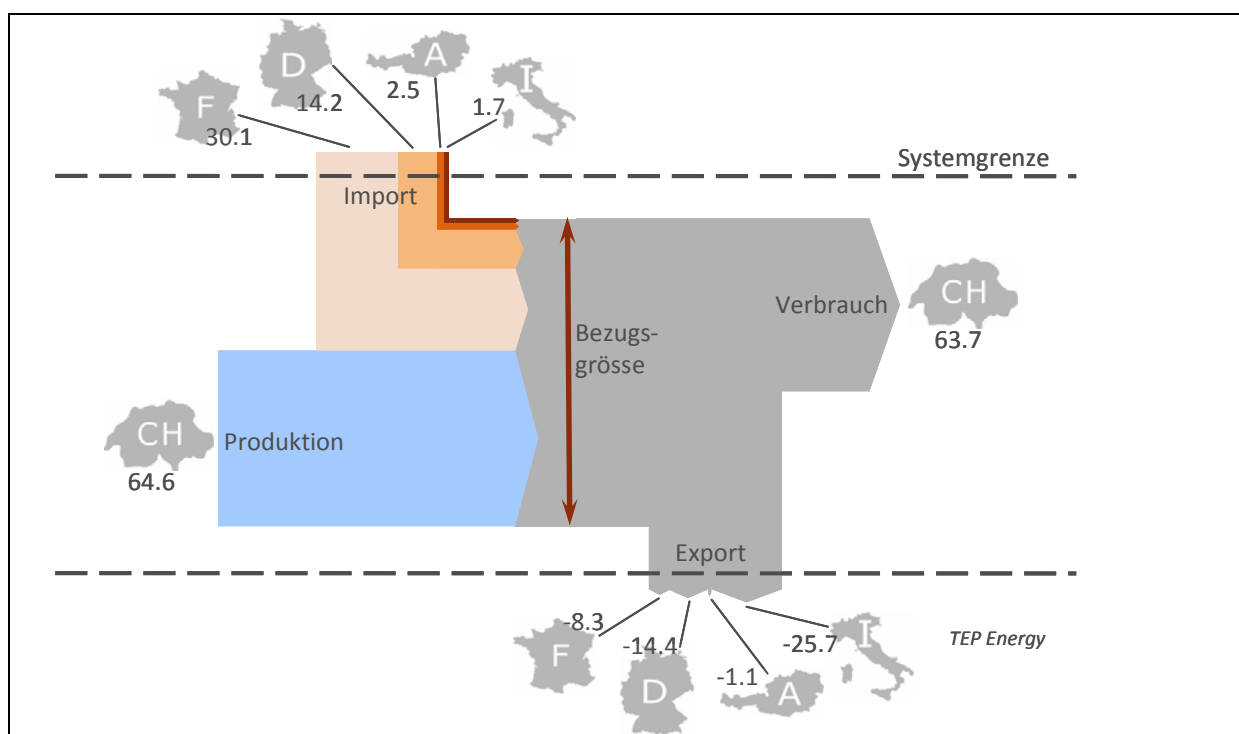
### 5.3 Ergebnisse gemäss den Bilanzierungsmethoden

Nachfolgend werden die resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensitäten gemäss Bilanzierungsmethoden dargestellt. Hierbei handelt es sich zunächst um Durchschnittswerte ohne Differenzierung zwischen Ökostrom und Normalstrom. Dasselbe gilt für indirekte Emissionen und CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Diese werden im Synthesekapitel (Kap. 7) vorgenommen.

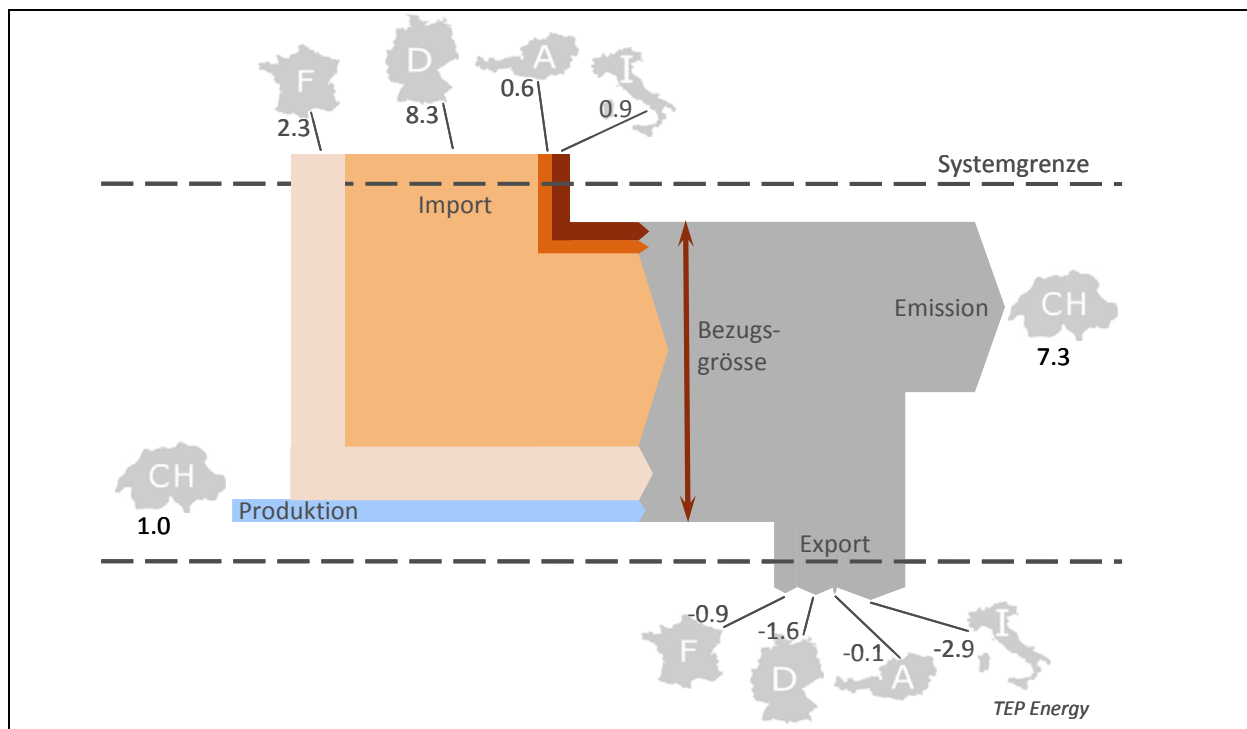
#### 5.3.1 CO<sub>2</sub>-Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 2

Zur Illustration sind die in die Berechnung einflussenden Strommengen CO<sub>2</sub>-Tonnagen als Flussdiagramme dargestellt (Figur 27 und Figur 28). Die Visualisierung verdeutlicht zum einen, in welchem Verhältnis die Importmengen der einzelnen Länder stehen und zum anderen wird ersichtlich, wie sich die inländische Erzeugung in der Summe zu den Export- und Importmengen verhält.

Bei den mit den Stromflüssen verbundenen CO<sub>2</sub>-Flüssen ergibt sich aufgrund der höheren CO<sub>2</sub>-Intensität eine noch höhere Bedeutung der Importe. Gemäss BM2, welche eine Mischung der Importe mit der inländischen Erzeugung unterstellt, verbleiben von rund 12 Mt CO<sub>2</sub> Importen rund 7.3 CO<sub>2</sub> in der Schweiz (Figur 28).



Figur 27 Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 2 einfließen (2007)

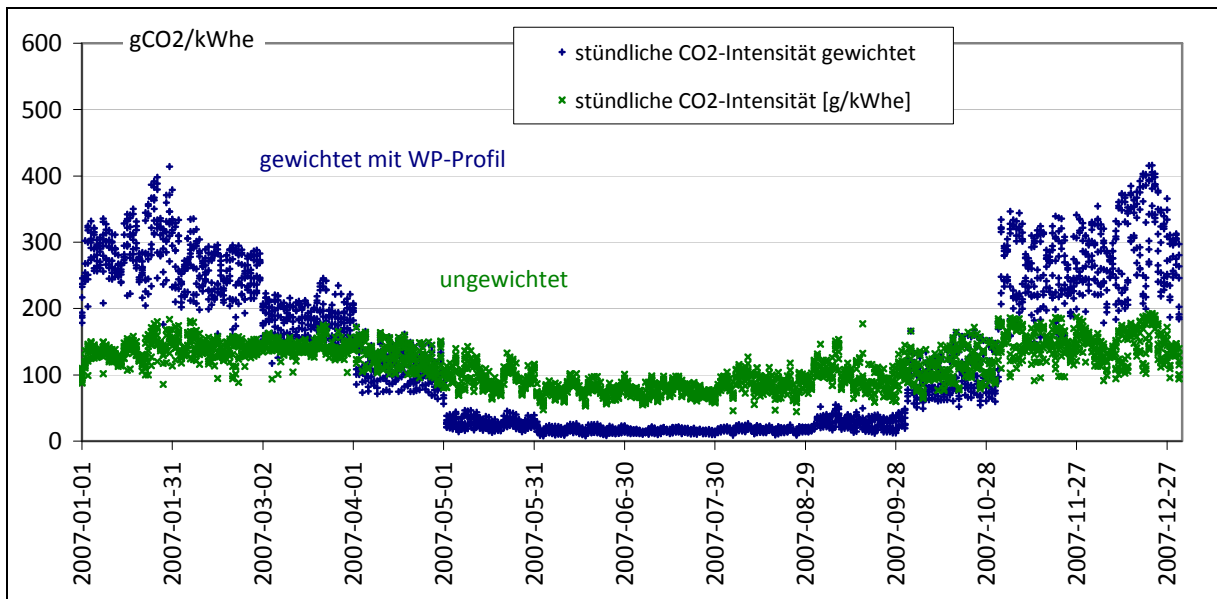


Figur 28 CO<sub>2</sub>-Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 2 einfließen (2007)

Im Ergebnis resultiert gemäss Bilanzierungsmethode 2 (BM2) für das Jahr 2007 eine CO<sub>2</sub>-Intensität, welche zwischen rund 40 und 210 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> liegt (Figur 29). Entsprechend der relativ konstanten Importmengen, welche sich vollständig mit der Schweizer Produktion vermischen, resultiert mit dieser Bilanzierungsmethode eine eher geringe saisonale Variabilität.

Dies ändert sich, wenn die stündlichen Werte der CO<sub>2</sub>-Intensität mit einem typischen Leistungsprofil einer Elektroheizung oder einer Wärmepumpe gewichtet werden. Die blauen Werte in Figur 29 veranschaulichen, wie die einzelnen Stundenwerte in den Jahresmittelwert des Heizungsprofils einfließen. Die Werte während der kalten Jahreszeit fließen damit stärker, diejenigen des Sommers entsprechend schwächer bis gar nicht in den Mittelwert des Heizungsprofils ein.

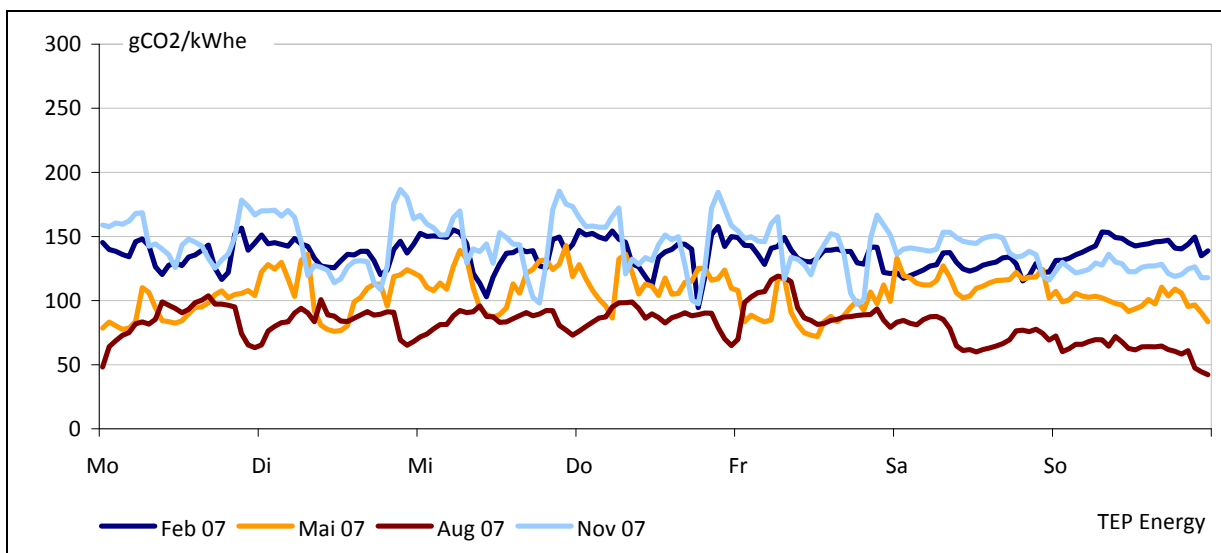
Der Jahreswert beträgt ungewichtet 114 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und mit dem Heizungsprofil gewichtete 132 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Im Sommer ist die CO<sub>2</sub>-Intensität zwar auf einem tieferen Niveau als im Winter, aber die Ergebnisse sind aufgrund des geringen Unterschieds ebenfalls ähnlich.



Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 29 Resultierende stündliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 2 (2007)

Die Schwankungen im Tagesverlauf, resp. zwischen Tag- und Nachtstunden sind während der Wintermonate stärker ausgeprägt als im Sommer (Figur 30).



Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 30 Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO<sub>2</sub>-Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 2 (2007)

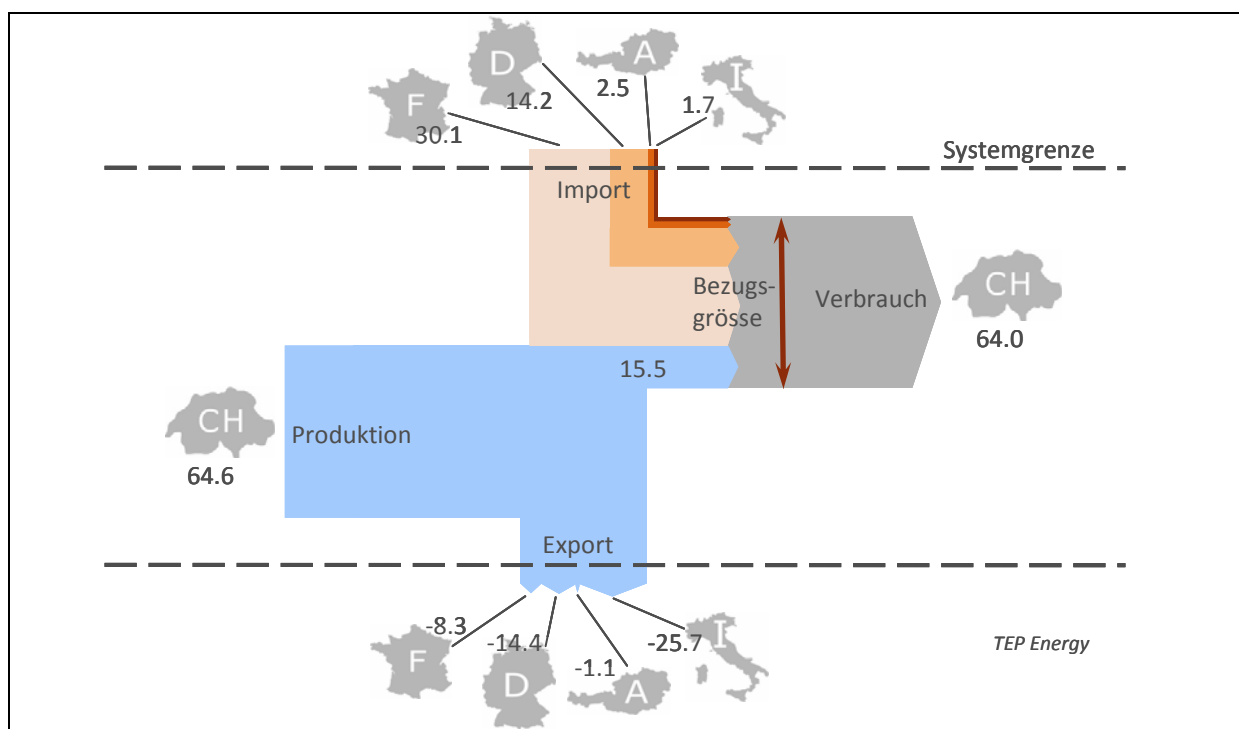


### 5.3.2 CO<sub>2</sub>-Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 3

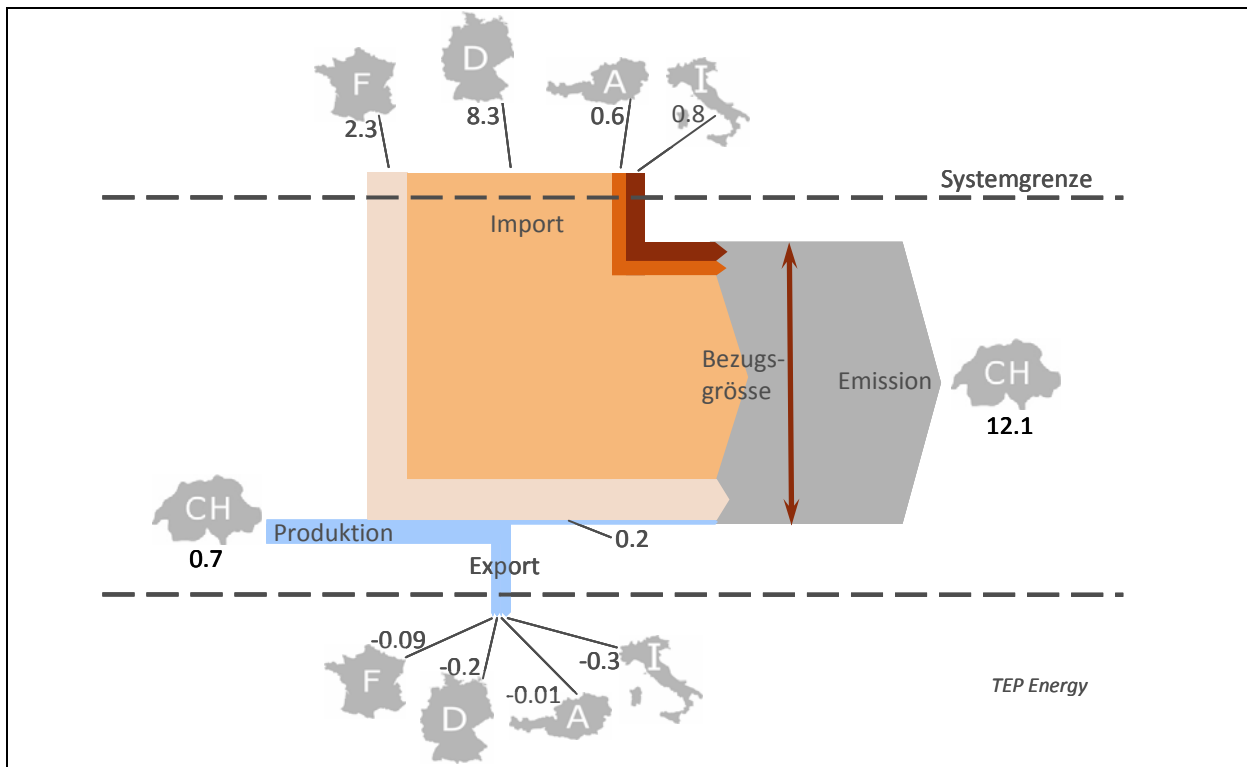
Zur Illustration sind auch hier die in die Bilanzierung einflussenden Strommengen und CO<sub>2</sub>-Tonnagen je in einem Flussdiagramm zusammengefasst dargestellt (Figur 31 und Figur 32).

Gemäss BM3 verbleibt nur knapp ein Viertel der schweizerischen Produktion im Inland (der Rest wird direkt exportiert), die gesamten Importe werden hingegen der Schweiz zugeschlagen (Figur 31).

An dieser Stelle ist allerdings zu betonen, dass es sich nicht bei der gesamten Exportmenge um inländische Erzeugung handeln kann. Bei der Auswertung der Daten mit stündlicher Auflösung wurde festgestellt, dass zu gewissen Stunden die Exportmenge grösser ist als die gesamte Erzeugung der Schweiz zu dieser Stunde. Dies ist nur möglich, wenn es sich bei einem Teil der Exporte um einen Durchfluss von Importen handelt (rechnerisch wurde im BM3 für diese Stunden der Term Produktion minus Export auf 0 gesetzt).

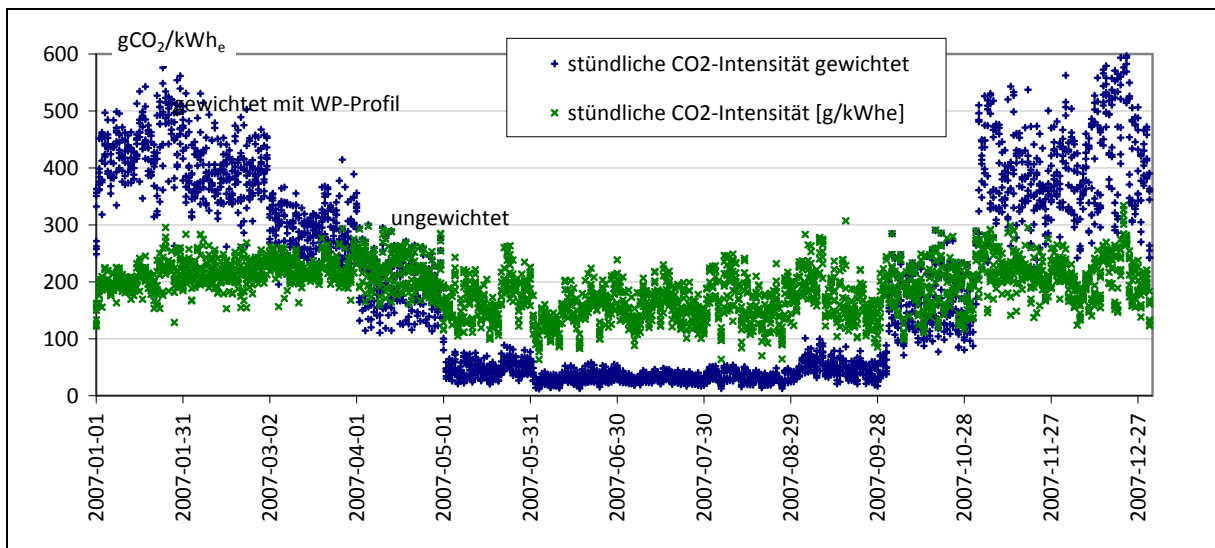


Figur 31 Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 3 einfließen (2007)



Figur 32 CO<sub>2</sub>-Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 3 einfließen (2007)

Im Ergebnis ist bei der Bilanzierungsmethode 3 (BM3) im Vergleich zur BM2 zum einen ein höheres Niveau und zum anderen eine höhere saisonale und tageszeitliche Variabilität festzustellen (Figur 33 und Figur 64 im Anhang).



Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 33 Resultierende stündliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 3 (2007)

Die CO<sub>2</sub>-Intensität liegt zwischen 50 und 340 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Intensität zwischen Sommer und Winter unterscheidet sich nicht mehr wie erwartet, weil im Sommer die Exporte besonders hoch sind, womit die CO<sub>2</sub>-belasteten Importe im Vergleich zur im Inland verbleibenden Eigenproduktion ein besonders hohes Gewicht erhalten. Im Jahresmittel resultiert eine CO<sub>2</sub>-Intensität von 189 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> im ungewichteten Fall und eine solche von 205 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> für den Fall der Gewichtung mit einem Heizungsprofil (siehe Tabelle 21, S. 74).

### 5.3.3 CO<sub>2</sub>-Intensität gemäss Bilanzierungsmethode 4

Bei der Bilanzierungsmethode 4 (BM4) wird die CO<sub>2</sub>-Intensität zum einen durch die Importüberschüsse bestimmt. Diesen wird die CO<sub>2</sub>-Intensität des Mixes der Brutto-Importe zugeordnet, welche sich für 2007 auf 263 g CO<sub>2</sub>/kWh beläuft (Tabelle 14).

Tabelle 14: Brutto-Importe und die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Intensitäten pro Land während Stunden mit Importüberschuss (2007)

Herkunft	Brutto-Importe (TWh)	CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWh <sub>e</sub> )
Deutschland	8.8	575
Frankreich	16.7	86
Österreich	1.4	254
Italien	1.2	478
Summe Brutto-Importe	28.1	263

Quelle: Berechnungen TEP Energy

Im Jahr 2007 addiert sich der Importüberschuss auf rund 5.8 TWh.<sup>30</sup> Zusammen mit den inländischen Emissionen resultiert gemäss BM4 eine CO<sub>2</sub>-Intensität von 33 g CO<sub>2</sub>/kWh (Tabelle 15).

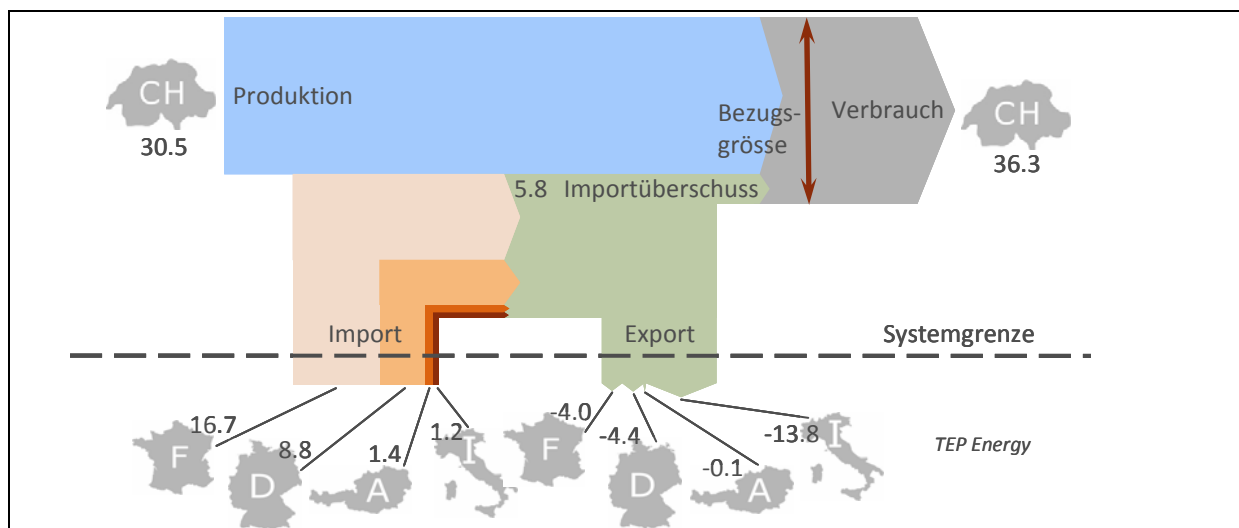
Tabelle 15: Stromflüsse und CO<sub>2</sub>-Intensitäten gemäss BM4

	Strommenge (TWh)	CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWh <sub>e</sub> )
Importüberschuss	5.8	263
Erzeugung Schweiz während Stunden mit Importüberschuss	30.5	10
Erzeugung Schweiz während Stunden mit Exportüberschuss	34.0	9
Abzüglich Exportüberschuss	- 6.7	9
Netto	63.6	33

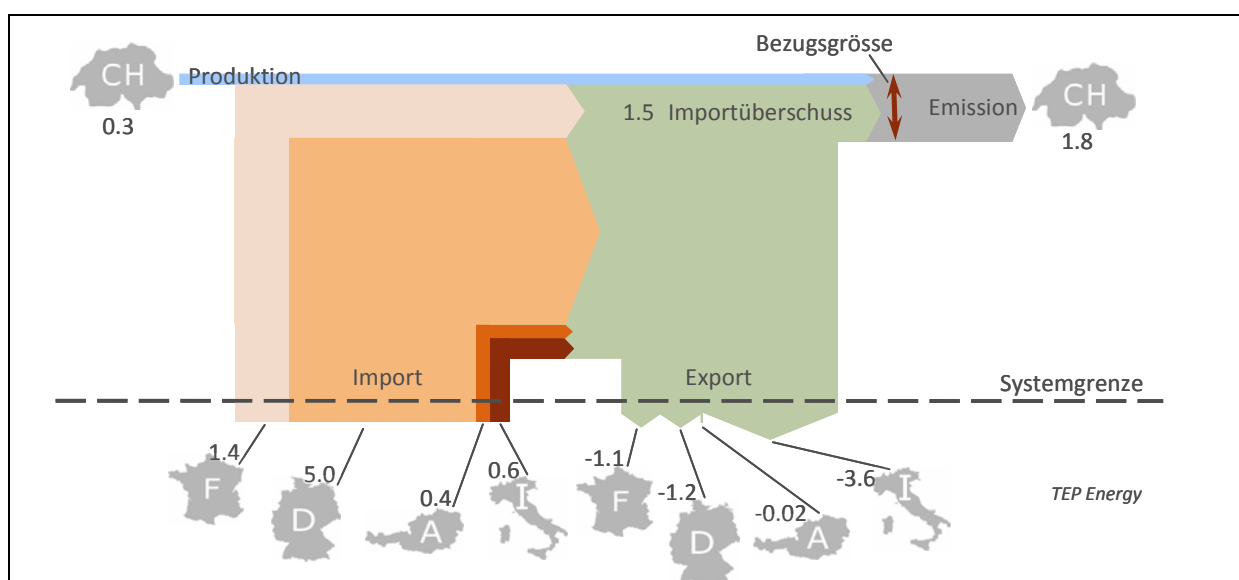
Quelle: Berechnungen TEP Energy

<sup>30</sup> Diese Menge ist in seiner Grössenordnung vergleichbar mit dem Ergebnis der Studie zu den Herkunftsnachweisen (Brunner und Farago, 2007), dies sofern die gut 10 TWh Strom aus nicht-überprüfbareren Quellen aussen vor gelassen würde.

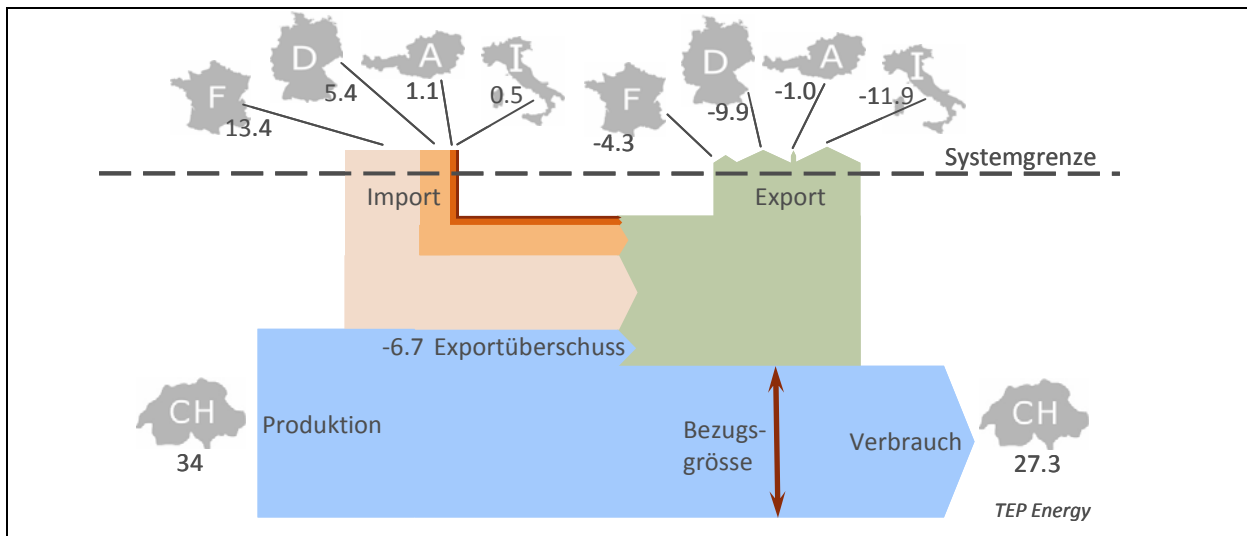
Zur Illustration sind die in die Bilanzierung einflussenden Strommengen und CO<sub>2</sub>-Tonnagen in einem Flussdiagramm zusammengefasst dargestellt (Figur 34 bis Figur 37). Die Situation mit Stunden mit Importüberschuss respektive diejenigen mit Exportüberschuss sind separat abgebildet. Die graphische Darstellung der Stromflüsse verdeutlicht insbesondere das Verhältnis der Transitflüsse zur Schweizer Erzeugung in der Bilanzmethode BM4.



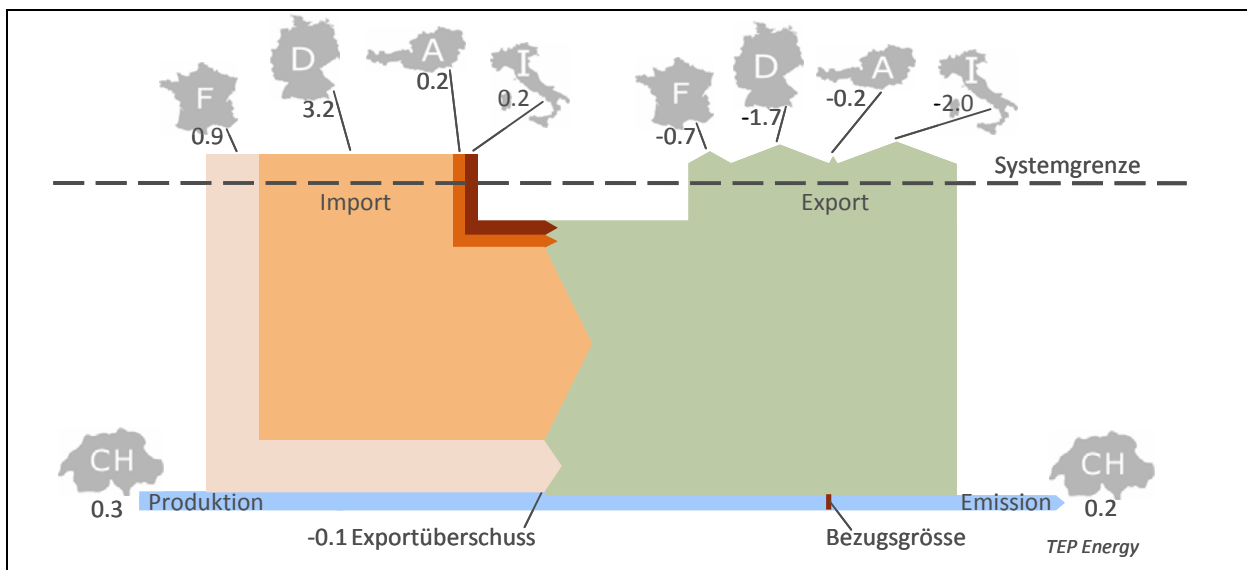
Figur 34 Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Importüberschuss einfließen (2007)



Figur 35 Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Exportüberschuss einfließen (2007)



Figur 36 CO<sub>2</sub>-Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Importüberschuss einfließen (2007)



Figur 37 CO<sub>2</sub>-Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Exportüberschuss einfließen (2007)

Die CO<sub>2</sub>-Intensitäten der Nachbarländer, welche jeweils in die Bilanzierung einfließen, unterscheiden sich im Jahres- und Tagesverlauf (siehe Tabelle 16 für das Beispiel Deutschland). Grundsätzlich ist die Tagesvariabilität gering. Die Variabilität entsteht v.a. durch die Regel der Bilanzierungsmethode, den Import bei Exportüberschuss nicht mit einzubeziehen. Entsprechend ist die CO<sub>2</sub>-Intensität im Sommer oft gleich Null.

Ausgeprägt ist insbesondere der zeitliche Verlauf der CO<sub>2</sub>-Intensität während der Wintermonate. Während der Nacht ist die CO<sub>2</sub>-Intensität höher als während des Tags.

Tabelle 16: CO<sub>2</sub>-Intensität der importierten Strommengen aus Deutschland im Tagesverlauf (g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>)

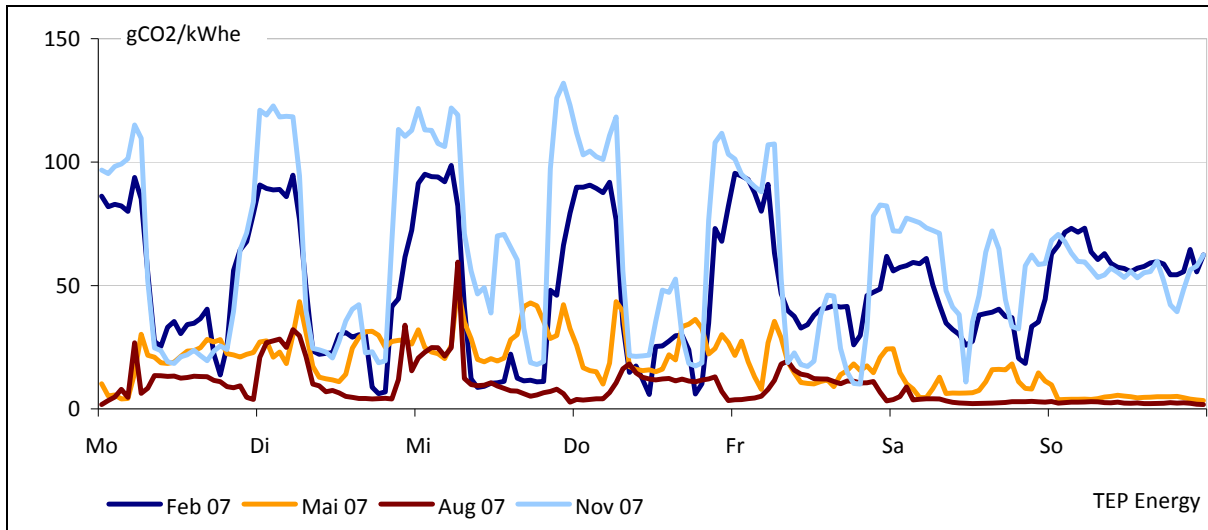
	Mi 10.Januar	Mi 14.März	Mi 16.Mai	Mi 18.Juli	Mi 19. Sept	Mi 21.Nov.
00.00-01.00	522	590	604	0	595	609
01.00-02.00	524	588	562	0	585	609
02.00-03.00	521	583	561	0	576	604
03.00-04.00	520	583	560	0	562	603
04.00-05.00	519	592	0	0	0	602
05.00-06.00	530	599	567	0	562	600
06.00-07.00	566	603	578	0	0	600
07.00-08.00	588	606	0	0	0	599
08.00-09.00	593	609	0	0	0	593
09.00-10.00	575	603	0	0	0	585
10.00-11.00	575	601	0	0	0	586
11.00-12.00	577	603	0	0	0	587
12.00-13.00	576	604	0	0	0	586
13.00-14.00	576	603	0	0	577	586
14.00-15.00	576	604	0	0	573	587
15.00-16.00	576	603	0	0	569	586
16.00-17.00	578	605	0	0	563	584
17.00-18.00	585	613	0	0	568	0
18.00-19.00	585	616	0	0	592	0
19.00-20.00	580	617	0	0	0	0
20.00-21.00	572	618	0	0	0	592
21.00-22.00	566	621	0	0	0	604
22.00-23.00	554	619	0	0	598	610
23.00-00.00	525	610	0	0	583	614

Quelle: Berechnungen TEP Energy

Die resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität für die Schweiz ist mit der BM4 klar geringer im Vergleich zu den beiden vorgängig betrachteten Methoden BM2 und BM3. Sie liegt zwischen 0 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und rund 140 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> (Figur 38).

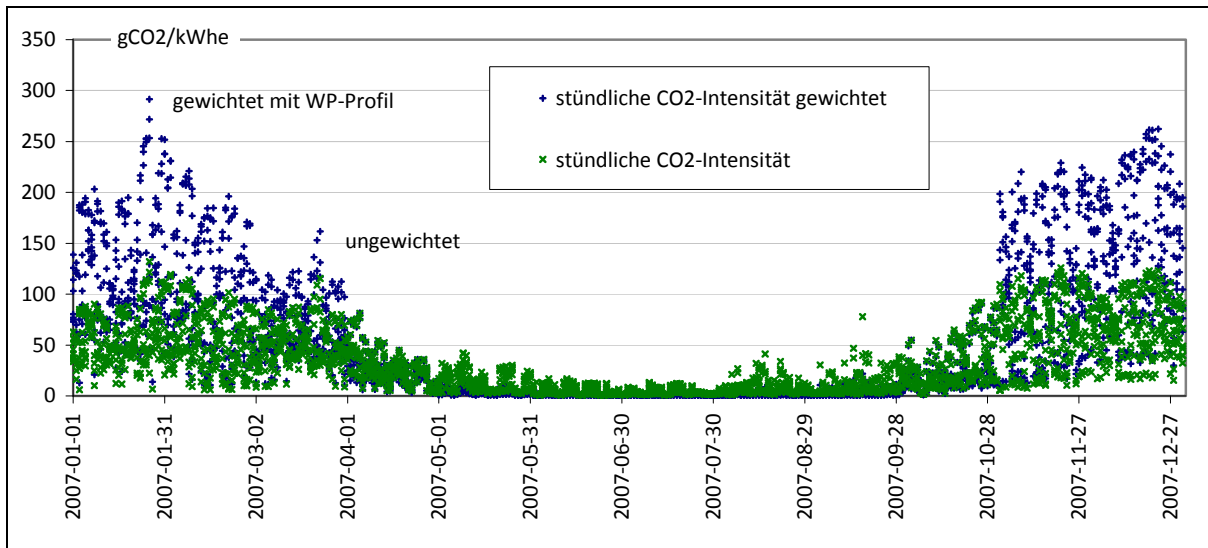
Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde in Bezug auf die Brutto-Importe ein vereinfachter Ansatz für die BM4 umgesetzt. Die Brutto-Importe wurden für alle Länder (also auch für Deutschland und Österreich) vereinfacht als monatlich konstante Importbänder modelliert. Die resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität ist sehr ähnlich und verändert sich weder im Bezug auf das Niveau noch auf den zeitlichen Verlauf. In den Sommermonaten sind gewisse Unterschiede in den Ergebnissen

auszumachen. Nach dem vereinfachten Ansatz sind die Spitzen der CO<sub>2</sub>-Intensität in der Nacht weniger ausgeprägt (Figur 68 und Figur 69 im Anhang).



Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 38 Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO<sub>2</sub>-Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden berechnet nach der Bilanzierungsmethode 4 (2007)



Quelle: Berechnungen TEP Energy)

Figur 39 Resultierende stündliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 4 für das Jahr 2007

## 5.4 Die Ergebnisse der betrachteten Bilanzierungsmethoden in der Übersicht

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der betrachteten Bilanzierungsmethoden im Überblick dargestellt. Einleitend folgen wichtige Zwischenergebnisse und Kennwerte, um die Resultate verständlich zu machen.

Zunächst erfolgt die Auswertung der in die Bilanz einflussenden Strommengen aus dem Ausland. Diese sind für die beiden Bilanzierungsmethoden 2 und 3 identisch (Tabelle 17): es handelt sich um die Brutto-Importmengen gemäss BFE-Aussenhandelsstatistik. Bei der Bilanzmethode 4 fließen während Stunden mit Importüberschuss rund 28 TWh Strom über die Grenze. Deren Mix bestimmt die CO<sub>2</sub>-Intensität des Importüberschusses von 5.8 TWh, welcher wesentlich geringer ist im Vergleich zum Brutto-Import (siehe auch Tabelle 14 weiter oben).

Tabelle 17: In die Schweiz importierte Strommengen aus den Nachbarländern gemäss den verschiedenen Bilanzierungsmethoden (TWh)

	Deutschland	Österreich	Frankreich	Italien	Total
Bilanzierungsmethode 2	14.2	2.5	30.1	1.7	48.5
Bilanzierungsmethode 3	14.2	2.5	30.1	1.7	48.5
Bilanzierungsmethode 4 (bei Stunden mit Importüberschuss)					
- brutto	8.8	1.4	16.7	1.2	28.1
- netto (Importüberschuss)	31%	5%	59%	4%	5.8

Quelle: BFE (2001-2009), EnBW Transporte AG, Auktionsstelle Österreich, Berechnungen TEP Energy

Die CO<sub>2</sub>-Intensitäten, welche in die Bilanzen einfließen, unterscheiden sich v.a. zwischen den Herkunftsländern, jedoch weit weniger zwischen den Bilanzierungsmethoden (Tabelle 18). Der Unterschied zwischen den Bilanzierungsmethoden entsteht erst bei der Gewichtung der Importe, welche den einzelnen Methoden jeweils eigen ist (siehe unten).

Tabelle 18: CO<sub>2</sub>-Intensität (g CO<sub>2</sub>/kWh) des in die Schweiz importierten Stroms, welcher in die Bilanzen der verschiedenen Bilanzierungsmethoden einfließt, in der Übersicht

	Deutschland	Österreich	Frankreich	Italien	Gewichtetes Mittel
Bilanzierungsmethode 2	583	230	77	469	246
Bilanzierungsmethode 3	583	230	77	469	246
Bilanzierungsmethode 4 (bei Stunden mit Importüberschuss)	575	254	86	478	263

Quelle: Berechnungen TEP Energy



Bei allen Bilanzierungsmethoden stammen die höchsten Beiträge an CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Deutschland (Tabelle 19). Nicht ganz zu vernachlässigen sind auch die Importe aus Frankreich. Dies hat v.a. mit den grossen Importmengen aus diesem Land sowie einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor, der bei rund 80 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> liegt, zu tun. Zu beachten ist bei der Interpretation, dass die in Tabelle 19 ausgewiesenen Tonnagen zu unterschiedlichen Strommengen in Bezug gesetzt werden.

Tabelle 19: In die Schweiz importierte Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Nachbarländern gemäss der verschiedenen Bilanzierungsmethoden (Millionen Tonnen)

	Deutschland	Österreich	Frankreich	Italien	Summe
Bilanzierungsmethode 2	8.3	0.6	2.3	0.8	12.9
Bilanzierungsmethode 3	8.3	0.6	2.3	0.8	12.9
Bilanzierungsmethode 4 (anteilig, bei Stunden mit Importüberschuss)	0.6	0.1	1.1	0.1	1.8

Quelle: Berechnungen TEP Energy

Im Quervergleich sind bei den resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensitäten deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Bilanzierungsmethoden festzustellen (Tabelle 20). Am höchsten sind die CO<sub>2</sub>-Intensitäten bei der BM3, weil hier der gesamte Import mit einer geringen schweizerischen Produktion gewichtet gemittelt wird. Am geringsten sind sie bei der BM4, weil hier nur saldierte Flüsse betrachtet und nur Stunden mit Importüberschuss einbezogen werden.

Im Jahresmittel sind die Unterschiede zwischen den mit einem Heizungsprofil gewichteten und den ungewichteten CO<sub>2</sub>-Intensitäten relativ gering. Die Höhergewichtung der winterlichen CO<sub>2</sub>-Intensitäten wird mehr oder weniger kompensiert durch eine geringere Gewichtung der sommerlichen Intensitäten (welche bei der BM2 sogar höher sind als die winterlichen).

Tabelle 20: CO<sub>2</sub>-Intensität der Brutto-Importe in die Schweiz und resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität der Schweiz in der Übersicht (gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>)

	CO <sub>2</sub> -Intensität der Brutto-Importe in die Schweiz	Resultierendes Ergebnis für die Schweiz	
		Ohne Gewichtung mit Heizungsprofil	Inkl. Gewichtung mit Heizungsprofil
Bilanzierungsmethode 2	246	114	132
Bilanzierungsmethode 3	246	189	205
Bilanzierungsmethode 4 (bei Stunden mit Importüberschuss)	263	33	49

Quelle: Berechnungen TEP Energy

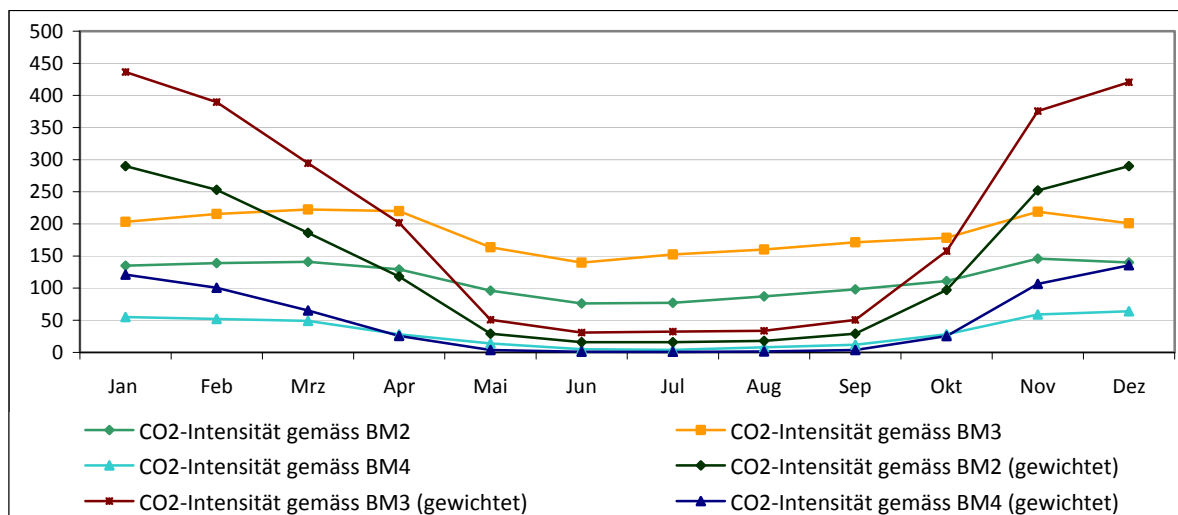
In den nachfolgenden Abschnitten wird kurz auf den Jahresverlauf der CO<sub>2</sub>-Intensitäten eingegangen.

Tabelle 21: Jahresverlauf der resultierenden CO<sub>2</sub>-Intensität (g/kWh<sub>e</sub>) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden im Jahr 2007 (in Klammern: die mit einem typischen Leistungsprofil einer Wärmepumpe oder Elektroheizung gewichtete CO<sub>2</sub>-Intensität)

	Bilanzierungsmethode 2	Bilanzierungsmethode 3	Bilanzierungsmethode 4
Januar	135 (290)	203 (437)	55 (121)
Februar	139 (253)	216 (389)	52 (100)
März	141 (186)	222 (295)	49 (65)
April	129 (118)	220 (202)	28 (26)
Mai	96 (29)	164 (51)	14 (4)
Juni	76 (16)	140 (31)	5 (1)
Juli	77 (16)	152 (32)	4 (1)
August	87 (18)	160 (34)	8 (2)
September	98 (29)	171 (50)	12 (4)
Oktober	111 (97)	178 (158)	28 (25)
November	146 (252)	219 (376)	59 (106)
Dezember	140 (290)	201 (421)	64 (136)
Jahr	114 (132)	189 (205)	33 (49)
Wintermonate*	135 (228)	206 (345)	51 (92)
Sommermonate**	93 (37)	168 (66)	12 (6)

\* Wintermonate: Oktober bis März , \*\* Sommermonate: April bis September

Quelle: TEP Energy basierend Monatsstatistiken UCTE, EEX, AG Energiebilanz Deutschland, Energiebilanz Österreich



Quelle: Berechnungen TEP Energy)

Figur 40 Resultierende stündliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethoden (BM) 2 bis 4 für das Jahr 2007

## 6 Modellgestützte Grenz- und Zukunftsbetrachtung

### 6.1 Methodisches Vorgehen

#### 6.1.1 Vorgehen und betrachtete Entwicklungspfade

Das Vorgehen besteht darin, verschiedene Paare von Entwicklungspfaden, welche sich jeweils nur in Bezug auf die Stromnachfrage in der Schweiz unterscheiden, miteinander zu vergleichen: die Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird durch die Differenz der Stromnachfrage dividiert. Hierbei wird nicht unterschieden, wo die CO<sub>2</sub>-Emissionen geografisch anfallen, sondern es werden die gesamten modellierten Länder eingerechnet.

Die Entwicklungspfade stellen energiewirtschaftliche Szenarien dar, werden aber als Entwicklungspfad bezeichnet, um eine Konfusion mit den ebenfalls zitierten Szenarien der BFE-Energieperspektiven zu vermeiden. Es wurden vier verschiedene Paare von Entwicklungspfaden betrachtet, welche sich bzgl. Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preisen, weiterer umweltpolitischen Rahmenbedingungen (Lenkungsabgaben, Förderpolitiken) sowie der Stromnachfrage in der Schweiz und in Europa sowie Förderpolitik erneuerbarer Energie unterscheiden:

- Entwicklungspfad 1 („Referenz“): Zunahme der Stromnachfrage in der Schweiz gemäss Szenario I der Perspektiven des Bundesamts für Energie (BFE) und in Europa gemäss PRIMES.
- Entwicklungspfad 2 („Kernenergie möglich“): wie Entwicklungspfad 1, aber grundsätzliche Zubaumöglichkeit eines KKW in der Schweiz in der Grösse von 1.6 GWe, verfügbar ab 2025.
- Entwicklungspfad 3 („höherer Gaspreis“): wie Entwicklungspfad 1, aber Erhöhung des Gaspreises, in der Variante 3a um 25% (etwa 13 CHF/MWh) und in der Variante 3b um 50% bis ins Jahr 2030.
- Entwicklungspfad 4 („effizient und erneuerbar“): nur moderate Zunahme der Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz (gemäss BFE-Szenario III) und in Europa, Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung, vor allem in Europa.

Mit diesen vier grundsätzlichen Entwicklungspfaden wird eine sehr grosse Spannweite an möglichen Entwicklungspfaden, welche die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung massgeblich beeinflussen, abgedeckt: CO<sub>2</sub>-arme Kernenergie und erneuerbare Energien möglich bzw. forciert oder nicht, hohe und tiefe Nachfrage (mit entsprechend geringerem Kraftwerkzubaubedarf), unterschiedliche Preisrelationen bei den fossilen Primärenergien (Primärenergiepreis, CO<sub>2</sub>-Preis). Je nach Gewichtung dieser oder auch weiterer Faktoren (z.B. Versorgungssicherheit) wird einer der definierten Entwicklungspfade wahrscheinlicher. Für die Grenzbetrachtung ist dann jeweils der Unterschied zwischen den Paarvarianten massgebend.

### **6.1.2 Grenzbetrachtung heutige und künftige Zeitpunkte**

Eine Grenzbetrachtung ergibt sich, indem die Auswirkungen einer sukzessiven Erhöhung der schweizerischen Nachfrage untersucht werden. Das methodische Vorgehen der Grenzbetrachtung besteht entsprechend darin, jeweils zwei Entwicklungspfad-Varianten mit unterschiedlicher Elektrizitätsnachfrage bzgl. ihrer Stromangebotsstruktur zu vergleichen.

Die Entwicklungspfad-Paare unterscheiden sich bzgl. der Stromnachfrage in der Schweiz, wobei ein Nachfragesegment mit typischem Heizungsprofil (z.B. typisiertes aggregiertes Wärmepumpenprofil) zur Anwendung kommt. Diese Vergleiche werden für mehrere Paare von Entwicklungspfaden durchgeführt, nämlich für die erwähnten Entwicklungspfade 1 bis 4 je ohne bzw. mit zusätzlicher Stromnachfrage in der Schweiz.

### **6.1.3 Modellierung**

Die Stromproduktion wird mit dem europäischen Strommarktmodell Balmorel-TEP modelliert. Das Modell hat den Vorteil, dass der Kraftwerksmix in Europa und in den Nachbarländern der Schweiz für verschiedene Zeitscheiben ermittelt werden kann und somit überhaupt eine Grenzbetrachtung ermöglicht wird. Eine solche Modellierung hat ausserdem den Vorteil, dass nicht nur direkte Import- und Exportflüsse mit direkten Nachbarländern der Schweiz, sondern der gesamte europäische Stromsektor analysiert werden kann (inklusive indirekter Effekte aufgrund von Stromflüssen zwischen weiteren Ländern).

Das eingesetzte Modell basiert auf dem Open-Source Modell Balmorel (Ravn, 2001), das als mehrregionales, prozessorientiertes Optimierungsmodell entwickelt wurde. Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der Systemkosten für die Strom- und Wärmebereitstellung bei gegebenen Randbedingungen.

Das Modell erlaubt eine gute regionale und temporale Disaggregation. In der Weiterentwicklung zu Balmorel-TEP wurde der betrachtete Markt auf weitere EU Staaten und die Schweiz ausgedehnt und damit die regionale Beschränkung von Balmorel auf den Ostseeraum überwunden. Die berücksichtigten Länder sind Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien sowie Belgien, die Tschechische Republik, Ungarn, Luxemburg, Niederlande, Polen, Slowenien und die Schweiz.

Jedes einzelne erwähnte Land ist als separater Markt mit einer Abbildung der entsprechenden Kuppelleitungen und ihren Kapazitätsrestriktionen implementiert. Wie bei Balmer et al. (2006), welche ein ähnliches Modell im Rahmen einer anderen Fragestellung einsetzten, wurden dienen die Net Transfer Capacities (NTC) als Massgabe für grenzüberschreitende Engpässe. Zudem wurde im Modell die Nutzung von grenzüberschreitenden Kapazitäten mit Kosten hinterlegt. Damit kommt die Modellierung der Praxis insofern sehr nahe, als dass die Kapazitäten zwischen mehr und mehr Ländern auktioniert wird (oder anderweitig kosten-

pflichtig ist). Dies gilt insbesondere für Verbindungen der Schweiz mit ihren Nachbarländern (siehe auch Kap. 3.5 und 5.2.2).<sup>31</sup>

Die zeitliche Auflösung im Modell wurde wie folgt angenommen: der Optimierungszeithorizont im Modell beträgt 1 Jahr (siehe auch Kap. 10.2 Anhang). Das Jahr wurde in vier Jahreszeiten und in 2 Typtage (Werktage und Wochenendtage) unterteilt, welche wiederum Zweistundenschritte segmentiert wurden.

## 6.2 Zugrunde gelegte Eingangsgrössen

Die Ergebnisse von Kraftwerks-Optimierungsmodellen hängen zum einen von den unterstellten Technologiedaten (bestehender Kraftwerkspark, künftige Investitionsoptionen) und zum anderen von den unterstellten Rahmenbedingungen ab. Namentlich zu nennen sind insbesondere

- Entwicklung der Primärenergiepreise
- Umweltpolitische Rahmenbedingungen (Lenkungsabgaben oder Obergrenzen auf CO<sub>2</sub> und/oder lokale Luftschadstoffe wie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> etc.), Förderpolitiken
- Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage

Die zugrunde gelegten Primärenergiepreise gehen von einem moderaten Anstieg ab ca. 2020 aus, wobei dieser Anstieg im Entwicklungspfad 3 (hoher Gaspreis) prägnanter angenommen wurde (Figur 41). In der Entwicklungspfadvariante 3a wurde von einem 25% höheren Gaspreis und in der Variante 3b von einem 50% höheren Gaspreis ausgegangen. Der Kohlepreis und auch der Preis für Kernbrennstoffe liegt demgegenüber markant tiefer. Der Kohlepreis bleibt bei unter 10 Euro/MWh. Bei den Nuklearbrennstoffen ist wie beim Erdgas ebenfalls von einem Anstieg auszugehen; aber trotz der Verdoppelung zwischen 2005 und 2030 bleibt das Niveau mit rund 10 Euro/MWh deutlich unter demjenigen des Gaspreises von knapp 20 bis knapp 30 Euro/MWh.

Ergänzend sei an dieser Stelle erwähnt, dass Strompreise keine Eingangsgrösse in das Modell darstellen. Im Gegenteil könnten die Strompreise anhand der resultierenden Grenzkosten der Erzeugung anhand des Modells abgeschätzt werden, was aber nicht Bestandteil des vorliegenden Projekts war.

Bereits in den Entwicklungspfaden 1 bis 3 wird ein CO<sub>2</sub>-Preis<sup>32</sup> von bis zu 30 bis 40 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ausgegangen, ansteigend v.a. bis vor 2020 (Figur 41). Im

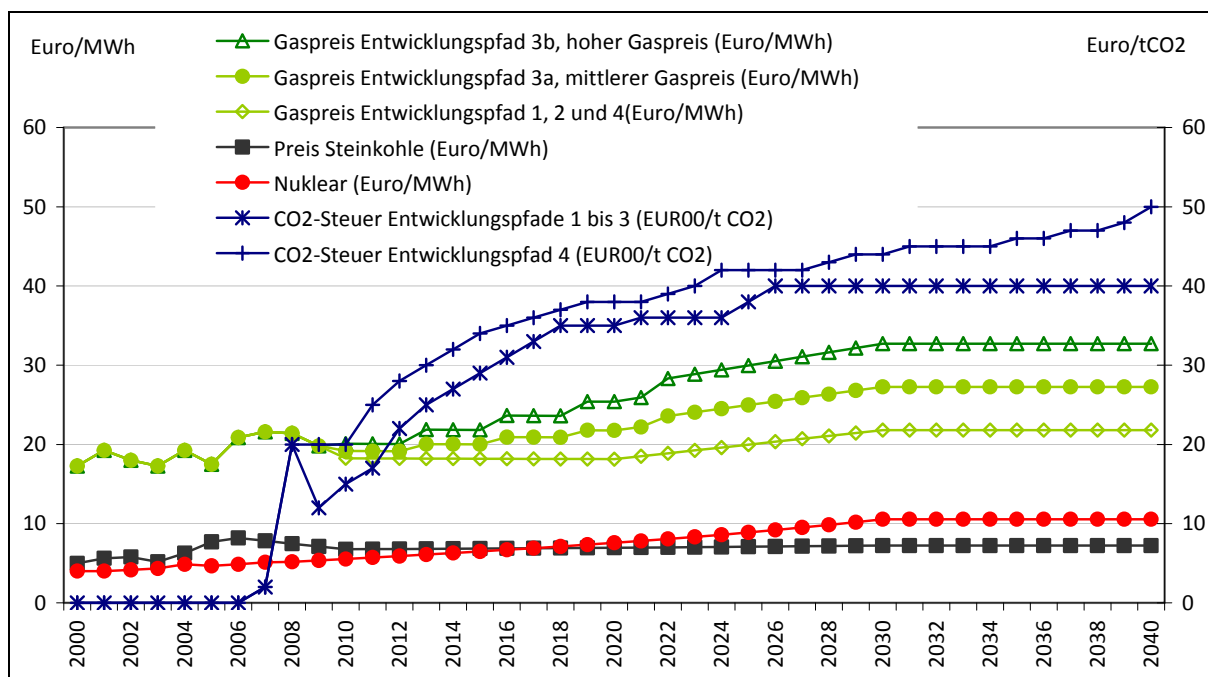
---

<sup>31</sup> Auch wenn in der Tendenz absehbar ist, dass das aktuelle System der Bewirtschaftung der Grenzkapazitäten durch eine implizite Auktionierung abgelöst werden könnte, bleibt die mit der Modellierung verbundenen Aussagen erhalten: zum einen wird auch künftig der Transport von Strom mit Kosten verbunden sein und zum anderen ist beim gewählten methodischen Ansatz nicht der Kraftwerkstandort, sondern der Kraftwerkstyp entscheidend.

<sup>32</sup> Ob es sich hierbei um eine Lenkungsabgabe handelt oder um ein handelbares Zertifikat ist modelltechnisch nicht von Belang.

Entwicklungspfad 4 wird von einer deutlicheren Effizienz- und Klimaschutzpolitik in Europa und der Schweiz ausgegangen und entsprechend von einem weiteren Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre.

Als weiteres Fördererelement wurde eine direkte Förderung von Strom aus neuen erneuerbaren Energiequellen unterstellt. Strom aus solchen Quellen nimmt in der Summe der modellierten Länder annahmengemäss von 59 TWh im Jahr 2007 auf 207 TWh (Entwicklungspfade 1 bis 3) bzw. 220 TWh (im Entwicklungspfad 4) im Jahr 2040 zu, was einer Zunahme von 3% auf 8% bzw. 12% der Stromerzeugung entspricht. Bei rund 75% bzw. 70% davon handelt es sich um Windenergie, bei rund 15% bzw. 20% um Biomasse und bei den restlichen 10% um Geothermie und Solarenergie. Aufgrund der Kostensenkung, welche mit der Förderung erneuerbaren Technologien verbunden ist, werden im Entwicklungspfad 4 weitere rund 50 TWh an Windenergie kostenoptimal, so dass sich insgesamt 275 TWh Strom aus erneuerbaren Energien (15%) ergeben (siehe auch Figur 55). Die Wasserkraft ist in den erwähnten Mengen nicht beinhaltet, sondern es wird exogen vorgegeben, dass sie weiterhin im Umfang von rund 220 TWh zur Verfügung stehen wird (auch für die Schweiz wurde die Re-Investition exogen vorgegeben).

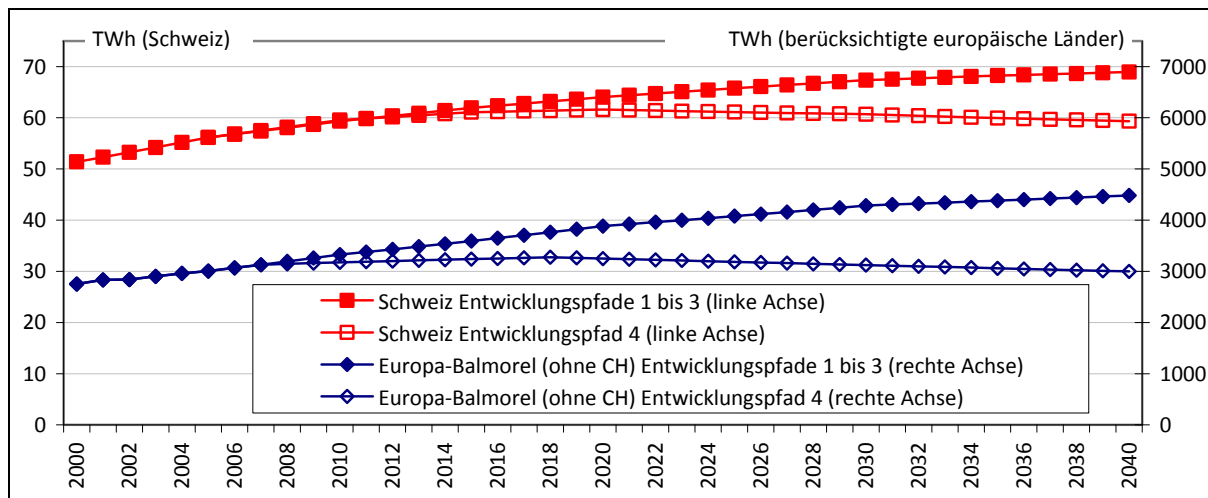


Quelle: TEP Energy

Figur 41 Annahmen zum Verlauf der wichtigsten Energiepreisen für Kraftwerksbezüger und der CO<sub>2</sub>-Steuern zwischen 2000 und 2040

Die zugrunde gelegte Stromnachfrage in Europa wurde für die Entwicklungspfade 1 bis 3 vom Modell PRIMES übernommen, welches häufig in Studien der EU zur Anwendung kommt. Für den Entwicklungspfad 4 mit effizienterer Nachfrage wurden eigene Abschätzungen getroffen. Für die Schweiz gelangt für die Entwick-

lungspfade 1 bis 3 die Nachfrage gemäss Szenario I der BFE-Energieperspektiven zur Anwendung und für den Entwicklungspfad 4 das Szenario III, siehe Figur 42.



Quelle: Prognos (2007), TEP Energy

Figur 42 Annahmen zum Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in den modellierten europäischen Ländern und in der Schweiz zwischen 2000 und 2040

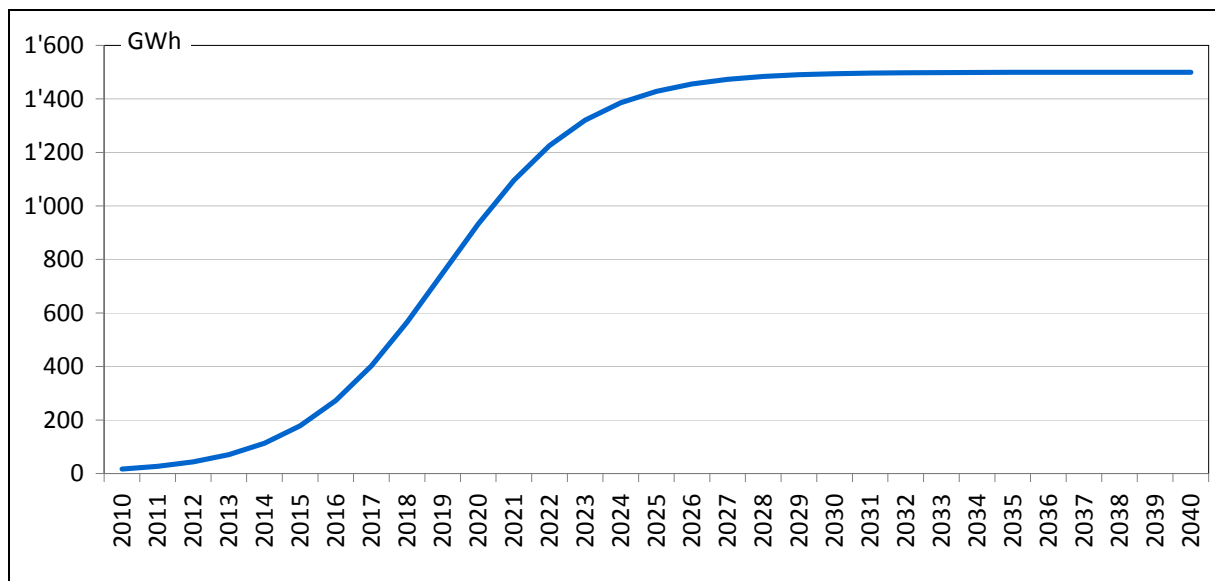
In den Entwicklungspfaden 1 bis 3 wird für Europa mit einem deutlichen Nachfrageanstieg gerechnet: mehr als +20% bis 2020 und rund 40% bis 2040 (siehe Tabelle 22). Demgegenüber ist der Anstieg in der Schweiz mit knapp 20% bis 2040 geringer. Im Entwicklungspfad 4 stabilisiert sich die Nachfrage in etwa; für die europäischen Länder wurde sie als leicht rückläufig angenommen.

Tabelle 22 Relative Veränderung der Stromnachfrage der europäischen Ländern des Modells Balmorel-TEP und der Schweiz (ohne zusätzliche WP-Nachfrage der Entwicklungspfad-Varianten)

Periode	Europa-Balmorel (ohne CH)		Schweiz	
	Entwicklungspfade 1-3	Entwicklungspfade 4	Entwicklungspfade 1-3	Entwicklungspfade 4
2008 bis 2020	22%	3%	10%	6%
2008 bis 2030	34%	-1%	16%	4%
2008 bis 2040	40%	-5%	19%	2%

Quelle: Balmorel-TEP

Für jeden der Entwicklungspfade 1 bis 4 wurde eine Variante mit einer zusätzlichen Steigerung der Stromnachfrage in der Schweiz von 1500 GWh gebildet. Die Einführung erfolgt über einen Zeitraum von rund 20 Jahren. Der zeitliche Verlauf der Nachfragesteigerung ist in Figur 43 dargestellt.



Quelle: TEP Energy

Figur 43 Angenommene zusätzliche Stromnachfrage in der Schweiz zwischen 2010 und 2030.

Der unterstellte Nachfragezuwachs entspricht der Nachfrage von rund 200'000 neuen oder erneuerten EFH und 250'000 neuen oder erneuerten MFH-Wohnungen. Zum Vergleich: jährlich werden etwa 12'000 EFH und 30'000 Wohnungen neu gebaut und etwa 30'000 EFH erneuert (Quellen: BFS, eigene Abschätzungen aufgrund von Jakob und Jochem, 2003; Hofer, 2007). Auch im Vergleich zur jährlichen Anzahl von Heizanlagenerneuerungen erscheint eine entsprechende WP-Diffusion als realistisch (Jochem und Jakob 2004).

Als Nachfrageprofil der zusätzlichen Nachfrage, d.h. der Differenz zwischen jeweils zwei Entwicklungspfad-Varianten, wurde ein Jahresprofil, welches mit der Norm SIA 308/1 berechnet wurde (Figur 4), mit monatlich spezifischen Tagesprofilen überlagert (Figur 5).

### 6.3 Ergebnisse der Entwicklungspfade 1 bis 4

Um die Modellergebnisse und die resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage einschätzen zu können, werden nachfolgend ausgewählte Modellergebnisse für die Entwicklungspfade 1 bis 4 dargestellt. Es sind dies:

- Erzeugungsstruktur der jeweiligen Entwicklungspfad-Grundvariante (ohne zusätzliche Stromnachfrage) für

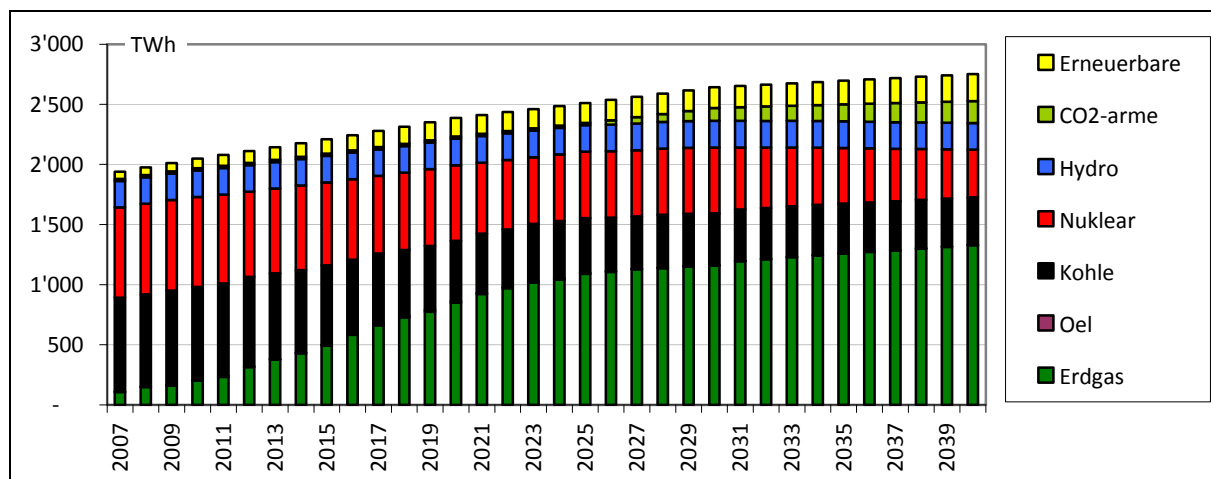


- die berücksichtigten europäischen Länder
- die Schweiz<sup>33</sup>
- Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage (Differenz zwischen den beiden Entwicklungspfad-Varianten).
- CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage.

### 6.3.1 Entwicklungspfad 1: Referenz

Im Referenzfall wird für Europa von einem (teilweise politisch motivierten) Rückgang der Kernkraft ausgegangen. Ebenfalls rückläufig ist die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken, dies aufgrund der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Kosten für entsprechende Zertifikate. Ein starker Zugang ist jedoch bei den Gaskraftwerken zu verzeichnen, welche zu einem grossen Teil derzeit noch bestehende Kraftwerkskapazitäten ersetzen und grösstenteils auch den Nachfragezuwachs abdecken (Figur 44). Ebenfalls zunehmend ist die Windenergie (im Modell eine exogene Vorgabe).

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkparcs der berücksichtigten Länder sinken von rund 980 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2007 auf 880 Mt im Jahr 2040. Damit nimmt die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-intensität von 507 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> auf rund 320 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ab, was einem Rückgang von 37% entspricht.

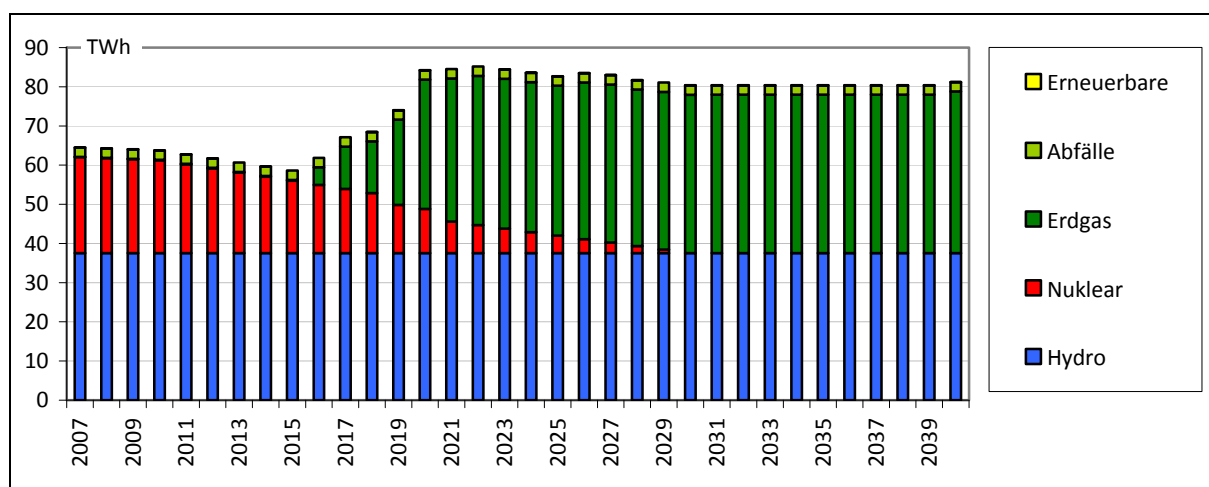


Quelle: TEP Energy

Figur 44 Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern im Entwicklungspfad 1 (Referenz)

<sup>33</sup> Dabei sei darauf hingewiesen, dass die resultierende Erzeugungsstruktur in der Schweiz nicht isoliert betrachtet werden soll, sondern vor dem Hintergrund der europäischen Entwicklung zu sehen ist.

Vor dem Hintergrund eines stark steigenden Bedarfs an neuen Kraftwerkskapazitäten in Europa (Ersatz bestehender Anlagen, zusätzliche Nachfrage) und in der Schweiz (moderate Nachfragesteigerung, Auslaufen bestehender Kernkraftwerke) ergibt sich für die Schweiz im Referenz-Fall ein markanter Zubau an Gaskraftwerken zwischen etwa 2015 und 2023 (Figur 45). Dass die Erzeugung in der Schweiz die inländische Nachfrage übersteigt, ist dabei vor dem Hintergrund des Stromaustausches der Schweiz mit dem Ausland und vor der europäischen Entwicklung zu sehen.



Quelle: Balmorel-TEP

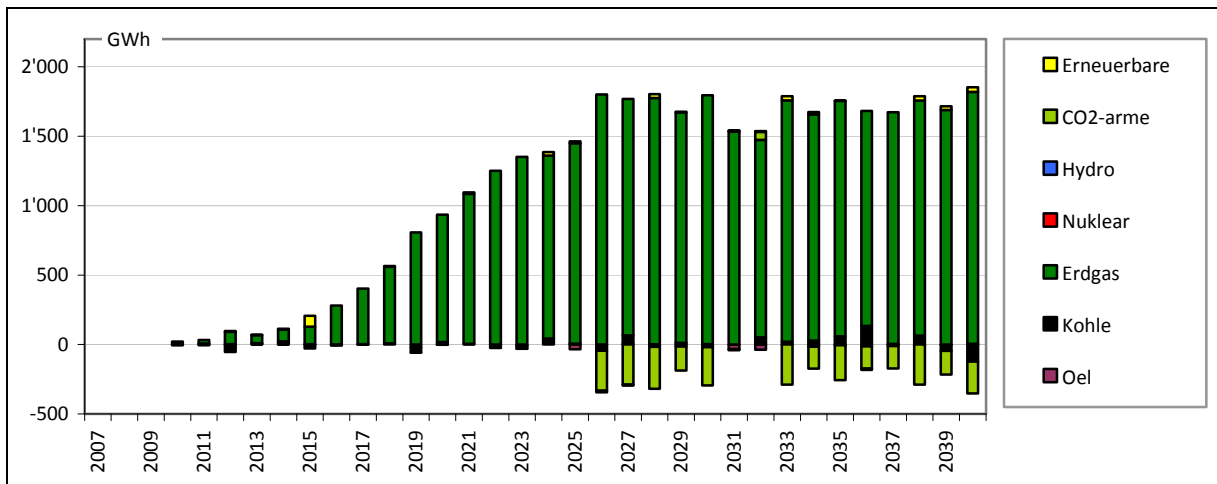
Figur 45 Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 1 (Referenz)

Die Differenz zwischen den beiden Varianten (ohne bzw. mit zusätzlicher WP-Nachfrage in der Schweiz) des Entwicklungspfad 1 ist ebenfalls stark von Gaskraftwerken geprägt (Figur 46). Aufgrund des starken Spitzenlastcharakters der Zusatznachfrage übersteigt der zusätzliche Zubau sogar die unterstellte Nachfrage von 1500 GWh leicht, weil zum Teil Kohlekraftwerke (mit CCS) verdrängt werden. Sowohl bei der Wasserkraft- wie auch bei den Kernkraftwerken ist kein Unterschied zwischen den beiden Entwicklungspfad-Varianten festzustellen.

Die festgestellte Zunahme nach Gaskraftwerken (Figur 46) betrifft ausschliesslich den Standort Schweiz, während die übrigen dargestellten Veränderungen in den weiteren europäischen Ländern stattfinden (siehe Figur 58 auf Seite 90, welche den schweizerischen Anteil als Übersicht über alle Entwicklungspfade darstellt).

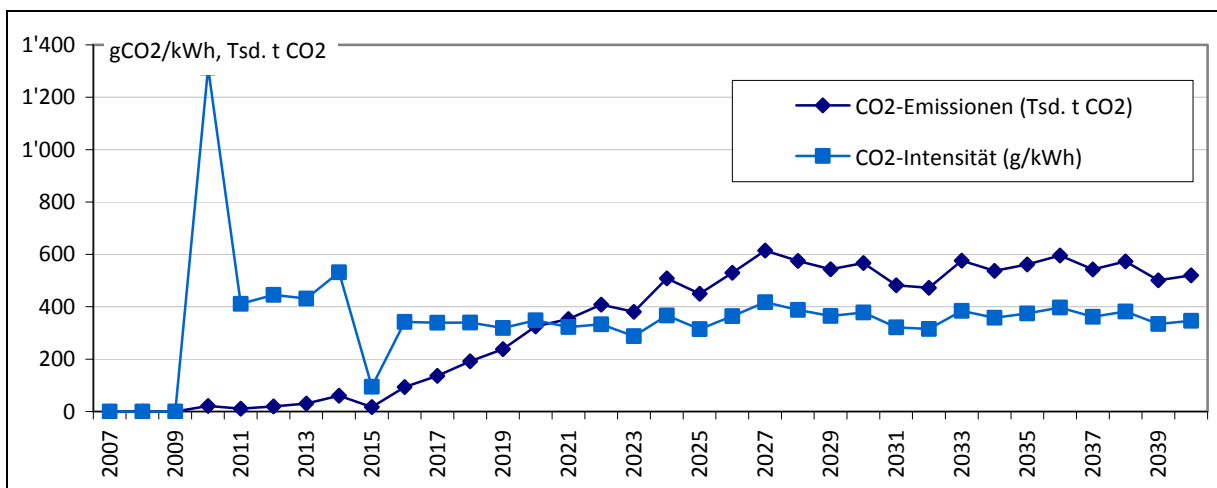
Zeitlich kongruent mit dem Anstieg der zusätzlichen WP-Nachfrage entstehen in Europa zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen (Figur 47).

Werden die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen mit der entsprechenden Zusatzstromnachfrage dividiert, ergibt sich deren CO<sub>2</sub>-Intensität. Nach einer gewissen – z.T. modellbedingten – Einschwingphase pendelt sich der entsprechende Wert ab ca. 2015 bei knapp 400 g CO<sub>2</sub>/kWh ein (Figur 47).



Quelle: TEP Energy

Figur 46 Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 1



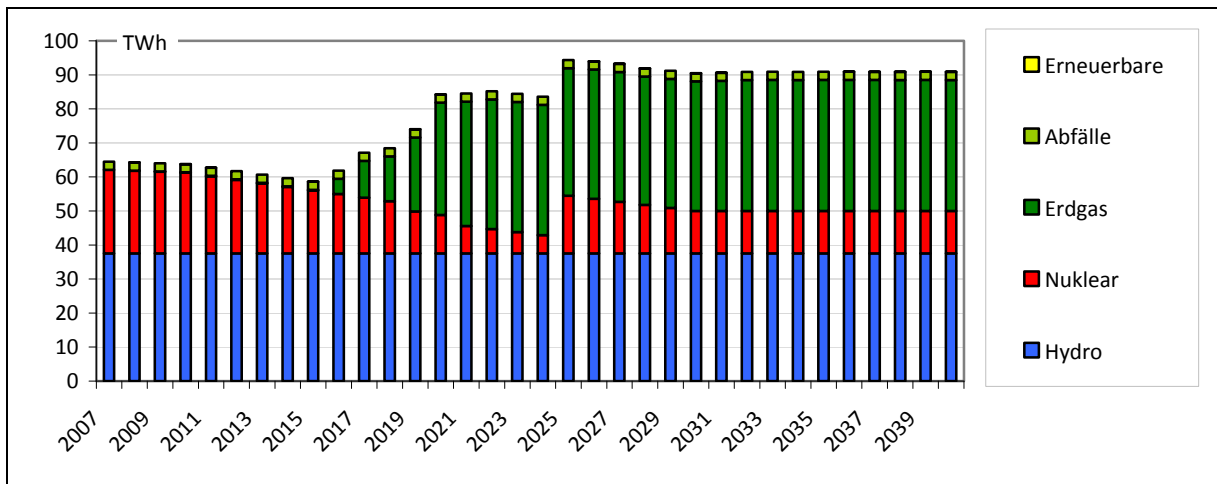
Quelle: TEP Energy

Figur 47 CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 1 (Referenz)

### 6.3.2 Entwicklungspfad 2: neues KKW in der Schweiz

Im Entwicklungspfad 2 wird davon ausgegangen, dass in der Schweiz ein neues Kernkraftwerk in der Grösse von etwa 1.6 GW<sub>e</sub> gebaut werden kann. Je nach Verfügbarkeit können damit rund 12 bis 13 TWh erzeugt werden. Entsprechend verändert sich die inländische Erzeugungsstruktur und der Anstieg der Gaskraftwerke addiert sich zur zusätzlichen Kernenergie (Figur 48).

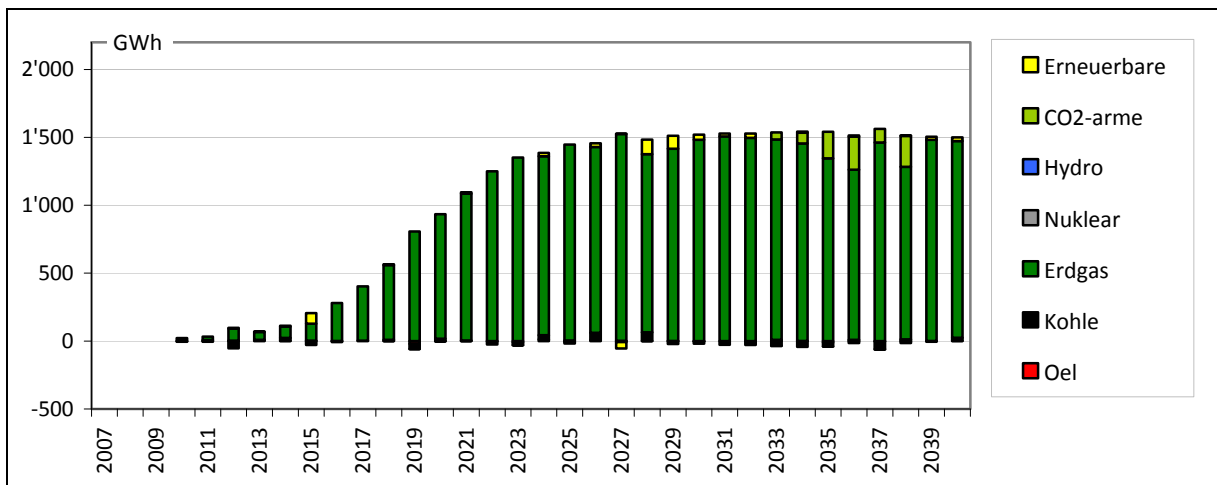
Abgesehen von diesen Veränderungen in der Schweiz ist die Erzeugungsstruktur in Europa identisch mit dem Entwicklungspfad 1, weshalb an dieser Stelle auf eine Darstellung verzichtet wird.



Quelle: TEP Energy

Figur 48 Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz)

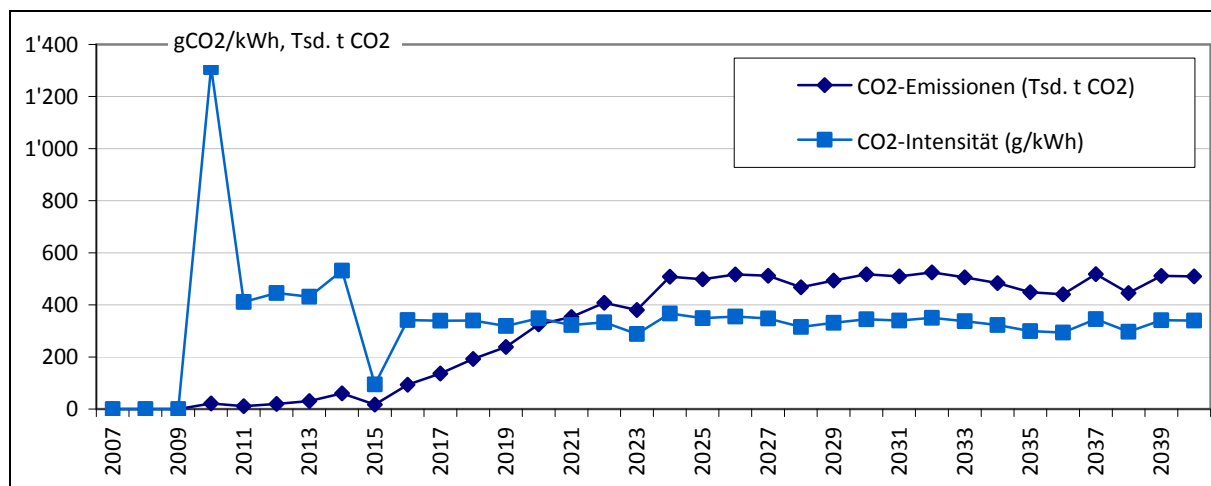
Auch die Struktur der Zusatznachfrage ist im Entwicklungspfad 2 sehr ähnlich wie diejenige im Entwicklungspfad 1 (vgl. Figur 49 mit Figur 46). Die grundsätzliche Möglichkeit eines Zubaus von Kernkraft ist in der Differenzbetrachtung zwischen den beiden Entwicklungspfad-Varianten mit bzw. ohne Wärmepumpen gemäss Modellergebnis nicht relevant. Dies ist aufgrund der Kostenstruktur der beiden Kraftwerkstypen plausibel: Kernkraftwerke vermögen den unterstellten Nachfragezuwachs mit einem Profil mit starker saisonaler Variabilität und einer relativ geringen Volllaststundenzahl ökonomisch nicht optimal zu decken. Die Volllaststundenzahl von Heizanlagen beträgt in der Tat nur 1500 bis 2000 pro Jahr, je nach Energieeffizienz des Gebäudes noch weniger. Je nach Gaspreis sind Gaskraftwerke mit relativ geringen Kapitalkosten hierfür ökonomisch im Vorteil.



Quelle: TEP Energy

Figur 49 Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz)

Entsprechend der ähnlichen Entwicklung der Erzeugungsstruktur der Zusatznachfrage ist auch der Verlauf der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen und der CO<sub>2</sub>-Intensität sehr ähnlich zum Entwicklungspfad 1 (Figur 50). Die CO<sub>2</sub>-Intensität pendelt sich zwischen 350 und 400 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ein.



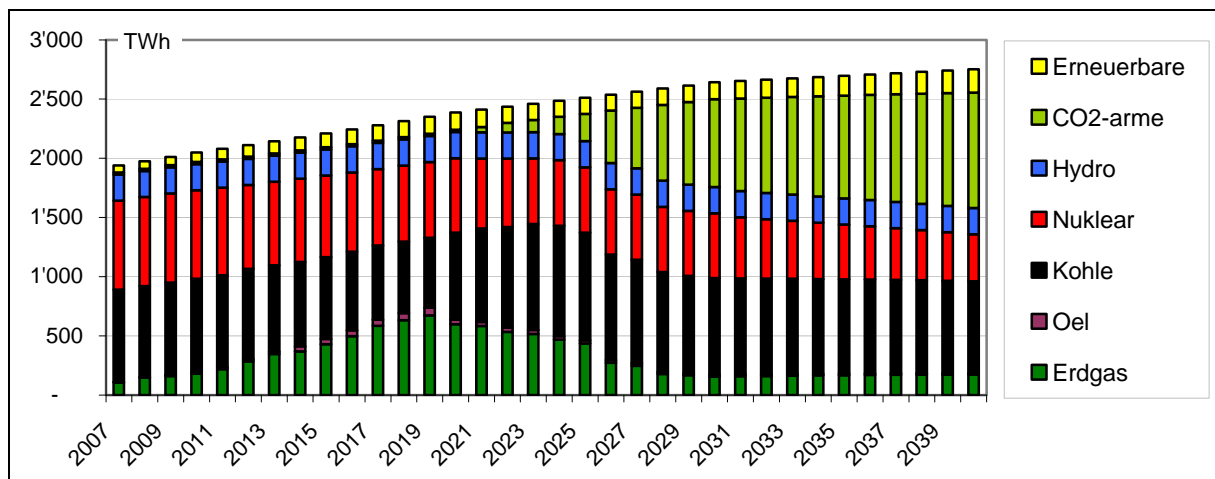
Quelle: TEP Energy

Figur 50 CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz)

### 6.3.3 Entwicklungspfade 3a und 3b: höhere Gaspreise

Wird für den Primärenergieträger Erdgas ein stärkerer Preisanstieg (gemäss Figur 41, Seite 78) unterstellt, verschiebt sich – bei gleich bleibendem CO<sub>2</sub>-Preis und bei vorgegebenen Kernkraftkapazitäten in Europa - die Erzeugungsstruktur in Europa hin zu einer verstärkten Kohlenutzung (z.T. inkl. CCS) oder anderen CO<sub>2</sub>-armen Erzeugungstechnologien, dies zu ungunsten der Gaskraftwerke (Figur 51). Bei den CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerken kann es sich um Kohlekraftwerke mit CCS oder um Kombinationen mit erneuerbaren Energien handeln, welche ähnliche Kosten und Erzeugungprofile aufweisen.

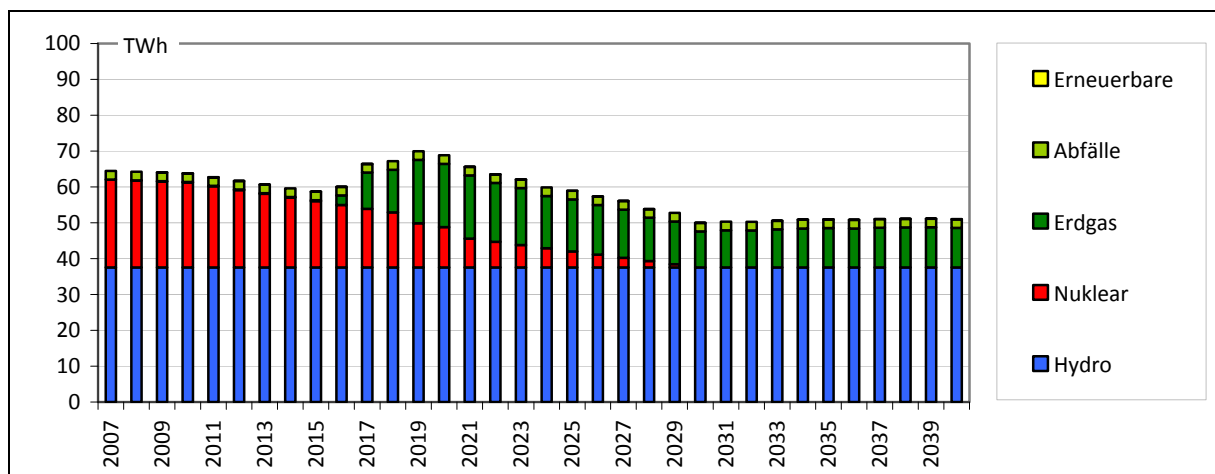
Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des europäischen Kraftwerkparcs sind im Entwicklungspfad 3b etwas weniger stark rückläufig im Vergleich zum Referenzfall, nämlich von rund 980 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2007 auf 887 Mt im Jahr 2040. Bezogen auf die ebenfalls rückläufige Stromerzeugung von rund 2760 TWh nimmt die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität damit von 507 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> auf 320 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ab, was einem Rückgang von 36% entspricht.



Quelle: TEP Energy

Figur 51 Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern im Entwicklungspfad 3 (höherer Gaspreis)

In Bezug auf die Schweiz ist im Vergleich zum Referenz-Entwicklungspfad ebenfalls ein geringerer Anstieg der Gaskraftwerke festzustellen (vgl. Figur 52 mit Figur 45 auf S. 82). Auch das Niveau der gesamten schweizerischen Erzeugung ist in diesem Fall geringer und liegt zunehmend unter der inländischen Nachfrage (im Gegensatz dazu liegt die Produktion im Referenz-Entwicklungspfad auch im Jahr 2040 rund 10 TWh über der Nachfrage).

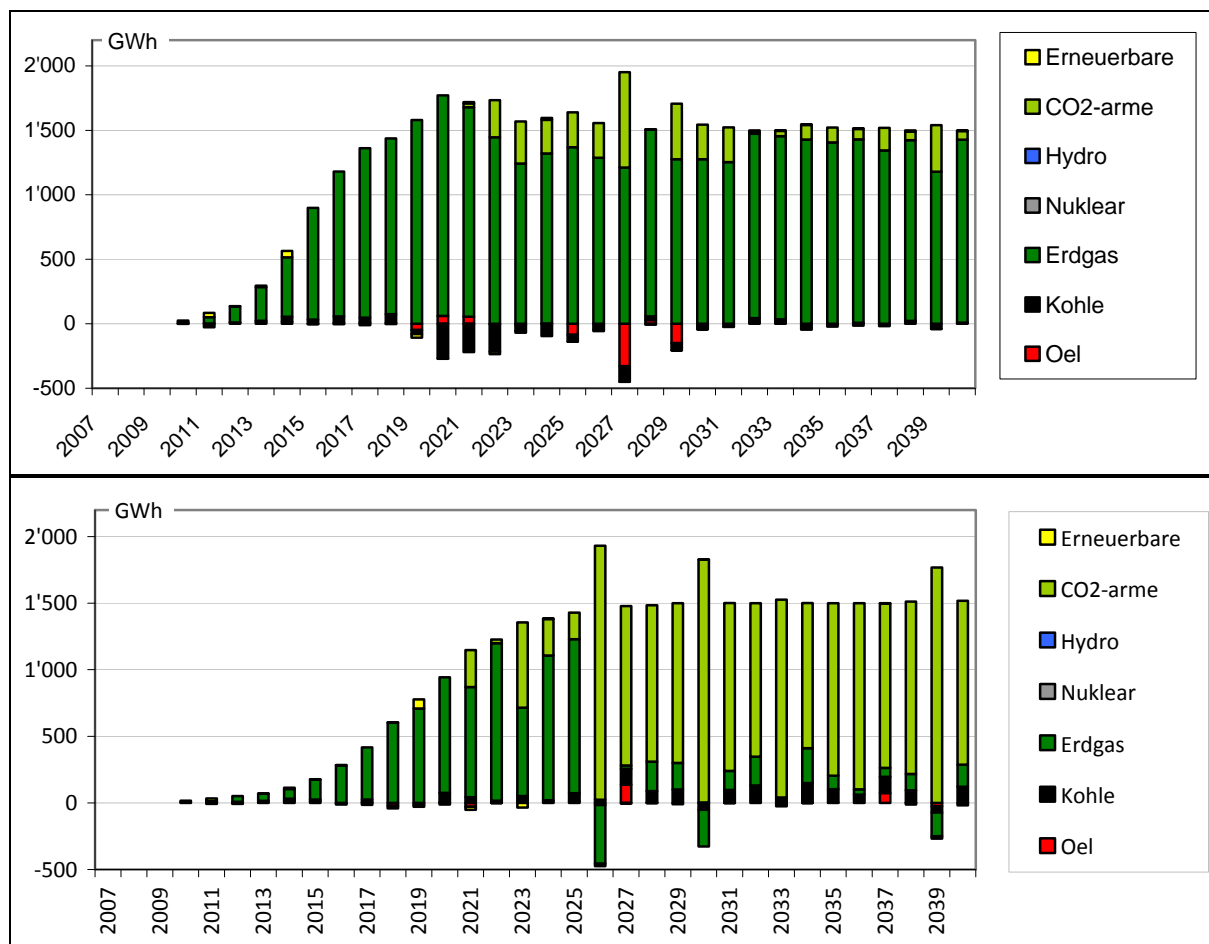


Quelle: TEP Energy

Figur 52 Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 3 (höherer Gaspreis)

Ähnlich wie bei der Referenz ist die Zusatznachfrage der Entwicklungspfad-Variante auch im Fall 3a mit höherem Gaspreis stark durch eine Zunahme an Gaskraftwerken geprägt, jedoch nicht ganz so stark. Als weitere strukturelle Veränderung ist ein Rückgang von Kohlekraftwerken ohne CCS hin zu solchen mit CCS oder zu anderen CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerkstypen festzustellen (Figur 53, oben).

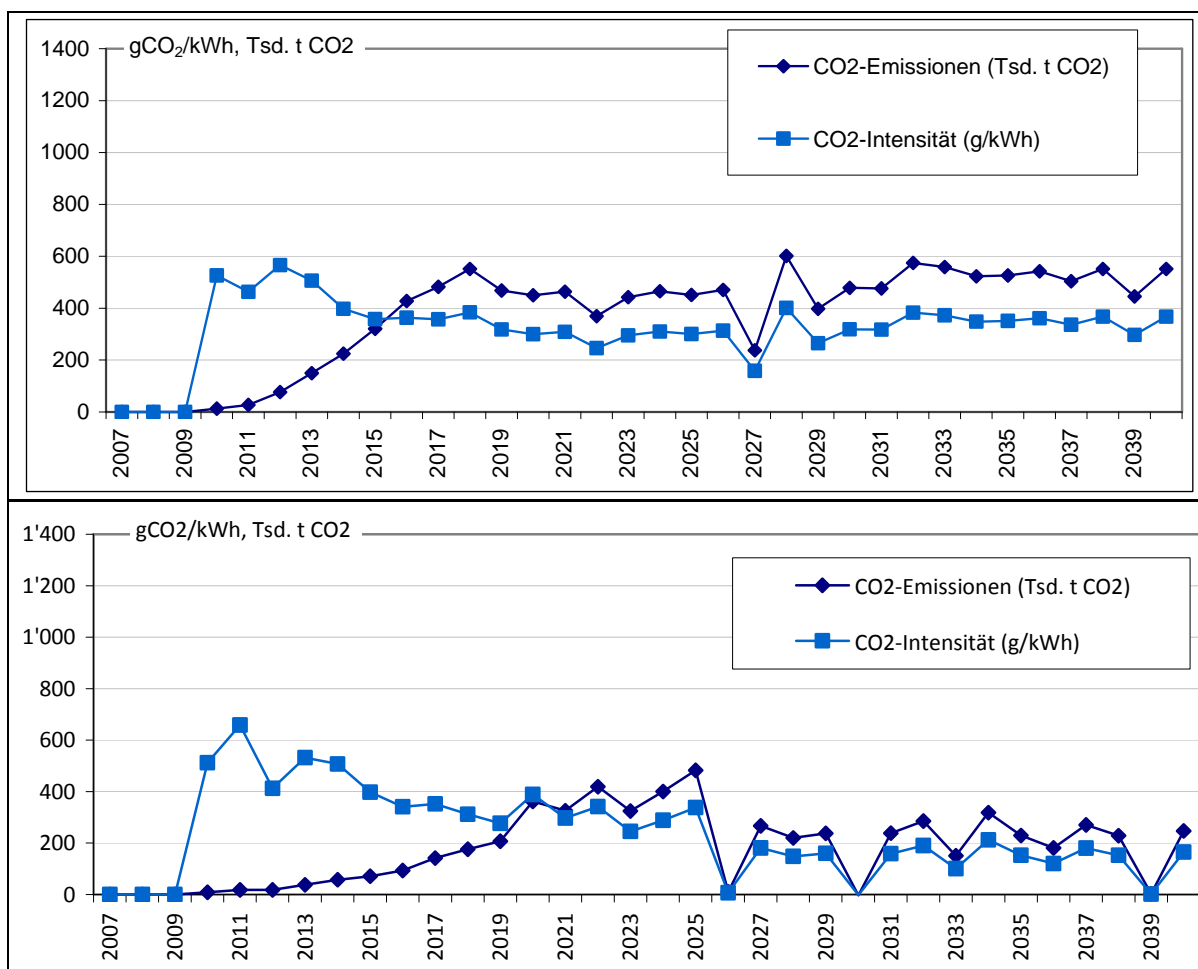
Im Entwicklungspfad 3b mit noch höherem Gaspreis wird die Zusatznachfrage der Entwicklungspfad-Variante, welche zunächst ebenfalls aus Gaskraftwerken besteht, zunehmen durch CO<sub>2</sub>-arme Stromerzeugung abgelöst (solche mit CCS oder andere sinngemässe Kombinationen).



Quelle: TEP Energy

Figur 53 Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage der beiden Entwicklungspfade 3a (25% höherer Gaspreis, oben) und 3b (50% höherer Gaspreis, unten)

Die resultierende CO<sub>2</sub>-Intensität pendelt sich beim Entwicklungspfad 3a leicht unter derjenigen des Referenz-Entwicklungspfades ein (vgl. Figur 54 oben mit Figur 47), nämlich zwischen knapp 300 und gut 350 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Im Fall des Entwicklungspfades 3b ist das Niveau deutlich tiefer und übersteigt kaum 350 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Bemerkenswert ist in beiden Fällen, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität zu Beginn der Betrachtungsperiode (2009 bis etwa 2015) höher ist im Vergleich zu den nachfolgenden Perioden. Dies hängt mit dem punktuellen Einsatz von noch älteren und damit vergleichsweise ineffizienten Kraftwerken zusammen.



Quelle: TEP Energy

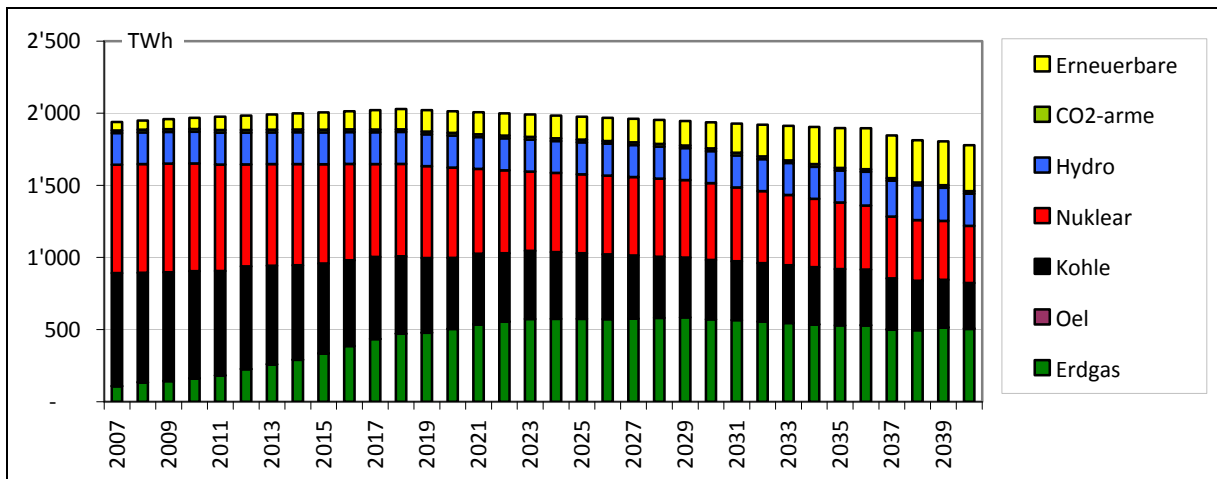
Figur 54 CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade 3a (hoher Gaspreis, (25% höherer Gaspreis, oben) und 3b (50% höherer Gaspreis, unten).

### 6.3.4 Entwicklungspfad 4: effiziente Nachfrage, Förderung erneuerbarer Energien

Im Entwicklungspfad 4, dem eine deutlich geringere Stromnachfrage sowie ein leicht höherer CO<sub>2</sub>-Preis unterstellt ist, entwickelt sich die Erzeugungsstruktur deutlich unterschiedlich zum Referenz-Entwicklungspfad. Auch im Entwicklungspfad 4 ist zwar ein Anstieg der Gaskraftwerke festzustellen, aber die Erzeugungsstruktur bleibt wesentlich ausgewogener (vgl. Figur 55 mit Figur 44 auf S. 81).

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des europäischen Kraftwerksparks sind im Entwicklungspfad 4 stärker rückläufig im Vergleich zum Referenzfall, nämlich von rund 980 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2007 auf 580 Mt im Jahr 2040. Bezogen auf die ebenfalls stark rückläufige Stromerzeugung von 1860 TWh im Jahr 2040 nimmt die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität damit auf 314 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ab, was einem Rückgang von 38% entspricht.



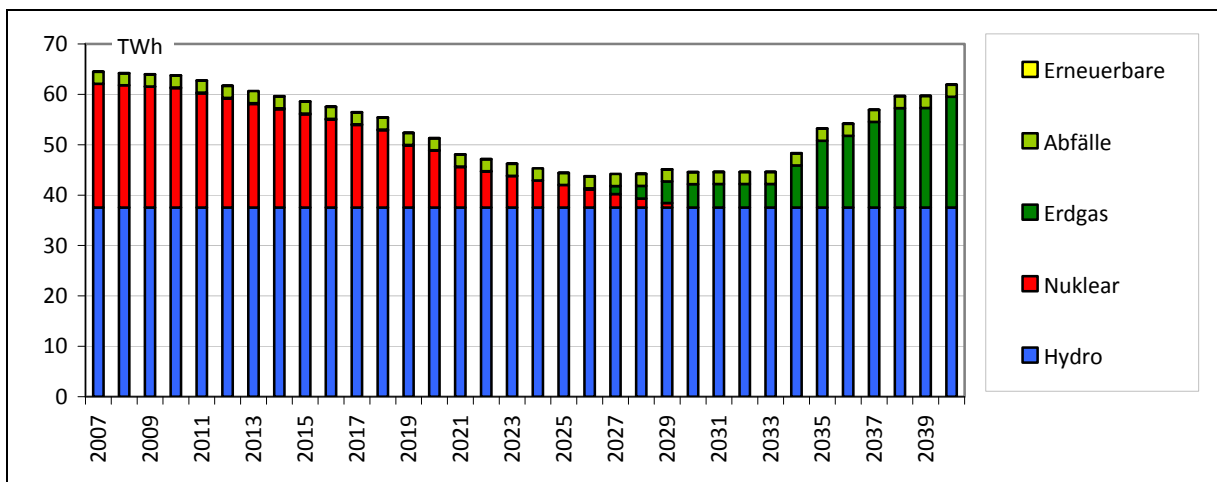


Quelle: TEP Energy

Figur 55 Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern des Entwicklungspfades 4 „effiziente Nachfrage, Förderung Erneuerbare“

Auch die Erzeugungsstruktur in der Schweiz unterscheidet sich im Entwicklungspfad 4 deutlich von derjenigen des Referenz-Entwicklungspfad. Neue (Gas-)Kraftwerke werden erst gegen 2030 nach dem kompletten Auslaufen der inländischen Kernkraft zugebaut (Figur 56). Entsprechend ist die Stromerzeugung in der Schweiz bis etwa Mitte der 2020er Jahre rückläufig.

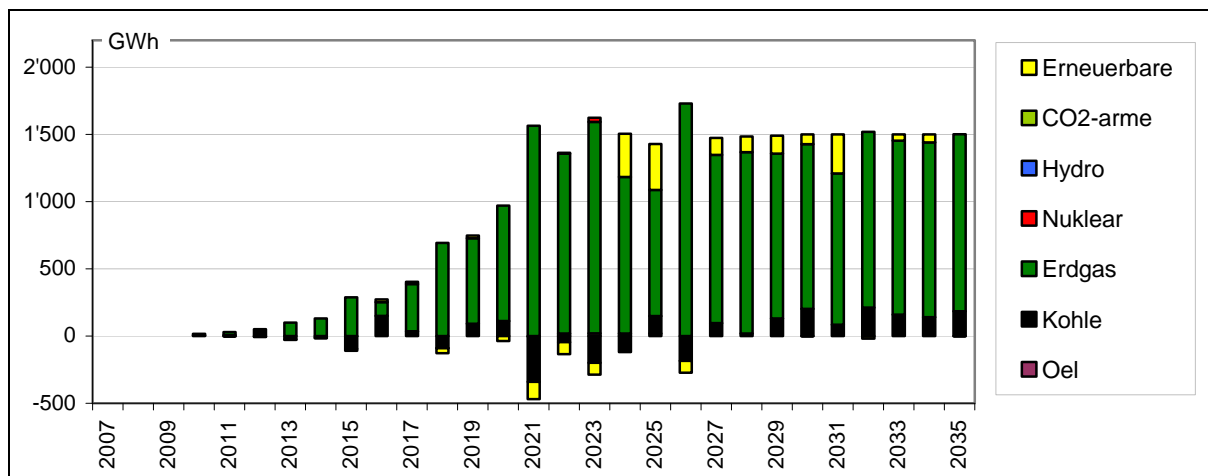
Zwischen etwa 2015 und bis gegen das Ende der Betrachtungsperiode besteht ein Netto-Importbedarf, welcher im Maximum rund 15 TWh beträgt, sich aber bis gegen Ende der Betrachtungsperiode auf Null verringert. Offensichtlich reichen im Entwicklungspfad 4 die bestehenden (und neuen) europäischen Kapazitäten aus, so dass die Schweiz nicht – wie Referenz-Entwicklungspfad – zum Netto-Exporteur wird.



Quelle: TEP Energy

Figur 56 Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 4 (effiziente Nachfrage, Förderung erneuerbare Stromerzeugung in Europa)

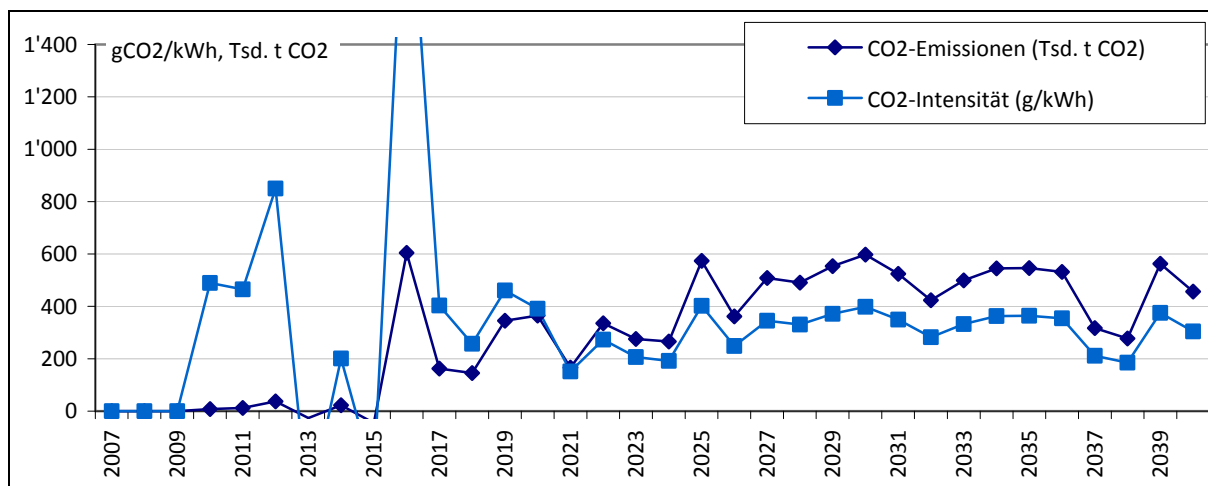
Die Zusatznachfrage der Entwicklungspfad-Variante besteht – v.a. nach der Übergangsphase bis 2020 – beinahe ausschliesslich aus gasbefeuerten Kraftwerken (Figur 57), welche die unterstellten zusätzlichen 1500 GWh abdecken.



Quelle: TEP Energy

Figur 57 Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 4

Ab 2030 pendelt sich die CO<sub>2</sub>-Intensität bei etwa 300 bis 400 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ein (Figur 58).<sup>34</sup>



Quelle: TEP Energy

Figur 58 CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 4 (effiziente Nachfrage)

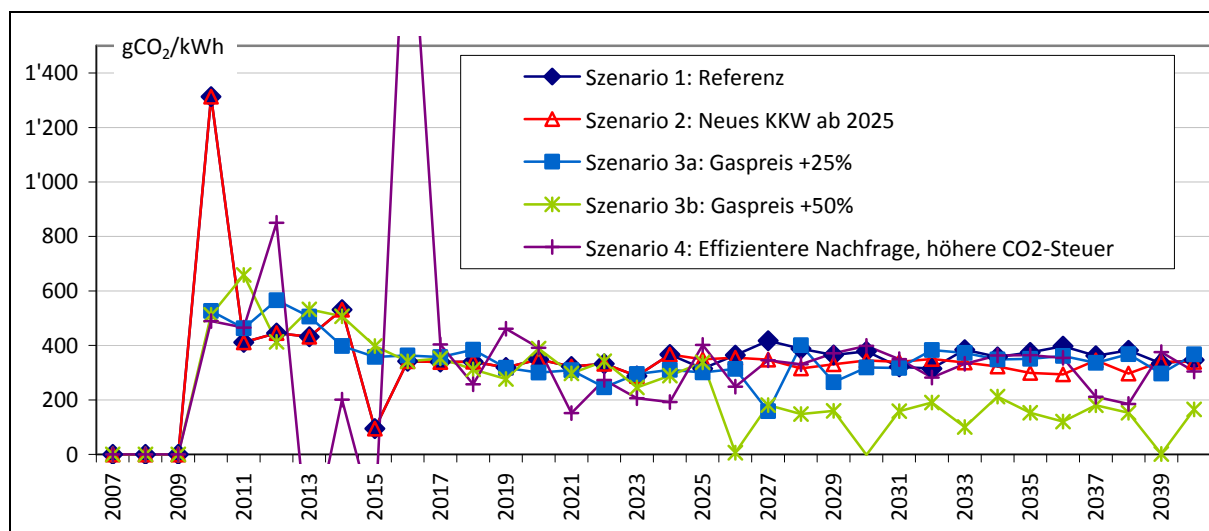
<sup>34</sup> Während der Aufbauphase der zusätzlichen Nachfrage bis etwa 2017 ist die Differenz zwischen den beiden Untervarianten des Entwicklungspfad 4 von starken modellbedingten Schwankungen geprägt. Solche Schwankungen treten sporadisch bei linearen Optimierungsmodellen und dürfen inhaltlich nicht überinterpretiert werden: die Lösung des Modells pendelt zwischen zwei benachbarten Punkten; durch die Differenzbildung zwischen zwei Entwicklungspfad-Varianten wird der Effekt sogar noch verstärkt.

### 6.3.5 Die Ergebnisse der betrachteten Entwicklungspfade im Überblick

Die Analyse der Modellergebnisse zeigt, dass die Stromerzeugung der angenommenen zusätzlichen Nachfrage zum grössten Teil in der Schweiz selbst erfolgt. Dies gilt für drei der vier Entwicklungspfade über die gesamte Periode und nur im Entwicklungspfad 4 (energieeffiziente Nachfrage, Förderung erneuerbarer Energien in Europa) wird die zusätzliche Erzeugung in der Schweiz erst ab ca. 2026 aufgebaut.

In Bezug auf die Schweiz handelt es sich um Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (abgesehen von vernachlässigbaren Ausnahmen). Die weiteren Differenzen zwischen den jeweiligen Entwicklungspfad-Varianten (siehe Figur 46, Figur 49, Figur 53 und Figur 57) betreffen Veränderungen im Ausland. Die gesamte Differenz im In- und Ausland bestimmt dann die CO<sub>2</sub>-Intensität.

Die CO<sub>2</sub>-Intensität der angenommenen zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfad-Varianten von 1500 GWh (Grenzbetrachtung) ist - nach einer gewissen Einschwingphase – bei allen Entwicklungspfaden in der Grössenordnung vergleichbar (Figur 59). Besonders gross ist die Ähnlichkeit zwischen dem Entwicklungspfad 1 (Referenz) und dem Entwicklungspfad 2 zu Beginn der Betrachtungsperiode; die Möglichkeit eines KKW-Ersatzes in der Schweiz hat kaum einen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen WP-Stromnachfrage.



Quelle: TEP Energy

Figur 59 CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade im Vergleich

In der ersten Betrachtungsperiode 2010 bis 2020 ist die CO<sub>2</sub>-Intensität v.a. im Entwicklungspfad 4 höher im Vergleich zu den übrigen Entwicklungspfaden und im Vergleich zu den übrigen Betrachtungsperioden; dies ist mutmasslich darauf zurück zu führen, dass die Nachfragesteigerung noch durch bestehende (vergleichsweise ineffizientere) Kraftwerke (im Ausland) gedeckt werden kann und dass ein

intensiver Zubau erst zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich wird. Dies ist konsistent mit der Beobachtung, dass in der Schweiz eine zusätzliche Erzeugung erst ab ca. 2026 zu beobachten ist.

Die CO<sub>2</sub>-Intensität pendelt sich mittel- bis langfristig auf einem Niveau zwischen 330 und 360 g/kWh (für die beiden ersten Entwicklungspfade) bzw. zwischen 290 und 350 g/kWh ein (Entwicklungspfade 3a und 4). Besonders gering ist die CO<sub>2</sub>-Intensität beim Entwicklungspfad 3a mit dem hohen Gaspreis: hier vermag sich im Modell Kohle mit CCS durchzusetzen (Tabelle 23).<sup>35</sup>

Tabelle 23 CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade für drei Zehnjahresperioden bis 2040 im Vergleich

Periode	Entwicklungspfad					Vergleich zu Entwicklungspfad 1			
	1 Referenz	2 Neues KKW in der Schweiz ab 2026	3a: Mittlerer Gaspreis	3b Hoher Gaspreis	4 Energie- effiziente Nachfrage	2 Neues KKW in der Schweiz ab 2026	3a Mittlerer Gaspreis	3b Hoher Gaspreis	4 Energie- effiziente Nachfrage
2010 bis 2020	340	340	347	353	484	0%	2%	4%	42%
2021 bis 2030	354	335	292	200	292	-5%	-18%	-43%	-17%
2031 bis 2040	357	327	350	143	312	-9%	-2%	-60%	-13%

Quelle: Balmorel-TEP

Alle Entwicklungspfade weisen ab 2020 eine CO<sub>2</sub>-Intensität auf, welche tiefer liegt im Vergleich zum Referenz-Fall (Tabelle 23). Dies ist plausibel: der höhere Gaspreis im Entwicklungspfad 3 und die insgesamt geringere Nachfragesteigerung im Entwicklungspfad 4 favorisieren insgesamt effizientere Stromerzeugungsmöglichkeiten. Im Referenz-Entwicklungspfad ist die CO<sub>2</sub>-Intensität zudem erhöht, weil Erdgaskraftwerke nicht nur die zusätzliche Nachfrage der Variante, sondern zu einem geringen Anteil auch Kohle mit CCS verdrängen (Figur 46).

Die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität in Europa, also der einzelnen Entwicklungspfade an und für sich (Durchschnittsbetrachtung), welche sich ebenfalls aus den Modellergebnissen ableiten lässt, sinkt im Zeitablauf in allen Fällen von gut 500 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> im Jahr 2007 auf etwa 314 bis 322 g/kWh<sub>e</sub> im Jahr 2040, was einem Rückgang von 36% bis 38% entspricht. Dieser Durchschnitt ergibt sich aus dem resultierenden Mix von Kernkraft, Kohle, Gas und erneuerbaren Energien.

<sup>35</sup> Falls Carbon Capture und Sequestration (CCS) nicht im angenommenen Zeitrahmen mit den veranschlagten Kosten im Markt eingeführt wird, sind auch andere Möglichkeiten von CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung denkbar, z.B. Kombinationen von Steinkohle- mit Windkraftwerken oder solarthermische Kraftwerke mit Speichermöglichkeiten (wie z.B. Andasol in Spanien). Möglicherweise müsste in diesen Fällen von einem noch höheren Gaspreis ausgegangen werden.

### 6.3.6 Diskussion der Ergebnisse und Fazit

Die Modellergebnisse sind in sich konsistent und ökonomisch plausibel:

- ein Ausbau der Kraftwerkskapazitäten mit Schwerpunkt Schweiz (in den meisten Fällen) ist ökonomisch nachvollziehbar, denn der grenzüberschreitende Transport ist mit Kosten verbunden. Im Entwicklungspfad 4 ist ein Ausbau der Kapazitäten erst später erforderlich. Zudem wird eine markante Förderung erneuerbarer Energien unterstellt. Damit wird ein Import von Strom lohnenswert: die variablen Kosten eines bestehenden Kraftwerks oder von geförderten neuen Kraftwerken im Ausland plus die Kosten des Transports sind geringer als die Vollkosten eines neuen Kraftwerks in der Schweiz.
- ein Zubau v.a. von Gaskraftwerken ist ökonomisch nachvollziehbar: das Nachfrageprofil der angenommenen Strom-Zusatznachfrage ist durch einen starken saisonalen Lastgang charakterisiert, hat entsprechend einen geringen Bandlastanteil und weist damit eine relative geringe Anzahl Volllaststunden, d.h. eine relative Auslastung auf (ca. 20%). Unter diesen Bedingungen sind Gaskraftwerke mit geringen Kapitalkosten trotz höherer variabler Kosten (Energiekosten) wirtschaftlicher als typische Bandlastkraftwerke (KKW, Kohle), selbst unter der Annahme eines CO<sub>2</sub>-Preises von einigen zehn Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.
- Die Ähnlichkeit zwischen den Entwicklungspfaden bei der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität ist wie folgt zu erklären: die entsprechende CO<sub>2</sub>-Intensität entspricht in etwa derjenigen eines künftigen Gaskraftwerkes und die Entwicklungspfade unterscheiden sich v.a. bzgl. Strom aus solchen Kraftwerken (vgl. Figur 44, Figur 51 und Figur 55).

Durch die Differenzbildung von Entwicklungspfad-Varianten ohne bzw. mit zusätzlicher WP-Nachfrage konnte deren CO<sub>2</sub>-Intensität bestimmt werden. Indem diese Differenzbildung für vier recht unterschiedliche Entwicklungspfade durchgeführt wurde, lässt sich das zu erwartende Ergebnis relativ gut eingrenzen (in der Regel zwischen 200 und 370 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>).

Mit diesem Wertebereich ist zu rechnen, wenn in der Schweiz nicht spezifische Massnahmen getroffen werden, um die CO<sub>2</sub>-Intensität der zusätzlichen Nachfrage weiter einzugrenzen, z.B. durch eine gleichzeitige WKK-Förderung, eine Förderung bzw. eine gezielte und gekoppelte Investition oder einen Import von erneuerbaren Energien bzw. von entsprechenden Zertifikaten.

Der Wertebereich der CO<sub>2</sub>-Intensität ist deutlich höher als derjenige, welcher bei der gegenwartsbezogenen Durchschnittsbetrachtung durch die Analyse der Import- und Exportflüsse ermittelt wurde (Kapitel 4 und 5), was ebenfalls plausibel ist: eine Zusatznachfrage, welche mit einem Heizungsprofil charakterisiert ist, kann bei limitierten Ausbaumöglichkeiten der Wasserkraft nicht ökonomisch optimal mit Kernkraft und mit Importen mit hohen Bandlastanteilen (Kernkraft und Kohle) gedeckt werden, sondern stützt sich vermehrt auf kapitalexensive

Kraftwerkstypen ab. Diese sind in der Tendenz fossil oder haben solche Back-up Technologien.

Die Autoren sind überzeugt, dass eine zukunftsbezogene Grenzbetrachtung für zukunftsgerichtete energiepolitische Entscheidungen unerlässlich ist. Nebst der hier durchgeführten Betrachtung für ein Heizungsprofil sollte dies auch für weitere Nachfrageprofile, bei denen strombasierte mit fossilen Energieanwendungen konkurrieren, durchgeführt werden, beispielsweise für die Elektromobilität.

## 7 Synthese, Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine kurze Diskussion der verfolgten Ansätze und eine Darstellung der entsprechenden Ergebnisse. Durch Querbezüge und ergänzende Informationen wird hierauf der Wertebereich der Ergebnisse eingegrenzt. Dieser wird zu weiteren Kennwerten in Bezug gesetzt, um eine Einordnung zu ermöglichen: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren von Kraftwerken und Energieträgern. Ergänzend erfolgt eine Gegenüberstellung mit indirekten CO<sub>2</sub>- und CO<sub>2äqu</sub>-Emissionsfaktoren, welche zu den Ergebnissen dieser Studie hinzuzufügen sind, um eine vollständige Einschätzung der Klimawirkung des Stromkonsums zu erhalten. Das Kapitel schliesst mit Schlussfolgerungen und Empfehlungen.

### 7.1 Synthese

In den vorangehenden Kapiteln 4 bis 6 wurde die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden mittels dreier verschiedener methodischer Ansätze bestimmt:

- Ansatz 1: auf Basis der Herkunftsnachweise
- Ansatz 2: durch eine Bilanzierung der Stromimporte und –exporte
- Ansatz 3: durch paarweise Entwicklungspfadvergleiche eines europäischen Kraftwerkmodells, wobei sich die Entwicklungspfadpaare bzgl. der Stromnachfrage in der Schweiz unterscheiden.

Die drei Ansätze überschneiden sich zum Teil und ergänzen sich entsprechend (Methodenkomplementarität). Methodisch bedingt ergeben die verschiedenen Ansätze unterschiedliche Resultate, was bei der Interpretation zu berücksichtigen ist. Die verschiedenen methodischen Ansätze ermöglichen aber insbesondere auch Aussagen auf unterschiedlicher Ebene (Tabelle 24). Die Ergebnisse sind von unterschiedlichem Charakter und von unterschiedlicher zeitlicher und geografischer Auflösung.

Die drei Ansätze können wie folgt charakterisiert werden:

- Der Ansatz 1 (Herkunftsnachweis) liefert theoretisch, d.h. bei möglichst grosser Vollständigkeit der Erfassung, eine gute Basis für eine gegenwartsbezogene Durchschnittsbetrachtung.
- Der Ansatz 2 (Bilanzierungen) ermöglicht es bis zu einem gewissen Mass, dem Stromaustausch der Schweiz mit dem Ausland bei der CO<sub>2</sub>-Bilanzierung Rechnung zu tragen. Durch eine zeitlich hohe Auflösung lassen sich die Ergebnisse mittels verschiedener Nachfrageprofile gewichten.

- Der Ansatz 3 ermöglicht es, die CO<sub>2</sub>-Intensität für eine gegenwarts- oder zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung zu bestimmen. Der Ansatz ermöglicht es grundsätzlich, die CO<sub>2</sub>-Intensität für eine breite Palette von Fragestellungen zu bestimmen (z.B. verschiedene Nachfrageprofile)

Tabelle 24 Bedeutung der verschiedenen Betrachtungsmethoden in Bezug auf verschiedene Fragestellungen

Fragestellung	Ansatz 1: Herkunftsnachweise	Ansatz 2: Import/Export-Bilanzen	Ansatz 3: Entwicklungspfadvergleiche
Durchschnittliche Gegenwartsbetrachtung	Ja	Ja	Bedingt
Mit WP-Profil gewichtete Gegenwartsbetrachtung	Nein	Ja	Ja
Gegenwartsbezogene Grenzbetrachtung	Nein	Bedingt	Ja
Zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung	Nein	Nein	Ja

Quelle: TEP Energy

Die drei Ansätze haben für sich genommen einige Nachteile. Diese sind zum einen methodisch bedingt und zum anderen durch die Datenlage. Durch Querbezüge können diese teilweise wieder wettgemacht werden.

- Beim Ansatz 1 (Herkunftsnachweise) entsteht in der aktuellen Konkrektion durch die nicht vernachlässigbaren Anteile von Strom aus nicht überprüfbareren Energiequellen eine entsprechende Unsicherheit in den Ergebnissen. Zudem ist eine zukunftsgerichtete Betrachtung mit diesem Ansatz nicht direkt möglich.
- Beim Ansatz 2 (Bilanzierungen) entsteht durch die hohen Flüsse in beide Richtungen und durch die verschiedenen grundsätzlich möglichen Bilanzierungsmethoden eine gewisse Unsicherheit in den Ergebnissen. Diese Unsicherheit ist nicht zuletzt auf die fehlende Transparenz über die Verwendung der importierten Strommengen aus den einzelnen Ländern und Kraftwerkstypen zurückzuführen. Eine zukunftsgerichtete Betrachtung wäre nur bedingt möglich (durch Treffen von Annahmen).
- Der Ansatz 3 (Kraftwerksparkmodell) basiert auf einer ökonomisch optimalen Entwicklung des Kraftwerksparks unter dem Minimalkostenprinzip. Abweichungen der Unternehmen von diesem Prinzip (z.B. aufgrund von Diversifizierungsstrategien oder strategischem Verhalten) können dabei nur bedingt modelliert werden, sondern werden mit exogenen Annahmen abgebildet. Die Ergebnisse hängen zudem von den angenommenen Rahmenparametern (Importpreise, Nachfrage, Verfügbarkeit, auch aus politischer Sicht) der Entwicklungspfade ab.

### Ergebnisse im Überblick:

Im Quervergleich werden namhafte Unterschiede zwischen den verschiedenen Ansätzen und zwischen den einzelnen Fragestellungen ersichtlich (Tabelle 25). Bei



der gegenwartsbezogenen Durchschnittsbetrachtung liegt die CO<sub>2</sub>-Intensität für Schweizer Endkunden ungewichtet zwischen gut 30 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und 190 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> bzw. zwischen 50 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und 205 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> bei Gewichtung mit einem Heizungsprofil.<sup>36</sup> Mit Ausnahme der Bilanzierungsmethode BM3 liegen dabei die Ergebnisse in der gleichen Grössenordnung wie diejenigen gemäss Herkunftsnachweis (HKN).

Tabelle 25 Resultate-Übersicht bzgl. CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen (aus betrieblichen Emissionen der Kraftwerke, in g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>)<sup>36</sup>

Fragestellung	Ansatz 1: Herkunftsnachweise	Ansatz 2: Import/Export- Bilanzen	Ansatz 3: Entwicklungspfadvergleiche
Durchschnittliche Gegenwartsbetrachtung	Bei Annahme: nicht überprüfbar=UCTE: 125 nicht-überprüfbar=F: 40 nicht überprüfbar=I: 110 nicht-überprüfbar=D: 130	BM2: 114 BM3: 189 BM4: 33	-
Mit WP-Profil gewichtete Gegenwartsbetrachtung	-	BM2: 132 BM3: 205 BM4: 49	-
Gegenwartsbezogene Grenzbetrachtung (2010 bis 2020)	-	-	Referenz: 340 KKW Schweiz ja: 340 Höherer Gaspreis: 350 Effizient und erneuerbar: 480
Zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung	-	-	Referenz: 350-360 KKW Schweiz ja: 330-340 Höherer Gaspreis: 140- 350 Effizient u. erneuerbar: 290-310

Quelle: TEP Energy

Die Unterschiede zwischen dem nicht-gewichteten und dem mit einem Heizungsprofil gewichteten Durchschnitt betragen 15 bis 20 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Diese sind also relativ gering. Begründet wird dies durch die Tatsache, dass im Zeitverlauf zwar Schwankungen festzustellen sind, diese aber auch den Tages- und Wochenverlauf betreffen und nicht nur saisonale Schwankungen. Bei BM2 und BM3 sind CO<sub>2</sub>-Intensitäten in der Übergangszeit leicht höher und beim BM4 im Winter.

Bei der gegenwarts- oder zukunftsbezogenen Grenzbetrachtung liegen die CO<sub>2</sub>-Intensitäten für das untersuchte Heizungsprofil deutlich höher als die Werte der

<sup>36</sup> Hierbei handelt es sich um betriebliche fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke. Nicht enthalten in diesen Werten sind indirekte Emissionen aus dem Bau und dem Rückbau der Kraftwerke sowie aus der Primärenergiegewinnung (Bergbau, Umwandlungssektor, Transport der Primärenergieträger Uran, Kohle, Erdgas etc. sowie weitere Treibhausgasemissionen (siehe auch Fussnoten 4 und 5 auf Seite 16 im Kapitel 2.5 Systemgrenze der vorliegenden Studie).

Durchschnitts-Gegenwartsbetrachtung, nämlich je nach Entwicklungspfad zwischen 140 und 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, in einem Fall sogar bei 480 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Begründet wird dieses Ergebnis insbesondere durch das Nachfrageprofil, wie es für Heizungen typisch ist, für welches die kosten-optimalen Stromerzeugungstechnologien Kraftwerke mit geringen Kapitalkosten sind. Im berücksichtigten Technologiemix sind dies v.a. fossile GuD oder GT-Kraftwerke.

Die ermittelten Ergebnisse in der zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung sind im Übrigen ähnlich wie diejenigen einer künftigen Durchschnittsbetrachtung. Im künftigen Mix der europäischen Länder spielen sowohl CO<sub>2</sub>-arme Stromerzeugungen wie Kernkraft, Wasserkraft oder erneuerbare Energien eine grosse Rolle, aber auch fossile wie Kohle und Erdgas, womit sich eine durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität von 310 bis 320 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> ergibt.

### **Eingrenzung des plausiblen Bereichs**

Die oben präsentierte Bandbreite der Ergebnisse der einzelnen methodischen Ansätze lässt sich durch Quervergleiche und Plausibilitätsüberlegungen bis zu einem gewissen Mass eingrenzen. Dies betrifft insbesondere die Gegenwartsbetrachtung: die Grundlagen in Bezug auf die Herkunft des Stroms („Herkunft Ausland“), welche aufgrund der Herkunftsnachweise zur Verfügung stehen, lassen sich zur Eingrenzung der Ergebnisse der Bilanzierungsmethoden heranziehen. Denn bei diesen Bilanzierungsmethoden entstehen gewissermassen als Zwischenergebnisse über die Importanteile ebenfalls Aussagen zur „Herkunft Ausland“.

Zu diesem Zweck ist zunächst der Unterschied zwischen den verschiedenen Bezugsjahren zu berücksichtigen, denn der Ansatz 1, der auf Herkunftsnachweise abstützt, basiert auf dem Jahr 2005, währenddem die Bilanzierungsmethoden aus Datengründen auf das Jahre 2007 abstützen.

Zwischen 2005 und 2007 blieb der Landesverbrauch der Schweiz mehr oder weniger konstant. Im Gegensatz dazu ist bei der Erzeugung ein grosser Unterschied festzustellen: im Vergleich zum Jahr 2005 war die Eigenerzeugung in der Schweiz im Jahre 2007 markant höher (Tabelle 26). Aufgrund der gesteigerten Landeserzeugung bei gleich bleibendem Endverbrauch sind grundsätzlich zwei Auswirkungen möglich, welche je eine unterschiedliche Auswirkung auf die Herkunftsstruktur des Stromabsatzes haben:

- entweder eine Erhöhung des Exports
- oder eine Verringerung des Imports

Der erstere Fall würde bedeuten, dass sich der Auslandanteil gemäss HKN zwischen 2005 und 2007 nicht verändert hat, d.h. insbesondere nicht verringert hat. Der letztere Fall würde sich im HKN direkt in einer Verringerung des Auslandanteils niederschlagen.

Die im Vergleich zu 2005 gesteigerten Exporte des Jahres 2007 (Tabelle 26) deuten eher darauf hin, dass sich v.a. die Exportanteile erhöht und sich damit die

Auslandanteile im HKN nicht verringert haben (dies unter der Voraussetzung, dass sich an der Einkaufspolitik der EVU grundsätzlich wenig verändert hat).

Tabelle 26 Elektrizitätsbilanz der Schweiz (TWh) für die Jahre 2005 und 2007 (vereinfacht)

	2005	2007 (Vergleich zu 2005)
Brutto-Importe (TWh)	47.1	48.6 (+1.7)
Bruttoexporte	40.7	50.6 (+9.9)
Import/Export-Saldo	-6.4	+2.1 (+8.5)
Landeserzeugung	57.9	65.9 (+8.0)
Endverbrauch	57.3	57.4 (+0.1)

Quelle: SES 2007, BFE 2005 und BFE 2008

Diese Aussage, dass sich gemäss HKN zwischen 2005 und 2007 eher wenig verändert hat, wird gestützt durch die stichprobenweise Überprüfung der im Internet publizierten HKN der EVU (Kapitel 4). Entsprechend können die aus den HKN verfügbaren Informationen zu der „nicht aus der Schweiz stammenden Menge“ (bzw. der entsprechende Anteil) bis zu einem gewissen Grad als Massstab für die Plausibilität der einzelnen Bilanzierungsmethoden herangezogen werden.

Aufgrund der HKN ist von einer Importmenge von mindestens rund 9 TWh (=nicht aus der Schweiz) bis höchstens rund 21 TWh auszugehen (wenn die gesamte nicht-überprüfbare Menge als vom Ausland stammend gewertet wird, was der wahrscheinlichere Fall ist). Bezogen auf die Grundgesamtheit, welche beim HKN dem Endkonsum der Schweiz entspricht, ergibt sich ein Anteil von 16% bzw. 37% (Tabelle 27).

Im Vergleich dazu sind die in die Betrachtung einflussenden Importmengen bei den Bilanzierungsmethoden BM2 und BM3 mit knapp 50 TWh wesentlich höher (Tabelle 27). Bezogen auf die jeweilige Bezugsgrösse der beiden Methoden ergeben sich folgende Feststellungen: im Fall der BM2 ist der relative Importanteil mit 43% markant höher im Vergleich zur „gesicherten“ Importmenge (9 TWh „nicht aus der Schweiz“), liegt jedoch in einer ähnlichen Grössenordnung, wenn die unbekannte Herkunft des HKN dem Ausland zugeschlagen wird (37%). Im Fall der BM3 ist ein sehr viel höherer Anteil zu verzeichnen (76%). Vor diesem Hintergrund erscheint die BM3 für sich allein genommen als sehr unplausibler Ansatz.

Im Fall der BM4 liegt die absolute Importmenge in der Nähe des HKN, wenn der nicht-bestimmbare Anteil vernachlässigt wird, ansonsten, d.h. im wahrscheinlicheren Fall, markant tiefer.

Tabelle 27 In die Betrachtung einflussenden Importmengen, absolut (TWh) sowie als Anteil zur Bezugsgrösse der Betrachtung.

	HKN 2005	BM2 2007	BM3 2007	BM4 2007
Importe (TWh)	9 bzw. 21 *	48.8	48.5	6.2
Bezugsgrösse (TWh)	57.3	113.4	64.2	63.7
Importe (als Anteil zu Bezugsgrösse)	16% bzw. 37%	43%	76%	10%
* unter der Annahme, dass es sich beim Strom aus unbekanntem Energiequellen um Stromimporte handelt				

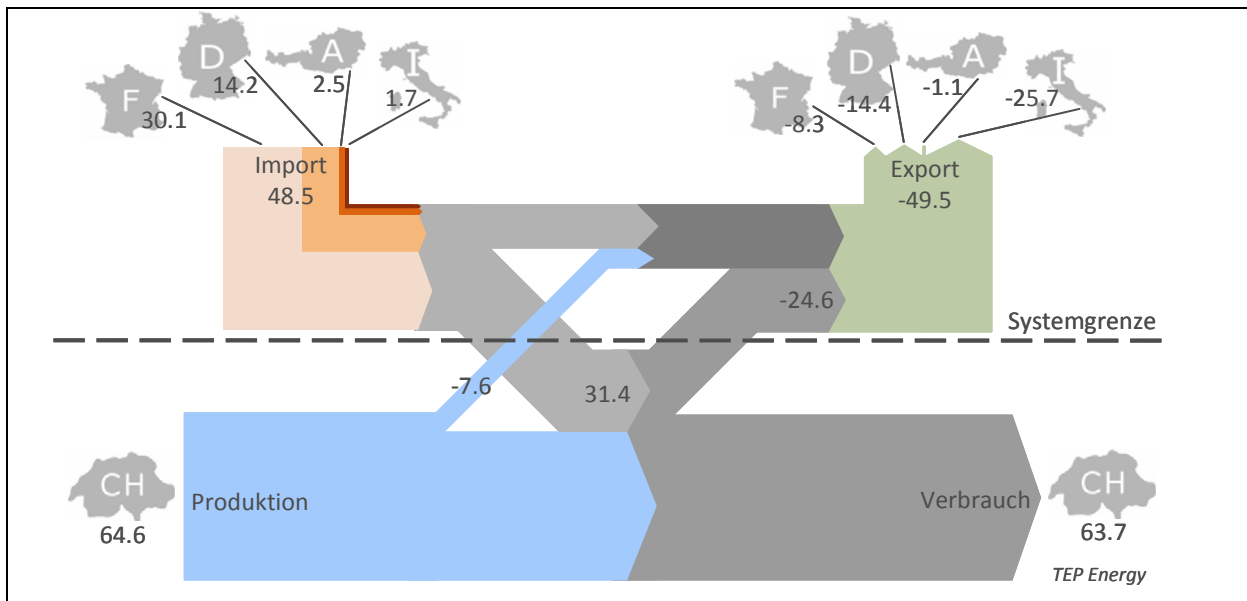
Quelle: TEP

Die geschilderten Querbezüge lassen folgende Aussagen zu:

- die Bilanzierungsmethode BM2 stellt eher eine Überschätzung der relevanten Importe und damit der CO<sub>2</sub>-Intensität dar.
- die Bilanzierungsmethode BM3 (gesamter Export wird zunächst von der Produktion subtrahiert und die Importe werden der verbleibenden Menge beigemischt) erscheint in der vollen Ausprägung ihrer Annahmen wenig plausibel.
- die Bilanzierungsmethode BM4 stellt eher eine Unterschätzung der relevanten Importe und damit der CO<sub>2</sub>-Intensität dar.

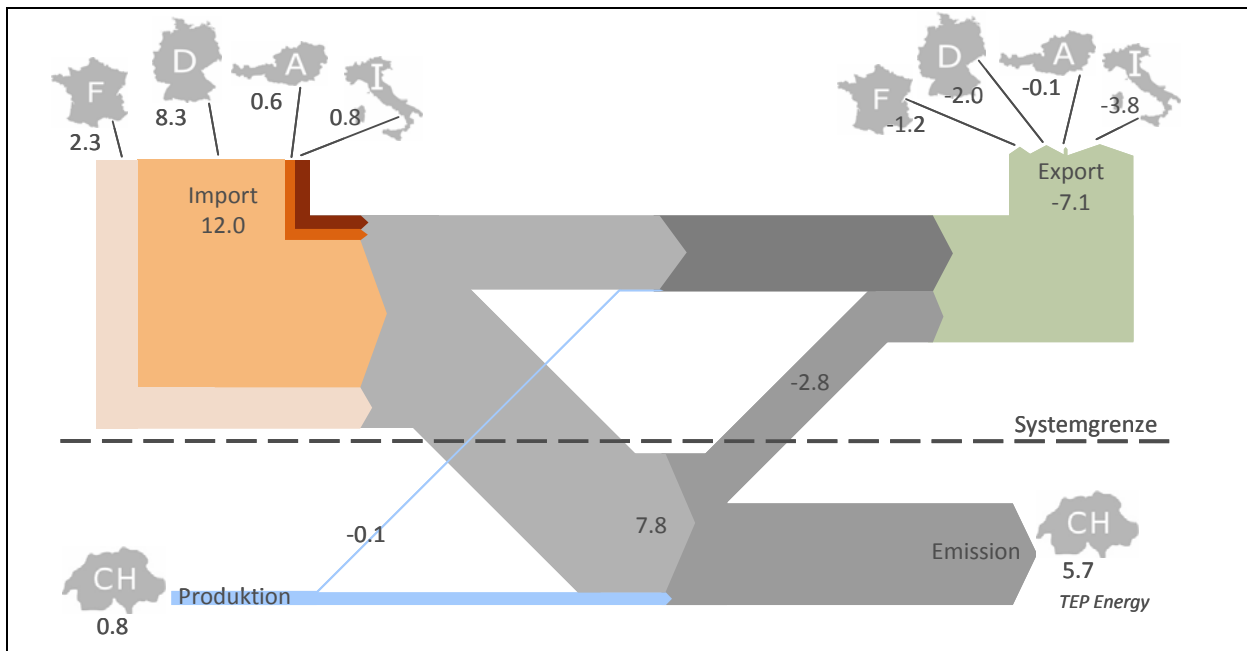
Mit einer Gewichtung von 50% für das BM2, 40% für das BM4 und 10% für das BM3 ergeben sich die Strom- und damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Flüsse gemäss Figur 60 und Figur 61. Bei knapp der Hälfte der Brutto-Importe in die Schweiz handelt es sich gemäss dieser Gewichtung bilanzmässig um Durchflüsse durch die Schweiz und beim Rest um Importe, welche zusammen mit der Stromproduktion der Schweiz die Versorgung sicherstellen. Entsprechend haben der Stromabsatz in die Schweiz und ein Teil des nachfolgenden Wiederexports die selbe CO<sub>2</sub>-Intensität. Ein Teil der inländischen Stromerzeugung wird zuvor direkt exportiert.

Entsprechend der Stromflüsse und ihrer CO<sub>2</sub>-Intensitäten fliesst ein Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen direkt durch die Schweiz hindurch und bleibt damit ausserhalb der Systemgrenze, während knapp zwei Drittel der Brutto-Importe tatsächlich in die Schweiz importiert werden (knapp 8 Millionen Tonnen). Davon werden allerdings knapp 3 Millionen Tonnen wieder exportiert, so dass ein Netto-Import von rund 5 Millionen resultiert Figur 61.



Quelle: TEP Energy

Figur 60 Stromflüsse gemäss gewichteten Ergebnissen der Bilanzierungsmethoden BM2, BM3 und BM4 (TWh)



Quelle: TEP Energy

Figur 61 Mit den Stromflüssen verbundene CO<sub>2</sub>-Flüsse (Millionen Tonnen) gemäss gewichteten Ergebnissen der Bilanzierungsmethoden BM2, BM3 und BM4

## Fazit und Quervergleiche

Aufgrund der oben formulierten Einschätzungen und Quervergleiche und bezugnehmend auf die Ergebnistabellen liegt die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden in der Durchschnittsbetrachtung zwischen rund 80 und 110 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> (Tabelle 28). Durch die Gewichtung eines Heizungsprofils ergibt sich in der Durchschnittsbetrachtung über das Jahr gesehen eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Intensität von 15 bis 20 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. In der Grenzbetrachtung liegen die Werte derzeit zwischen rund 340 und 400 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und künftig zwischen 200 und 350 g/kWh, je nach Szenario.

Zum Vergleich: die CO<sub>2</sub>-Intensität von Kohlekraftwerken liegt zwischen 850 und 950 g/kWh (Steinkohle) und diejenige von Gaskraftwerken zwischen 500 und 600 g/kWh (heute) und 350 bis 400 g/kWh (künftig).

Tabelle 28 Wertebereich für CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden (g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>)<sup>36</sup> gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen

	Stromabsatz an CH-Endkunden g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>
Durchschnittliche Gegenwartsbetrachtung	80-110
Mit WP-Profil gewichtete Gegenwartsbetrachtung	95-125
Gegenwartsbezogene Grenzbetrachtung mit WP-Profil (2010-2020)	340-400
Zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung mit WP-Profil (2020-2040)	200-350
Zukunftsgerichtete Durchschnittsbetrachtung (2020-2040)	310-400

Quelle: TEP Energy

Die CO<sub>2</sub>-Intensität einer neuen WP-Heizung und die damit verbundenen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich durch die Division der ermittelten CO<sub>2</sub>-Intensitäten durch den Jahresnutzungsgrad der WP, also typischerweise durch 2.5 bis 3.5 bei heutigen und 3 bis 4 bei künftigen WP-Anlagen. Pro thermische kWh liegt die CO<sub>2</sub>-Intensität also 40% bis 70% tiefer als in Tabelle 1 angegeben. Beim Ersatz von Elektroboilern und -heizungen ist direkt die ermittelte CO<sub>2</sub>-Intensität gemäss Tabelle 28 massgebend.

Zum Vergleich: der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von Erdöl beträgt 264 g CO<sub>2</sub>/kWh, derjenige von Erdgas 202 g CO<sub>2</sub>/kWh. Beim Einsatz in Heizanlagen sind diese Werte durch den Jahresnutzungsgrad, welcher zwischen 0.85 und 0.95 liegt zu dividieren. Entsprechend erhöhen sich die Werte pro thermische kWh Nutzwärme um 5% bis 15% auf etwa bei 220 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> bei Erdgasheizungen und auf etwa 290 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> bei Ölheizungen.

## Segmentierung der Stromkunden

Die in der Tabelle 28 angegebenen Werte gelten für alle Schweizer Konsumenten im Durchschnitt. Wenn davon ausgegangen wird, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität für Kunden, welche spezielle Ökostromprodukte beziehen, ungefähr bei Null liegt, ergeben sich für die übrigen Kunden derzeit rund 8% höhere Werte als in Tabelle 28 angegeben.<sup>37</sup> Je nach weiterer Entwicklung der Nachfrage nach Ökostromprodukten kann sich diese Differenzierung zwischen verschiedenen Kundensegmenten weiter vergrössern. Bei weiterer Verbreitung von Ökostromprodukten wird sich die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms von Versorgern und Kunden, welche nicht gezielt in Ökostromprodukte investieren oder solche beziehen, weiter erhöhen.

## Direkte betriebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei den in der Tabelle 28 angegebenen Werten handelt es sich um direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Betrieb der Kraftwerke im In- und Ausland. Diese stellen demnach eine Unterschätzung der vollständigen Klimawirkung des Stromkonsums dar. Um eine vollständige Wirkung zu erhalten, sind zum einen die indirekten Emissionen aus dem Bau und dem Rückbau der Kraftwerke sowie aus der Primärenergiegewinnung (Bergbau, Umwandlungssektor, Transport der Primärenergieträger Uran, Kohle, Erdgas etc.) und zum anderen die weiteren Treibhausgase einzubeziehen. Letztere werden üblicherweise auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet.

Auf Basis der errechneten Zusammensetzung des Stromabsatzes und beziehungsweise auf die Emissionsfaktoren von Frischknecht und Tuchs Schmid (2008) lassen sich diese Wirkungen grob abschätzen:

- Durch den Einbezug der indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen sich die CO<sub>2</sub>-Intensitäten um rund 10 g CO<sub>2</sub> / kWh.
- Durch den Einbezug der übrigen Treibhausgase sind die Ergebnisse beim derzeitigen Stand der Emissionsfaktoren (Frischknecht und Tuchs Schmid, 2008) grob geschätzt um weitere 10 bis 20 g CO<sub>2</sub> / kWh zu erhöhen.

## Ausblick

Die künftige Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Intensität wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst, welche mit gewissen Unsicherheiten verbunden sind. Einer der Faktoren betrifft die Entwicklung der internationalen Strommärkte.

Die zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung wurde mit einem europäischen Kraftwerksmodell durchgeführt. Hierbei wurden u.a. technische und ökonomische Limiten bei den grenzüberschreitenden Kapazitäten berücksichtigt, wobei diese an die NTC angelehnt wurden. Diese geben gewisse Hinweise über die Begrenzungen,

---

<sup>37</sup> Etwa 8% des Stromabsatzes betrifft spezielle Ökostromprodukte, siehe Tabelle 5, Seite 32.

sind jedoch vor dem Hintergrund zu sehen, dass sie jeweils vom aktuellen (grossräumigen) Netzzustand abhängig sind bzw. berechnet werden.

Wenn Europa auch mittelfristig (noch) keine Kupferplatte sein wird, sind doch Bestrebungen und Tendenzen hin zu einer stärkeren Kopplung der Märkte zu beobachten (market coupling). Es ist damit zu rechnen, dass das aktuelle System der Auktionierungen oder pro rata Kürzungen der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten durch ein System von impliziten Auktionen abgelöst wird. Dies könnte das aktuelle Muster des Stromaustausches zwischen der Schweiz und dem Ausland deutlich verändern, möglicherweise hin zu einem noch stärkeren Aussenhandel. Die Nachfrage nach steuerbarer Spitzenlastenergie bzw. -leistung und nach erneuerbarer Wasserkraft im Ausland könnte dadurch zunehmen. Dies hätte zur Folge, dass sich der Anteil des Endkonsums mit schweizerischer Herkunft weiter verringern könnte.

Anzumerken ist an dieser Stelle auch, dass die künftige Stromproduktion der Schweiz (noch) von Unsicherheiten geprägt ist. Bei einem Ausbau von fossilen Kraftwerken erhöht sich die CO<sub>2</sub>-Intensität im Durchschnitt. Aber auch bei einem Ausbau bzw. Ersatz durch Kernkraftwerke kann sich in der Grenzbetrachtung – je nach Nachfrageprofil – immer noch eine beträchtliche CO<sub>2</sub>-Intensität ergeben. . In dem Mass, in dem Pumpspeicherpumpen zusätzlich zum Einsatz kommen (die BFE-Energieperspektiven gehen in allen Varianten von einem Ausbau von derzeit 2 TWh auf 7 TWh bis 2035 aus), sind zudem zusätzliche Produktionskapazitäten bzw. Importe erforderlich, welche wiederum mit CO<sub>2</sub> belastet werden könnten.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass grundlegenden Aussagen der vorliegenden Studie in ihrer Qualität trotz Entwicklungen, welche erst zum Teil absehbar sind, erhalten bleiben: es ist dies die Feststellung, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität des Schweizer Stromabsatz im Kontext des Verbundes der Schweiz mit dem Ausland und des internationalen Stromaustausches zu sehen ist und dass der Stromabsatz zwar nicht mit dem UCTE-Mix gleichzusetzen, aber auch nicht als CO<sub>2</sub>-frei zu betrachten ist.

## **Methodisches Fazit**

Die entwickelte und angewandte Methodik erlaubt es erstmals, die CO<sub>2</sub>-Intensität von einzelnen Stromanwendungen spezifisch zu berechnen, in dem auf ihr zeitliches Nachfrageprofil Bezug genommen wird.

Die Tendenz zur erhöhten Marktkopplung (market coupling) stärkt das Argument eines integrierteren Strommarktes. Dies stützt den methodischen Ansatz, die zukunftsgerichtete Grenzbetrachtung mittels eines europäischen Strommarktmodells durchzuführen. Letztlich ist weniger die geographische als vielmehr die technologische Herkunft für die CO<sub>2</sub>-Intensität entscheidend.



## 7.2 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Insgesamt zeigen die Ergebnisse auf, dass sich die bisher in der Energiepolitik und bei den Konsumenten stark verbreitete Auffassung vom „CO<sub>2</sub>-freien Schweizer Strom“ nicht aufrechterhalten lässt. Durch den regen Stromaustausch zwischen der Schweiz und dem Ausland und den Verkauf von Grünstrom-Zertifikaten ins Ausland verbleibt ein Teil der mit der Stromerzeugung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schweiz, wie Figur 61 verdeutlicht. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden beträgt aufgrund der durchgeführten Analysen in der Durchschnittsbetrachtung derzeit zwischen 80 und 110 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. In der zukunftsgerichteten Grenzbetrachtung, welche für Energiepolitik- und Investitionsentscheide relevant ist, beträgt die Untergrenze für ein Heizungsnachfrageprofil 200 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> und der wahrscheinliche Wert gut 300 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>, sofern in der Schweiz keine spezifischen Massnahmen getroffen werden.

Klimapolitisch gut zu prüfen sind Entwicklungen, die eine deutliche Steigerung des Stromverbrauchs in der Schweiz bewirken könnten. So ist zum Beispiel beim heute diskutierten verstärkten Einsatz von elektrobetriebenen Fahrzeugen die CO<sub>2</sub>-Intensität des eingesetzten Stroms mit zu berücksichtigen, wenn es um die Beurteilung einer solchen Strategie geht. Da sich die Nutzungsprofile in der Mobilität und im Wärmebereich deutlich unterscheiden, müsste für diesen Bereich zweifellos eine zusätzliche vertiefende Untersuchung vorgenommen werden, bevor ein abschliessendes Urteil möglich ist.

Mit folgenden Empfehlungen an verschiedene Akteurs- und Zielgruppen lässt sich der künftige Anstieg der CO<sub>2</sub>-Intensität dämpfen.

- Der Schweiz wird empfohlen, sich für ein durchgängiges Herkunftsnachweissystem in Europa einzusetzen. Nur durch Regulierungen, welche letztlich ökonomisch relevant wirken (z.B. durch eine Verknappung oder durch Quoten), entstehen letztlich Anreize, klimaeffiziente Stromprodukte nachzufragen. Zu klären ist hierbei ein kohärentes Zusammenspiel mit den übrigen Lenkungsinstrumenten, insbesondere den CO<sub>2</sub>-Emissions-Zertifikaten.
- Es wird dem Bundesamt für Energie und den Versorgern empfohlen, auf einen geringeren Anteil an Strom aus nicht-überprüfbareren Energiequellen hinzuwirken. Auch wenn derzeit der Primärenergieeinsatz von Strom, der über Börsen gehandelt wird, nicht (oder noch nicht) eruierbar ist, sollte zumindest der Börsenstandort bzw. das Herkunftsland erfasst werden. Mittelfristig ist eine durchgehende ökologische Kennzeichnung anzustreben.
- Der Bund, die Kantone und andere betroffene Stakeholder sollten mittelfristig auf einen Ersatz von Elektroheizungen hinwirken. Das relativ ungünstige Nachfrageprofil ist energie- und betriebswirtschaftlich kostentreibend und auch wenig kompatibel mit erneuerbaren Energien aus nicht-steuerbaren Energie-

quellen. Eine Stromanwendung im Heizungsmarkt rechtfertigt sich nur bei sehr effizienten Anwendungen.

- Entsprechend ist verstärkt auf eine weitere Verbesserung der Jahresnutzungsgrade (JNG) der Wärmepumpensysteme (WP) und auf eine entsprechende Wahl (wenn möglich Sole-WP statt Luft-WP) hinzuwirken. Nach kontinuierlichen Verbesserungen während der 1990er Jahre ist in den letzten Jahren bei den gemessenen Leistungsziffern (COP) und mutmasslich auch bei den realen JNG eine Stagnation festzustellen.
- Den Kantonen wird empfohlen, die Bestimmungen der Energiegesetze zu hinterfragen bzw. zu überarbeiten, welche explizit oder implizit Strom als CO<sub>2</sub>-neutral bewerten. Eine privilegierte Behandlung von Elektro-Wärmepumpen lässt sich nur rechtfertigen, wenn sie hocheffizient sind und mit speziell CO<sub>2</sub>-armen und umwelt-effizienten Stromprodukten betrieben werden.
- Die Stromkonsumenten könnten durch eine verstärkte Nachfrage nach deklariertem Strom auf eine höhere Markttransparenz hinwirken, welche letztlich Anreize für eine verstärkte Umwelteffizienz schafft. Zu empfehlen ist insbesondere Kunden von WP-Heizungen, dass sie speziell CO<sub>2</sub>-arme und umwelt-effiziente Stromprodukte nachfragen.
- Gleichzeitig wird den Versorgern empfohlen, bei der Vermarktung oder beim Anschluss von WP den Aspekt der Klimateffizienz verstärkt mit einzubeziehen und parallel dazu entsprechende Investitionen zu tätigen.

Die Autorinnen und der Autor sind überzeugt, dass eine zukunftsbezogene Grenz-betrachtung für längerfristig ausgerichtete energiepolitische Entscheidungen unerlässlich ist.

Entsprechend wird empfohlen, in Ökobilanzen beim Indikator CO<sub>2</sub> weniger auf den aktuellen (und grossräumigen UCTE) Strommix abzustützen, sondern vielmehr Überlegungen der künftigen Stromerzeugung in der Schweiz und im (nahen) Ausland mit einzubeziehen. Zu berücksichtigen ist hierbei namentlich auch das zeitliche Profil der Stromnachfrage, denn diese determiniert die marginale Stromerzeugungstechnologie und damit die CO<sub>2</sub>-Intensität.

## 8 Zusammenfassende Würdigung durch externen Begutachter

Die Präzisierung der CO<sub>2</sub>-Intensität einer kWh Strom bezogen durch die Endkunden ist eine wichtige Klärung in der Diskussion um CO<sub>2</sub>-Bilanzen. Der entsprechende Kennwert ist besonders in der Gesamtenergieverbrauchskette von Umwelttechnologien, die Strom für den Ersatz fossiler Energieträger benötigen (wie Umweltwärmenutzung mit Wärmepumpe u.a.) von wesentlicher Bedeutung.

Aufwand und Umfang der Arbeit beeindrucken mit der Berücksichtigung von zahlreichen Variablen von Energieinvestitionen (Marktmechanismen, Engineering Evidence, ökonomisches Optimierungsverhalten u.a.) in Kombination mit ausgeklügelten Bilanzierungsmodellen (Stromaustausch Ausland nach Jahres- und Tageszeiten, Erzeugungsprofile, verschiedene Modellvarianten, verschiedene Szenarien zukünftiger Entwicklungen u.a.). Die Anwendung der Methoden wird als schlüssig angesehen, die Herleitungen der Ergebnisse, die entsprechenden Plausibilitätschecks und die gezogenen Schlussfolgerungen sind auf Basis der getroffenen Annahmen und Modelle transparent und plausibel.

Aufgrund der Anwendung der Modelle PRIMES und Balmorel sowie der Szenarien I-IV des Bundesamtes für Energie für die Betrachtung der Fragestellung werden aber auch Grenzen an Aussagekraft und im Universum der möglichen Entwicklungen in der Zukunft gesetzt. Insbesondere kann die Studie gemäss ihrer Auslegung keine starken Trendänderungen einbeziehen: Seien dies Technologiesprünge wie Smart Grid oder Super Grid, starke Preis- und Marktturbulenzen bei Öl- und Gaspreis oder auch Extremereignisse wie Unfälle oder Blackouts im Stromnetz. Auch sind die Aussagen für zukünftige Ereignisse im Vergleich zu Methoden des „perfect foresight“ konservativ, da das Modell Balmorel Entwicklung von Rahmenbedingungen bzw. gesellschaftliche Werteverstärkungen, entsprechende starke Preisentwicklungen und Anreize für bestimmte Technologieentwicklungen und deren Markteinführung und damit sehr zukunfts- oder trendorientierte Entscheide von Investoren nicht abbildet. Dies führt dazu, dass Szenarien, die eine stärkere Entwicklung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien voraussagen, tendenziell unterschätzt werden können.

Durch bestimmte Aspekte der Studie wurde eine signifikante Qualitätssteigerung gegenüber früheren Untersuchungen erreicht. Insbesondere erwähnen möchte ich hier:

- die Verwendung der Herkunftsnachweise (Erzeugungs-Technologien, In- und Ausland).
- damit auch die Abdeckung des Zertifikatehandels (grüner Strom)
- und die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Intensität von Anwendungen nach tageszeitlichen Schwankungen des Bedarfs
- Szenarien, die direkt den Zusatzbedarf durch Wärmepumpen und damit deren Stromherkunft berücksichtigen

Basel, den 18.5.2009, Pierre Strub



## 9 Literaturhinweise

- AAE (2007). Ökostrom in der Schweiz – der Marktanteil erneuerbarer Stromprodukte im Jahr 2007, Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen, i.A. Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz.
- AGEB (2008). AG Energiebilanzen e.V. [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de) (Download: November 2008)
- auction office (2007), Ergebnisse der Jahres- und Monatsauktionen 2007 an der Grenze zwischen Österreich und Schweiz, [www.auction-office.at](http://www.auction-office.at) (download: März 2009)
- BAFU (2007). Graue Treibhausgas-Emissionen der Schweiz 1990-2004. Bern, November.
- Balmer M., Dominik Möst D., Spreng D. (2006). Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb: eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems. vdf Hochschulverlag, Zürich.
- BFE Wochenberichte (2000-2008). Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2001-2009). Einfuhr-/Ausfuhrstatistik in GWh nach Ländern. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2008). Behandlung der für die Erfassung von Herkunftsnachweisen und bei der Stromkennzeichnung relevanten Elektrizitätsmenge beim Einsatz von Pumpen – Vollzugshilfe, Bundesamt für Energie, Bern.
- Brunner und Farago (2007). Evaluation Einführung der Stromkennzeichnung, Landert, Farago & Partner, i.A. Bundesamt für Energie (BFE), Bern, November.
- Cremer C. (2005). Contributions to the modeling of regional aspects in power market models based on the example of CO<sub>2</sub> capture and storage, Dissertation, ETH Zürich, Juni.
- Cremer C., Schmidt S. (2007). Abschlussbericht Modellierung der Marktdiffusion von CCS-Technologien im Rahmen des Vorhabens "CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Lagerung bei Kraftwerken" des TAB. Fraunhofer ISI, Karlsruhe, November.
- EEX (2007). European Energy Exchange, stündliche Lastdaten pro Energieträger für Deutschland, [www.eex.com](http://www.eex.com) (download November 2008)
- EnBW Transportnetze AG (2007), Engpassmanagement Deutschland-Schweiz
- EnBW Transportnetze AG (2008) , Engpassmanagement Deutschland-Schweiz [http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/auktion\\_d\\_ch/index.jsp](http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/auktion_d_ch/index.jsp) (download: März 2009)

- Energiedaten Deutschland (2008), Zahlen und Fakten, nationale und internationale Entwicklung (bis 2007), i.A. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Deutschland. <http://www.bmwi.de> (download: November 2008)
- Energiekonsens (2006). Bremer Energiekonsens, Ökologische Bewertung verschiedener Optionen zur energetischen Verwertung heizwertreicher Abfälle, März 2006.
- ETSO (2007), Ergebnisse der expliziten Auktionen an den Grenzen zwischen der Schweiz und Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich, [www.etsovista.org](http://www.etsovista.org) (download: November 2008)
- Frischknecht R., Tuchschnid (2008). Primärenergiefaktoren von Energiesystemen – Version 1.4, 18. Dezember 2008. Im Auftrag des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich und Novatlantis. Uster, Dezember.
- IPCC (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 "Energy" 2006, p.2.22-2.23
- Jochem E., Jakob M. (2004). Energieperspektiven und CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenziale für die Schweiz bis 2010. vdf-Verlag, Zürich.
- Jakob M., Jochem E. (2003). Erhebung des Erneuerungsverhaltens im Bereich Wohngebäude. CEPE, ETH Zürich i.A. Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Wohnungswesen (BWO), Kantone ZH, AG, TG, BL und BE.
- Kohler S. (2007), dena Netzstudie I und II, i. A. Deutsche Energie-Agentur GmbH
- Ménard M., Dones R., Gantner U. (1998). Strommix in Ökobilanzen – Auswirkungen der Strommodellwahl für die Produkt- und Betriebs-Ökobilanzen. Unterstützt von INFEL/VSE. PSI-Bericht Nr. 98-17., Villigen, Dezember.
- Hofer P. (2007). Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990 – 2035 – Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten PIB hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Bericht im Rahmen der Energieperspektiven des Bundesamts für Energie, Bern, Mai.
- Ravn (2001). Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region, accessible at <http://www.balmorel.com>.
- Vanzetta J. (2005). Engpass-Situation in der Region Deutschland-Schweiz, Informationsveranstaltung, RWE Transportnetz Strom
- SES (2007). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2007, Bundesamt für Energie, Bern
- Swissgrid (2007). Ergebnisse der Tagesauktionen 2007 an der Grenze zwischen Österreich und Schweiz, [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch) (download: März 2009)

- Prognos (2007). Die Energieperspektiven 2035 – Band 2, Szenarien I bis IV. Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, Juli.
- Prognos (2007). Die Energieperspektiven 2035 –Band 5, Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots. Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, Juni.
- Prognos et al. (2008). Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2006 nach Verwendungszwecken. Prognos, Basics, CEPE, Infrac i.A. BFE, Bern, April.
- Schaffner (2009). Umfrage Stromkennzeichnung 2007. Bundesamt für Energie, Bern, Juni.
- UCTE (2007, 2008), Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), Production Data, [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- UVEK (2006). Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität, Bern, November.
- UVEK (2008). Revision der Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität, Bern, März.
- WKK (2007). Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, i.A. Bundesamt für Energie, Bern.





# 10 Anhang

## 10.1 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

### Abbildungsverzeichnis

Figur 1	Import-Export-Saldo und inländische Produktion im Vergleich .....	25
Figur 2	Physikalischer Import und Export verschiedener Länder dargestellt im Verhältnis zu ihrer inländischen Produktion (exemplarisch für das Jahr 2006).....	26
Figur 3	Exemplarische Darstellung der vereinbarten Stromaustauschkapazitäten (in MW) am Beispiel eines Wintertages der Saison 2008-2009 .....	28
Figur 4	Saisonales Profil der Heizungsnachfrage (als monatliche Anteile, Summe über 12 Monate = 1, berechnet mittels SIA 380/1: 2009). Lesebeispiel ein Wert von 0.05 bedeutet, dass im Monat 5% des Jahresbedarfs nachgefragt werden. ....	30
Figur 5	Tagesprofile der Heizungsnachfrage (als Anteil pro Stunde, Summe über 24 h = 1) für verschiedene Monate. Lesebeispiel: ein Wert von 0.05 bedeutet, dass in der entsprechenden Stunde 5% des Tagesbedarfs nachgefragt werden. ....	31
Figur 6	Resultierende CO <sub>2</sub> -Intensität für Schweizer Endkunden für verschiedene Annahmen bzgl. der Herkunft des Stroms aus „nicht überprüfbaren Energieträgern“ (gemäss Brunner und Farago, 2007) und zum Vergleich die CO <sub>2</sub> -Intensität der bekannten Produktion. ....	39
Figur 7	Bilanzierungsmethode BM2 (Importe nicht als Kraftwerksmix dargestellt) .....	43
Figur 8	Schematische Darstellung der Bilanzierungsmethode BM3 (Importe sind nicht als Kraftwerksmix dargestellt) .....	44
Figur 9	Bilanzierungsmethode BM4 für die Fälle mit Importüberschuss (links) und Exportüberschuss (rechts) (Importe nicht als Kraftwerksmix dargestellt). ....	46
Figur 10	Erzeugung Schweiz (stündliche Werte in GWh) pro Technologie, exemplarischer Wochenverlauf im Februar 2007 .....	47
Figur 11	Erzeugung Schweiz (stündliche Werte pro GWh) pro Technologie, exemplarischer Wochenverlauf im Mai (oben), im August (Mitte) und im November (unten) des Jahres 2007.....	48
Figur 12	Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den Monatssummen Auktionsergebnisse an den Grenzen zu Deutschland und Österreich (in GWh) .....	50
Figur 13	Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den stündlichen Auktionsergebnisse an der Grenze zu Deutschland (in MWh) .....	50

Figur 14	Modellierte Bruttoimportmengen aus Deutschland, pro Stunde, exemplarische Wochenverläufe im Februar, Mai, August und November 2007 (stündliches Mittel in MWh) .....	51
Figur 15	Vergleich Einfuhr/Ausfuhrstatistik BFE 2007 mit den stündlichen Auktionsergebnisse an der Grenze zu Österreich (in MWh) .....	51
Figur 16	Modellierte Bruttoimportmengen für Österreich, pro Stunde, Wochenverläufe im Februar, Mai, August und November 2007 (in MWh) .....	52
Figur 17	Monatliche Bruttoeinfuhr (in TWh) aus Frankreich gemäss BFE-Handelsstatistik .....	53
Figur 18	Mittlere Leistung (in GW) an der Grenze zwischen Frankreich und der Schweiz, abgeleitet aus den Brutto-Importen der BFE-Handelsstatistiken.....	53
Figur 19	Stromhandelssaldo (in MWh) für Frankreich und das modellierte Strom-Importband im Monat Februar 2007 .....	54
Figur 20	Stromhandelssaldo (in MWh) für Frankreich, das modellierte Strom-Importband und die resultierende Exportmenge im Monat August 2007 .....	54
Figur 21	Stromhandelssaldo (in MWh) für Italien und das modellierte Strom-Importband im Monat Februar 2007 .....	55
Figur 22	Stromhandelssaldo (in MWh) für Italien und das modellierte Strom-Importband im Monat August 2007.....	56
Figur 23	Erzeugungsstruktur Deutschland pro Monat (TWh) im Jahr 2007.....	59
Figur 24	Erzeugungsstruktur Frankreich pro Monat (TWh) im Jahr 2007 .....	59
Figur 25	Exemplarische Wochenverläufe der CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWhe) der Stromerzeugung in Deutschland im Februar, Mai, August und November (Jahr 2007).....	61
Figur 26	Expemplarische Wochenverläufe der CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWhe) der Stromerzeugung in Frankreich im Februar, Mai, August und November des Jahres 2007 .....	61
Figur 27	Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 2 einfliessen (2007) .....	62
Figur 28	CO <sub>2</sub> -Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 2 einfliessen (2007) .....	63
Figur 29	Resultierende stündliche CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 2 (2007) .....	64
Figur 30	Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO <sub>2</sub> -Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 2 (2007) .....	64
Figur 31	Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 3 einfliessen (2007) .....	65
Figur 32	CO <sub>2</sub> -Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 3 einfliessen (2007) .....	66
Figur 33	Resultierende stündliche CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 3 (2007) .....	66

Figur 34	Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Importüberschuss einfließen (2007) .....	68
Figur 35	Strommengen (TWh), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Exportüberschuss einfließen (2007) .....	68
Figur 36	CO <sub>2</sub> -Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Importüberschuss einfließen (2007) .....	69
Figur 37	CO <sub>2</sub> -Tonnagen (Mt), die in die Bilanzierungsmethode 4 bei den Stunden mit Exportüberschuss einfließen (2007) .....	69
Figur 38	Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO <sub>2</sub> -Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden berechnet nach der Bilanzierungsmethode 4 (2007) .....	71
Figur 39	Resultierende stündliche CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 4 für das Jahr 2007 .....	71
Figur 40	Resultierende stündliche CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethoden (BM) 2 bis 4 für das Jahr 2007 .....	74
Figur 41	Annahmen zum Verlauf der wichtigsten Energiepreisen für Kraftwerksbezüger und der CO <sub>2</sub> -Steuern zwischen 2000 und 2040 .....	78
Figur 42	Annahmen zum Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in den modellierten europäischen Ländern und in der Schweiz zwischen 2000 und 2040 .....	79
Figur 43	Angenommene zusätzliche Stromnachfrage in der Schweiz zwischen 2010 und 2030 .....	80
Figur 44	Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern im Entwicklungspfad 1 (Referenz) .....	81
Figur 45	Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 1 (Referenz) .....	82
Figur 46	Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 1 .....	83
Figur 47	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 1 (Referenz) .....	83
Figur 48	Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz) .....	84
Figur 49	Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz) .....	84
Figur 50	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 2 (neues KKW in der Schweiz) .....	85
Figur 51	Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern im Entwicklungspfad 3 (höherer Gaspreis) .....	86
Figur 52	Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 3 (höherer Gaspreis) .....	86
Figur 53	Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage der beiden Entwicklungspfade 3a (25% höherer Gaspreis, oben) und 3b (50% höherer Gaspreis, unten) .....	87

Figur 54	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade 3a (hoher Gaspreis, (25% höherer Gaspreis, oben) und 3b (50% höherer Gaspreis, unten). ....	88
Figur 55	Erzeugungsstruktur in den berücksichtigten europäischen Ländern des Entwicklungspfad 4 „effiziente Nachfrage, Förderung Erneuerbare“ .....	89
Figur 56	Erzeugungsstruktur in der Schweiz im Entwicklungspfad 4 (effiziente Nachfrage, Förderung erneuerbare Stromerzeugung in Europa) .....	89
Figur 57	Erzeugungsstruktur der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 4 .....	90
Figur 58	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage im Entwicklungspfad 4 (effiziente Nachfrage) .....	90
Figur 59	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade im Vergleich .....	91
Figur 60	Stromflüsse gemäss gewichteten Ergebnissen der Bilanzierungsmethoden BM2, BM3 und BM4 (TWh) .....	101
Figur 61	Mit den Stromflüssen verbundene CO <sub>2</sub> -Flüsse (Millionen Tonnen) gemäss gewichteten Ergebnissen der Bilanzierungsmethoden BM2, BM3 und BM4 .....	101
Figur 62	Aussenhandel-Meldeformular: Teil Einfuhr .....	121
Figur 63	Aussenhandel-Meldeformular: Teil Ausfuhr .....	122
Figur 64	Darstellung der Engpässe und Auktionierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen sowie der Stromerzeugung verschiedener europäischer Länder (Stand 2004/2005). ....	122
Figur 65	Erzeugungsstruktur Italien pro Monat (TWh) im Jahr 2007 .....	125
Figur 66	Erzeugungsstruktur Österreich pro Monat (TWh) im Jahr 2007 .....	125
Figur 67	Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO <sub>2</sub> -Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 3 (2007) .....	126
Figur 68	Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO <sub>2</sub> -Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden berechnet nach der Bilanzierungsmethode 4 (2007), vereinfachter Ansatz.....	126
Figur 69	Resultierende stündliche CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 4 (2007), vereinfachter Ansatz.....	127

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Wertebereich für CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden (g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> ) gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen.....	8
Tabelle 2	Elektrizitätsbilanz der Schweiz (TWh).....	19
Tabelle 3:	Vergleich der grenzüberschreitenden Stromflüsse verschiedener Datenquellen anhand der Jahressummen 2007, in TWh .....	22
Tabelle 4	Einfuhr/Ausfuhr-Statistik des BFE: Brutto-Importe und –Exporte nach Herkunftsländern (TWh).....	24
Tabelle 5	Segmentierung Stromabsatz Schweiz im Jahr 2007 .....	32
Tabelle 6	Herkunft des in der Schweiz abgesetzten Stroms (2005) .....	34
Tabelle 7:	Stromerzeugung in der Schweiz (2005) und geschätzter Absatz in die Schweiz oder ins Ausland (TWh). .....	34
Tabelle 8:	Herkunftsanteile des Stromabsatzes in die Schweiz im Jahr (2005) in % und in TWh (hochgerechnet auf Endkonsum 2005). .....	37
Tabelle 9:	CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes mit bekannter Herkunft gemäss HKN, des UCTE-Mix sowie ausgewählter Länder im Jahr 2005.....	38
Tabelle 10	Modellierte Brutto-Import- und Exportmengen von und nach Frankreich (in MW) im Vergleich zu den BFE-Aussenhandelsmengen (GWh) .....	55
Tabelle 11:	Import- und Export-Konstellationen während den Stunden mit CH-Importüberschuss (TWh): total 4701 Stunden im Jahr 2007.....	57
Tabelle 12:	Import- und Export-Konstellationen während Stunden mit CH-Exportüberschuss (TWh): total 4056 Stunden im Jahr 2007 .....	57
Tabelle 13:	Jahresverlauf der CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWh) der Stromerzeugung der Nachbarländer der Schweiz im Jahr 2007 (Jahr 2008 zum Vergleich in Klammern) .....	60
Tabelle 14:	Brutto-Importe und die entsprechenden CO <sub>2</sub> -Intensitäten pro Land während Stunden mit Importüberschuss (2007) .....	67
Tabelle 15:	Stromflüsse und CO <sub>2</sub> -Intensitäten gemäss BM4 .....	67
Tabelle 16:	CO <sub>2</sub> -Intensität der importierten Strommengen aus Deutschland im Tagesverlauf (g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> ) .....	70
Tabelle 17:	In die Schweiz importierte Strommengen aus den Nachbarländern gemäss den verschiedenen Bilanzierungsmethoden (TWh) .....	72
Tabelle 18:	CO <sub>2</sub> -Intensität (g CO <sub>2</sub> /kWh) des in die Schweiz importierten Stroms, welcher in die Bilanzen der verschiedenen Bilanzierungsmethoden einfließt, in der Übersicht .....	72
Tabelle 19:	In die Schweiz importierte Tonnen CO <sub>2</sub> -Emissionen aus den Nachbarländern gemäss der verschiedenen Bilanzierungsmethoden (Millionen Tonnen) .....	73
Tabelle 20:	CO <sub>2</sub> -Intensität der Brutto-Importe in die Schweiz und resultierende CO <sub>2</sub> -Intensität der Schweiz in der Übersicht (gCO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> ) .....	73

Tabelle 21:	Jahresverlauf der resultierenden CO <sub>2</sub> -Intensität (g/kWh <sub>e</sub> ) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden im Jahr 2007 (in Klammern: die mit einem typischen Leistungsprofil einer Wärmepumpe oder Elektroheizung gewichtete CO <sub>2</sub> -Intensität) .....	74
Tabelle 22	Relative Veränderung der Stromnachfrage der europäischen Ländern des Modells Balmorel-TEP und der Schweiz (ohne zusätzliche WP-Nachfrage der Entwicklungspfad-Varianten) .....	79
Tabelle 23	CO <sub>2</sub> -Intensität der zusätzlichen Stromnachfrage der Entwicklungspfade für drei Zehnjahresperioden bis 2040 im Vergleich ....	92
Tabelle 24	Bedeutung der verschiedenen Betrachtungsmethoden in Bezug auf verschiedene Fragestellungen .....	96
Tabelle 25	Resultate-Übersicht bzgl. CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen (aus betrieblichen Emissionen der Kraftwerke, in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> ) .....	97
Tabelle 26	Elektrizitätsbilanz der Schweiz (TWh) für die Jahre 2005 und 2007 (vereinfacht) .....	99
Tabelle 27	In die Betrachtung einflussenden Importmengen, absolut (TWh) sowie als Anteil zur Bezugsgrösse der Betrachtung. ....	100
Tabelle 28	Wertebereich für CO <sub>2</sub> -Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden (g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub> ) gemäss verschiedener methodischer Ansätze für die verschiedenen Fragestellungen .....	102
Tabelle 29	Monatliche Brutto-Importe und –exporte des Jahres 2007 nach Ländern (GWh) .....	120
Tabelle 30	Stromaussehenhandel Schweiz mit Deutschland und Österreich im Jahr 2007 .....	120
Tabelle 31	Stromaussehenhandel Schweiz mit Frankreich und Italien im Jahr 2007 ...	121
Tabelle 32:	Übersicht Datenquellen .....	123
Tabelle 33:	Aufteilung der UCTE-Monatssummen in Stundenwerte .....	124
Tabelle 34:	Annahmen zu Wirkungsgraden der verschiedenen Kraftwerkstypen .....	124
Tabelle 35:	Annahmen CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren (direkte Emissionen aus dem Betrieb) der verschiedenen Energieträger .....	124

## 10.2 Kurzbeschreibung Modell Balmorel-TEP

Die modellbasierten Analysen werden mit einem europäischen Strommarktmodell durchgeführt, das auf dem open-source Modell „Balmorel“ beruht (Ravn, 2001). Das Modell wurde am Fraunhofer ISI für die Analyse des Strommarkts unter den Bedingungen des europäischen Emissionshandels (EUETS) angepasst und mit einem Datensatz für die EU-25 kalibriert. Balmorel-TEPS ist eine Anpassung des Modells auf die aktuelle Fragestellung, insbesondere bzgl. der Abbildung der Importe in und der Exporte aus der Schweiz.

Der Modellansatz des verwendeten Strommarktmodells basiert auf einer schrittweise durchgeführten multiperiodischen linearen Optimierung. Mit der schrittweise durchgeführten Optimierung unterscheidet es sich von dem häufig verwendeten intertemporalen Ansatz (z.B. Fichtner, 1999 oder Vögele, 2002) und bleibt auf eine myopische Voraussicht beschränkt. Das bedeutet, dass im Rahmen der Modellrechnungen jeweils für ein Jahr eine optimale Lösung gefunden wird, ohne dass dabei zukünftige Entwicklungen mit einbezogen werden. Diese Vorgehensweise in der Modellierung bringt es mit sich, dass es auch zu Investitionen in Technologien kommen kann, die nicht in dem Maße genutzt werden, wie es im realen Leben erwartet worden wäre, weil sich die Rahmenbedingungen verändern.

Bei der hier angewendeten Methode der linearen Optimierung werden die abzubildenden Zusammenhänge als mathematische Funktion formuliert, deren Lösungsraum durch die zusätzliche Formulierung von Nebenbedingungen eingegrenzt wird. Die Zielfunktion des Modells, auf die die Optimierung ausgerichtet ist, besteht darin, die Systemkosten für Strom- und Wärmeerzeugung zu minimieren. Wesentliches Element der Systemkosten sind die entscheidungsrelevanten Stromerzeugungskosten der Kraftwerkstechnologien, die als Summe der Brennstoffkosten, der variablen Kosten (insbes. für Betriebsmittel) und der Fixkosten formuliert sind. Für Neuanlagen kommen im Jahr der Errichtung die annuisierten Investitionen für die Errichtung der Anlage als entscheidungsrelevanter Teil der Kosten hinzu.

Erste und wichtigste Nebenbedingung ist die Anforderung, dass der Strom und Wärmebedarf zu jeder Zeit durch Angebot gedeckt werden muss. Eine weitere Anforderung ist die Erfüllung von Emissionsminderungsverpflichtungen, die als Gesamobergrenze für den gesamten europäischen Raum formuliert wurde.

### 10.3 Weitere Annahmen und Detailinformationen

Tabelle 29 Monatliche Brutto-Importe und –exporte des Jahres 2007 nach Ländern (GWh)

	Jan.	Febr.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
<b>EINFUHR</b>												
Deutschland	1435	1408	1601	1392	1115	851	974	878	1075	1094	1176	1183
Frankreich	2744	2502	2861	2463	2309	2307	2342	2487	2421	2586	2474	2606
Italien	115	102	33	82	65	35	19	110	25	288	388	408
Oesterreich	256	233	259	226	224	160	151	163	191	230	229	215
Diverse	12	3	1	14	9	3	2	2	4	0	23	4
<b>TOTAL</b>	<b>4562</b>	<b>4248</b>	<b>4755</b>	<b>4177</b>	<b>3722</b>	<b>3356</b>	<b>3488</b>	<b>3640</b>	<b>3716</b>	<b>4198</b>	<b>4290</b>	<b>4416</b>
<b>AUSFUHR</b>												
Deutschland	668	716	785	1093	1688	2093	2263	2219	1510	1128	590	599
Frankreich	533	566	711	498	610	453	917	516	709	695	975	859
Italien	2399	2230	2539	2555	2088	2116	2267	1663	1933	2438	1856	1901
Oesterreich	1	0	2	23	81	131	221	210	130	66	8	6
Diverse	33	29	32	23	28	32	23	28	25	42	42	35
<b>TOTAL</b>	<b>3634</b>	<b>3541</b>	<b>4069</b>	<b>4192</b>	<b>4495</b>	<b>4825</b>	<b>5691</b>	<b>4636</b>	<b>4307</b>	<b>4369</b>	<b>3471</b>	<b>3400</b>
<b>Überschuss</b>												
Deutschland	767	692	816	299	-573	-1242	-1289	-1341	-435	-34	586	584
Frankreich	2211	1936	2150	1965	1699	1854	1425	1971	1712	1891	1499	1747
Italien	-2284	-2128	-2506	-2473	-2023	-2081	-2248	-1553	-1908	-2150	-1468	-1493
Oesterreich	255	233	257	203	143	29	-70	-47	61	164	221	209
Diverse	-21	-26	-31	-9	-19	-29	-21	-26	-21	-42	-19	-31
<b>TOTAL</b>	<b>928</b>	<b>707</b>	<b>686</b>	<b>-15</b>	<b>-773</b>	<b>-1469</b>	<b>-2203</b>	<b>-996</b>	<b>-591</b>	<b>-171</b>	<b>819</b>	<b>1016</b>

Quelle: BFE (2001-2009)

Tabelle 30 Stromaussehenhandel Schweiz mit Deutschland und Österreich im Jahr 2007

	Deutschland			Export (in TWh)		Österreich			Export (in TWh)	
	Import (in TWh)			ETSO	BFE	Import (in TWh)			ETSO	BFE
	ETSO	BFE	Auktion	ETSO	BFE	ETSO	BFE	Auktion	ETSO	BFE
Januar		1'435	1'831	-5	-668	248	256	257	0	-1
Februar		1'408	1'670	-1	-716	225	233	230	0	0
März		1'601	1'912	0	-785	248	259	256	0	-2
April		1'392	1'499	-89	-1'039	200	226	254	-6	-23
Mai		1'115	1'430	-574	-1'688	170	224	290	-38	-81
Juni		851	1'545	-1'135	-2'093	82	160	314	-63	-131
Juli		974	1'995	-1'189	-2'263	30	151	433	-112	-221
August		878	1'660	-1'236	-2'219	51	163	393	-109	-210
September		1'075	1'469	-531	-1'510	95	191	355	-56	-130
Oktober		1'094	1'332	-271	-1'128	158	230	255	-15	-66
November		1'176	1'528	-21	-590	196	229	211	-5	-8
Dezember		1'183	1'503	-6	-599	186	215	193	0	-6
<b>TOTAL</b>	<b>4'895</b>	<b>14'182</b>	<b>19'371</b>	<b>-5'060</b>	<b>-15'298</b>	<b>1'889</b>	<b>2'537</b>	<b>3'440</b>	<b>-404</b>	<b>-879</b>

Quelle: ETSO (2007), BFE (2007), ENBW (2007), Swissgrid (2007)



Tabelle 31 Stromaussenhandel Schweiz mit Frankreich und Italien im Jahr 2007

	Frankreich				Italien			
	Import (in TWh)		Export (in TWh)		Import (in TWh)		Export (in TWh)	
	ETSO	BFE	ETSO	BFE	ETSO	BFE	ETSO	BFE
Januar	2'196	2'744	0	-533	0	115	-2'272	-2'399
Februar	1'921	2'502	0	-566	0	102	-2'115	-2'230
März	2'139	2'861	0	-711	0	33	-2'489	-2'539
April	1'964	2'463	0	-498	0	82	-2'456	-2'555
Mai	1'683	2'309	0	-610	0	65	-1'999	-2'088
Juni	1'845	2'307	0	-453	0	35	-2'049	-2'116
Juli	1'376	2'342	0	-917	0	19	-2'221	-2'267
August	1'913	2'487	0	-516	0	110	-1'536	-1'663
September	1'679	2'421	0	-709	0	25	-1'864	-1'933
Oktober	1'892	2'586	0	-695	0	288	-2'123	-2'438
November	1'507	2'474	-33	-975	1	388	-1'421	-1'856
Dezember	1'761	2'606	-15	-859	0	408	-1'470	-1'901
<b>TOTAL</b>	<b>21'875</b>	<b>30'102</b>	<b>-48</b>	<b>-8'042</b>	<b>1</b>	<b>1'670</b>	<b>-24'015</b>	<b>-25'985</b>

Quelle: ETSO (2007), BFE (2007), ENBW (2007), swissgrid (2007)

Name des Unternehmens Adresse des Unternehmens				VORLAGE			Datum: X.X.2007 Seite: 1	
Zusammenstellung EINFUHR von Elektrizität (in MWh)				Monat / Jahr: Januar 2007				
Energiegeschäfte mit ...	3. Mittwoch 17.01.2007	folgender Samstag 20.01.2007	folgender Sonntag 21.01.2007	Monatstotal Hoch-Tarif (HT) (UCTE-Tarif)	Monatstotal Nieder-Tarif (NT) (UCTE-Tarif)	Monatstotal HT + NT (UCTE-Tarif)	CHF	
<b>Deutschland (EnBW, RWE):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Frankreich (RTE):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Italien (TERNA):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Oesterreich (APG, VKW):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
Total Einfuhr	0	0	0	0	0	0	0	
Anmerkung: Zusammenstellung getrennt nach Einfuhr und Ausfuhr (sog. Bruttoprinzip). Spezialfälle (wie Grenzkraftwerke) sind separat auszuweisen.								

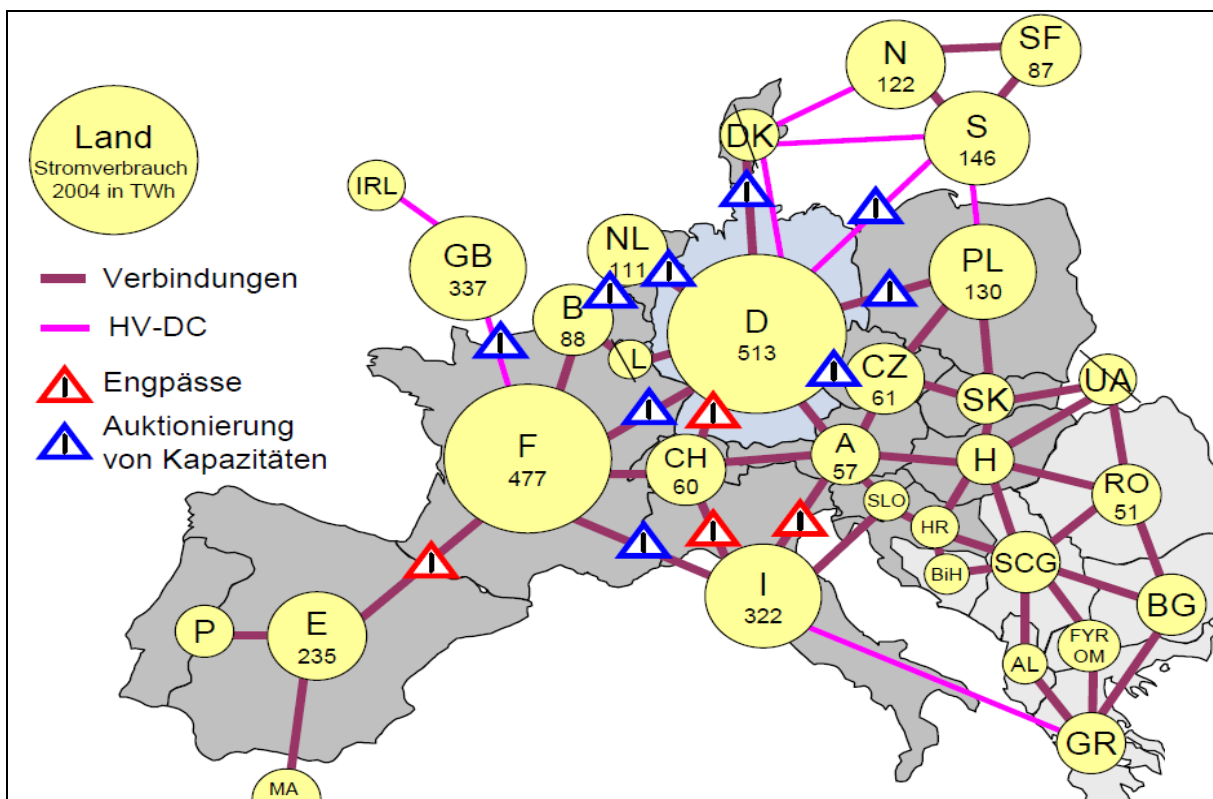
Quelle: BFE (2009)

Figur 62 Aussenhandel-Meldeformular: Teil Einfuhr

Name des Unternehmens Adresse des Unternehmens		VORLAGE			Datum: Seite:		X.X.2007 1	
Zusammenstellung AUSFUHR von Elektrizität (in MWh)				Monat / Jahr:		Januar 2007		
Energiegeschäfte mit ...	3. Mittwoch 17.01.2007	folgender Samstag 20.01.2007	folgender Sonntag 21.01.2007	Monatstotal Hoch-Tarif (HT) (UCTE-Tarif)	Monatstotal Nieder-Tarif (NT) (UCTE-Tarif)	Monatstotal HT + NT (UCTE-Tarif)		CHF
<b>Deutschland (EnBW, RWE):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Frankreich (RTE):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Italien (TERNA):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Oesterreich (APG, VKW):</b> - "Einzelgeschäft 1" - ... - Bilanzkreisausgleich								
<b>Total Ausfuhr</b>	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: BFE (2009)

Figur 63 Aussenhandel-Meldeformular: Teil Ausfuhr



Quelle: Netzsituation Deutschland, Vanzetta (2005)

Figur 64 Darstellung der Engpässe und Auktionierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen sowie der Stromerzeugung verschiedener europäischer Länder (Stand 2004/2005).

Tabelle 32: Übersicht Datenquellen

	Land	Zeit	Technologie	von bis	Quelle
Energiestatistik	Deutschland	Monat	Alle	bis 2007	AG Energiebilanzen e.V.
Gesamtenergiestatistik	Schweiz	Monat	Alle	bis 2007	BFE
Wochenberichte	Schweiz	Stunde	alle	bis Nov.08	BFE
Gesamtenergiebilanz	Österreich	Monat	alle	1970-2006	Statistik Austria e-control
Gesamtenergiestatistik	Italien	Monat	alle	Bis 2008	Terna
Stromproduktion pro Energieträger in GWh	alle	Monat	alle	bis 2008	Statistical Yearbook UCTE
Stromproduktion pro Energieträger in GWh	D	Stunde	Alle	bis 2008	EEX, effektive Erzeugung
Stromproduktion durch Gas oder Öl in GWh	CH	Jahr	Gas Öl	bis 2007 (08 fehlt)	BFE
Produktion Wasserkraft	CH	Stunde	Wasser	bis Nov.08	BFE
Stromproduktion durch Windkraft in GWh	D	Stunde	Wind	07 und 08	
Netzkennzahlen Windenergie	Deutschland	Tagessummen	Wind	07 und 08	www.windmonitor.de
Netzkennzahlen Windenergie	Deutschland	¼ Stunde	Wind	07 und 08	www.eon-netz.com
Netzkennzahlen Windenergie	Deutschland	¼ Stunde	Wind	07 und 08	www.vattenfall.de
Final Cross Border Schedules in MW	CH-alle-CH	Stunde	-	bis 2008	ETSOVista
Brutto-Importe und – exporte der Schweiz	CH-alle-CH	Monat	-	bis Nov. 08	BFE
Auktionierte Grenzkapazitäten, base und peak für die Schweiz	alle-CH	Jahr, Monat, Tag, Stunde	-	bis 08	Etrans und swissgrid

Quelle: TEP Energy

Tabelle 33: Aufteilung der UCTE-Monatssummen in Stundenwerte

Energieträger:	Differenziert nach:	Auflösung:	Land:	Quelle:	Übertragen auf UCTE-Daten:
Wasserkraft	Laufkraft	Tagesgänge: Mi, Sa, So	CH	CH EIStat 07/08/00	F, A, I
	Speicherkraft	Tagesgänge: Mi, Sa, So	CH	CH EIStat 07/08/00 (für Sa, So)	F, A, I
	Pumpspeicherung	-	-	-	-
Kernkraft	-	Wochengang für die Monate mit Revision	CH	CH EIStat 07/08	CH
Thermisch- Konventionelle Energien	Braunkohle	stündlich	D	EEX	F, A, I, CH
	Steinkohle	stündlich	D	EEX	F, A, I, CH
	Erdöl	stündlich	D	EEX	F, A, I
	Erdgas	stündlich	D	EEX	F, A, I
	unbekannt	stündlich	D	EEX	F, A, I, CH
Neue Erneuerbare	Windkraft	-	D	E.On, Vattenfall	

Quelle: TEP Energy

Tabelle 34: Annahmen zu Wirkungsgraden der verschiedenen Kraftwerkstypen

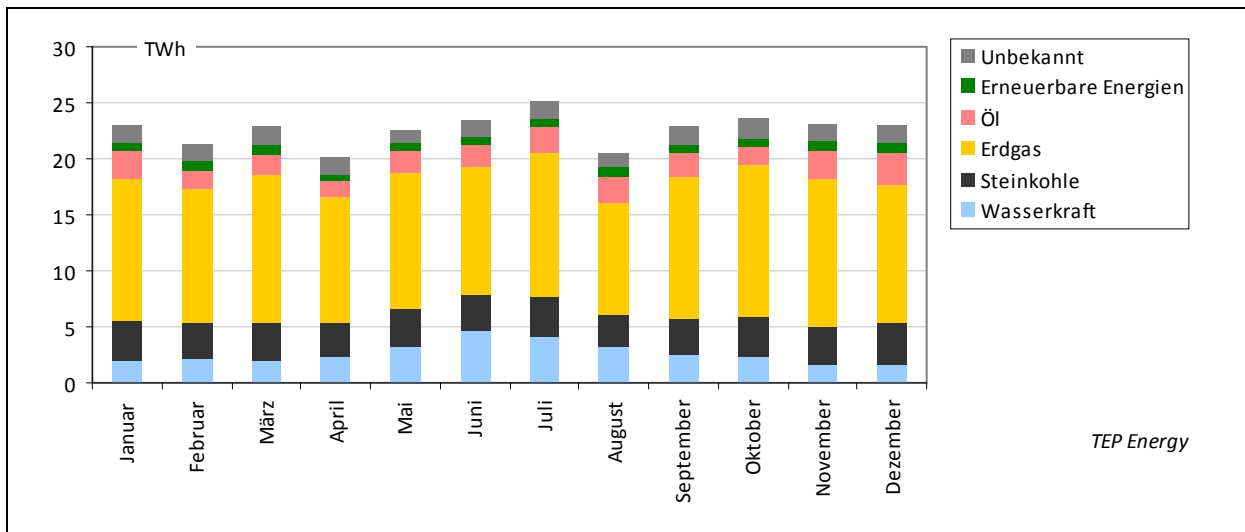
	UCT															
	CH	D	F	A	I	E	CZ	HU	SL	DK	LU	NL	PL	BE	ES	GR
Nuklear	0.34	0.34	0.35	0.34	0.34	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Steinkohle	0.40	0.41	0.37	0.41	0.43	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Braunkohle	0.35	0.32	0.35	0.29	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
CC-NG	0.35	0.46	0.50	0.53	0.51	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
GT-OIL	0.38	0.37	0.39	0.41	0.43	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Abfälle	0.23	0.29	0.35	0.35	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29

Quelle: Balmorel

Tabelle 35: Annahmen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren (direkte Emissionen aus dem Betrieb)<sup>36</sup> der verschiedenen Energieträger

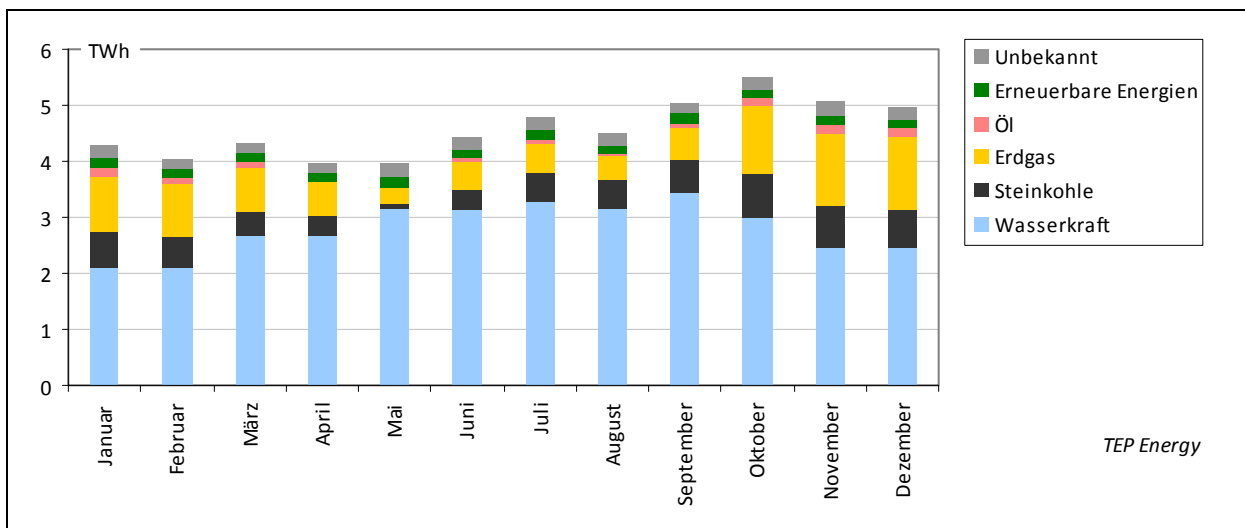
	CH	D	F	I	AT
Wasserkraft	0	0	0	0	0
Kernkraft	0	0	0	0	0
Steinkohle	354	354	354	354	354
Braunkohle	364	364	364	364	364
CC-NG	202	202	202	202	202
GT-OIL	264	264	264	264	264
Erneuerbare	0	0	0	0	0
Wind	0	0	0	0	0
Abfälle	81	81	81	81	81

Quellen: IPCC (2006), Energiekonsens (2006)



Quelle: TEP Energy basierend Monatsstatistiken UCTE (2007), EEX (2007)

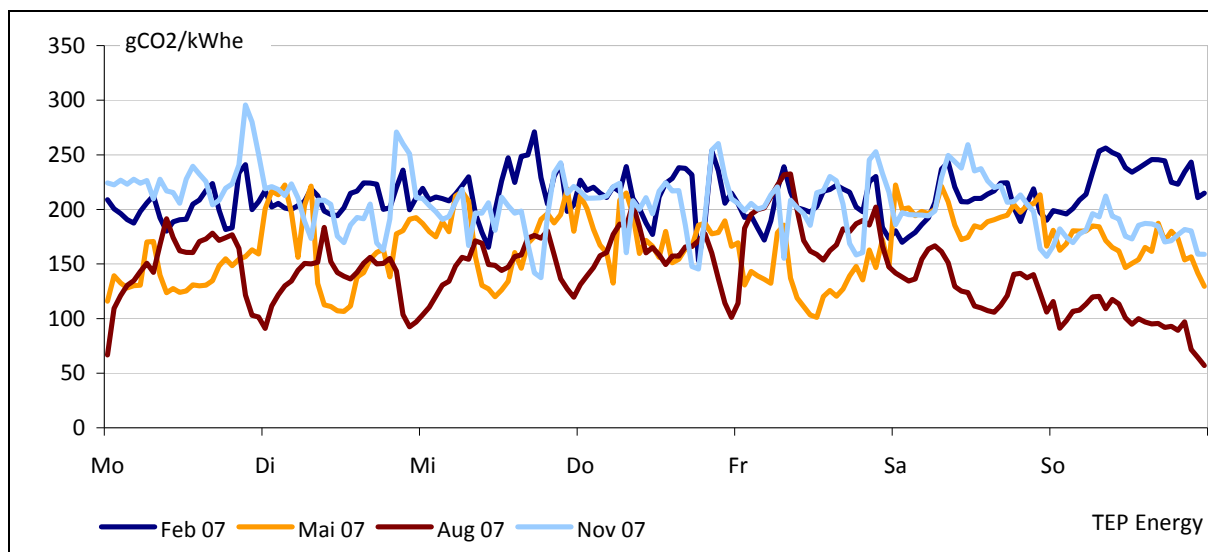
Figur 65 Erzeugungsstruktur Italien pro Monat (TWh) im Jahr 2007



Quelle: TEP Energy basierend Monatsstatistiken UCTE (2007), EEX (2007)

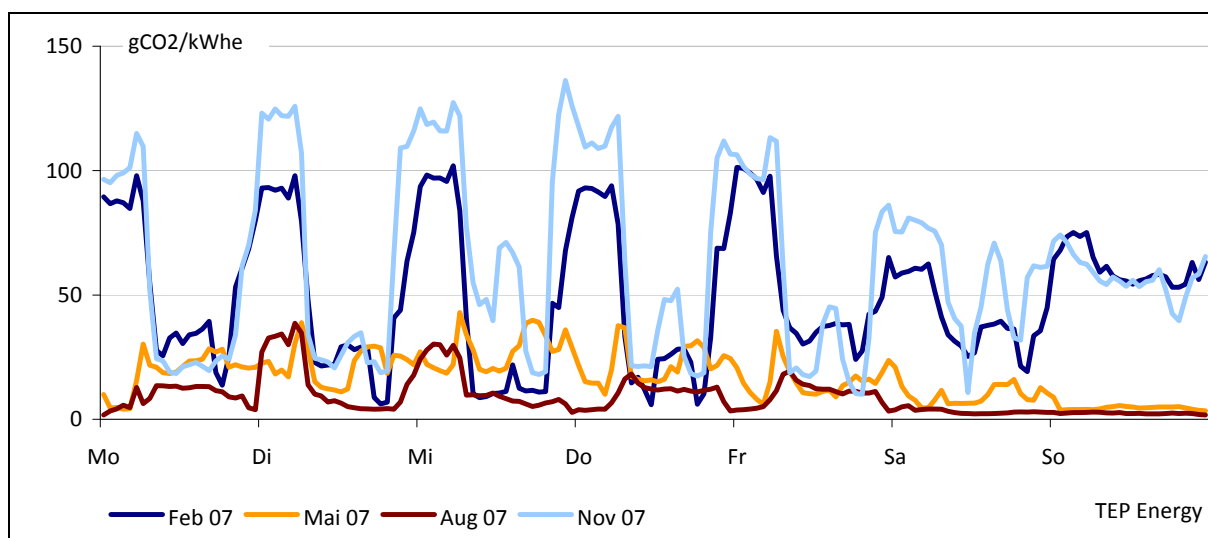
Figur 66 Erzeugungsstruktur Österreich pro Monat (TWh) im Jahr 2007

## 10.4 Weitere Ergebnisse der Bilanzierungsmethoden

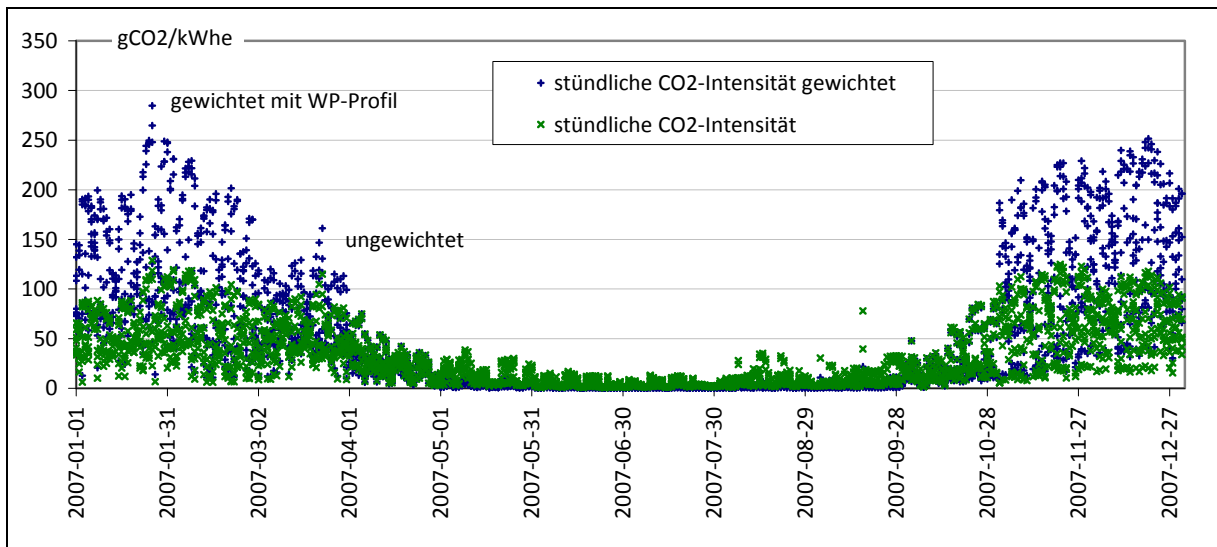


Quelle: Berechnungen TEP Energy

Figur 67 Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO<sub>2</sub>-Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 3 (2007)



Figur 68 Wochenverläufe (Februar Mai, August und November) der CO<sub>2</sub>-Intensität (ungewichtet) des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden berechnet nach der Bilanzierungsmethode 4 (2007), vereinfachter Ansatz



Figur 69 Resultierende stündliche CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden gemäss Bilanzierungsmethode 4 (2007), vereinfachter Ansatz