

# *Strompreise in der Schweiz 2016 bis 2025*

Dezember 2014

*Szenariorechnung von  
PwC Schweiz und Energy  
Brainpool im Hinblick auf  
mögliche Auswirkungen  
politischer Entscheidungen  
und Diskussionen auf die  
Grosshandelsmarktpreise  
für Elektrizität.*

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>2. Rahmenbedingungen des Schweizer Strommarktes</b>	<b>4</b>
2.1. Energiemarkt Schweiz	4
2.2. Erzeugungskapazitäten – konventionelle und erneuerbare Kraftwerke	4
2.2.1. Wasserkraftwerke und neue erneuerbare Energien	4
2.2.2. Kernkraftwerke und konventionelle Technologien	5
2.3. Stromverbrauch – Nachfrage und das europäische Verbundnetz	6
2.3.1. Stromnachfrage in der Schweiz	6
2.3.2. Die Schweiz als Stromtransitland	6
<b>3. Szenariobeschreibung</b>	<b>8</b>
<b>4. Studienergebnisse</b>	<b>9</b>
<b>5. Anhang</b>	<b>10</b>
5.1. Modellbeschreibung	10
5.2. Kurzporträt PwC	11
5.3. Kurzporträt Energy Brainpool	11

# 1. Zusammenfassung

*Als das Schweizer Stimmvolk am 9. Februar dieses Jahres die Volksinitiative gegen Masseneinwanderung angenommen hatte, fielen die Reaktionen in den umliegenden Ländern zumeist negativ aus. Auf jeden Fall führte die Annahme auch zu grossen politischen Unsicherheiten, da nicht klar war, ob die EU die bilateralen Verträge mit der Schweiz tatsächlich einseitig kündigen würde. In diesem Zusammenhang stellte sich zudem auch die Frage der künftigen Integration der Schweiz in den EU-Strommarkt.*

Gemäss *Finanz und Wirtschaft* scheint jedoch zumindest in Bezug auf das Stromdossier eine pragmatische Lösung möglich und absehbar zu sein. Dabei soll die Schweiz noch besser in den EU-Strommarkt integriert werden und ein Modell zur effizienten Bewirtschaftung grenzüberschreitender Kapazitäten erarbeitet werden (Market Coupling).

Die Studie bietet einen mittel- und einen langfristigen Ausblick des schweizerischen Strommarktes von 2016 bis 2025 unter Einbeziehung europäischer Entwicklungen sowie fundamentaler Einflussfaktoren und stellt – in einer Szenarioabwandlung – die möglichen Auswirkungen einer eingeschränkten Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt dar.

Die Studie bietet einen Einblick in die Rahmenbedingungen der Stromwirtschaft, unter anderem hinsichtlich der relevanten Commodities, der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen sowie der Stromnachfrage. Auf Basis der aktuellen Studien «EU energy trends to 2050» und «Energieperspektiven 2050» ist ein konsistentes Szenario erstellt worden, das die spezifische Entwicklung der Schweiz im europäischen Kontext modelliert. Die Studie wurde mithilfe des Fundamentalmodells Power2Sim von Energy Brainpool erstellt.

<sup>1</sup> Vgl. *Finanz und Wirtschaft*, «Bald pragmatische Lösung für das Stromdossier?», Nr. 70/87. Jahrgang

## 2. Rahmenbedingungen des Schweizer Strommarktes

### 2.1. Energiemarkt Schweiz

Der Endenergieverbrauch von 896'000 Terajoule (TJ) im Jahr 2013 lag nur wenig unter dem Spitzenwert von 902'980 TJ aus dem Jahr 2010. Hauptgründe für den steigenden Energieverbrauch waren zum einen die kühlere Witterung, zum anderen aber auch das anhaltende Bevölkerungswachstum, die positive Wirtschaftsentwicklung sowie die Zunahme beim Motorfahrzeugbestand.<sup>2</sup>

Mit rund einem Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs ist der Stromverbrauch im Jahr 2013 um rund 0,6% auf 59,3 Terawattstunden (TWh) gestiegen, wobei der Inlandverbrauch (inkl. Übertragungs- und Verteilverluste) bei 63,8 TWh lag. Mit einer Landeserzeugung der einheimischen Kraftwerke von 68,3 TWh bzw. 66,2 TWh nach Abzug des Verbrauchs der Speicherpumpen konnte im Jahr 2013 ein Produktionsanstieg um rund 0,4% verzeichnet werden. Damit resultierte ein Stromexportüberschuss von 2,4 TWh im Jahr 2013. Im Vergleich dazu hatte die Schweiz im Jahr 2011 z.B. einen Stromimportüberschuss von 2,6 TWh.<sup>3 4</sup>

### 2.2. Erzeugungskapazitäten – konventionelle und erneuerbare Kraftwerke

Der schweizerische Kraftwerkpark erreichte im Jahr 2013 mit 68,3 TWh ein gegenüber dem Vorjahr um 0,4% erhöhtes Produktionsergebnis. Gleichzeitig ist dies nach dem Rekordjahr 2001 das zweithöchste jemals erzielte Produktionsergebnis. Mit einem Anteil von 57,9% (39,6 TWh) haben die Wasserkraftwerke (Laufwerke und Speicherwerke) den grössten Anteil an der gesamten Produktion im Jahr 2013 ausgemacht, gefolgt von den Kernkraftwerken mit einem Anteil von 36,4% (24,8 TWh). Der Anteil von konventionell-thermischen Kraftwerken und anderen Produktionsanlagen (inkl. neuer erneuerbarer Energien) betrug im Jahr 2013 5,7% (3,9 TWh).<sup>5</sup>

#### 2.2.1. Wasserkraftwerke und neue erneuerbare Energien

Aufgrund des hohen Ausbaugrades der Wasserkraft kann das Angebot an hydraulischem Strom nur noch begrenzt gesteigert werden. Schwankungen in der Erzeugung basieren deshalb hauptsächlich auf der unterschiedlichen Wasserführung der Flüsse sowie auf den Speichermöglichkeiten in den Stauseen. In der vom Bundesrat erarbeiteten Energiestrategie 2050 wird davon ausgegangen, dass die Produktion aus neuen Wasserkraftwerken im Jahr 2020 rund 5 TWh, im Jahr 2035 rund 6.5 TWh und im Jahr 2050 rund 8.5 TWh betragen wird.

Im Gegensatz dazu machen die neuen erneuerbaren Energien mit einer Produktionsmenge von rund 2 TWh einen aktuell noch vernachlässigbaren Anteil der gesamten Schweizer Stromproduktion aus. Im Rahmen der vom Bundesrat erarbeiteten Energiestrategie 2050 sollen die neuen erneuerbaren Energien in Zukunft jedoch eine entscheidende Rolle bei der Stromproduktion in der Schweiz spielen. Abhängig vom gewählten Szenario bezüglich der Stromnachfrage entsteht bis im Jahr 2050 ein Deckungsbedarf von rund 33 TWh. Dabei wird neben dem Ausstieg aus der Kernenergie insbesondere auch das kontinuierliche Auslaufen bestehender Bezugsrechte berücksichtigt.

Der entstehende Bedarf soll zu einem grossen Teil durch neue erneuerbare Energien gedeckt werden, wobei davon auszugehen ist, dass zumindest in der kurzen und mittleren Frist ein Zubau von zentralen fossil-thermischen Kraftwerken (Gaskombikraftwerke, Gas- und Dampf-Kraftwerke) nicht ausgeschlossen werden kann.

Die nachfolgende Abbildung 1 fasst die vom Bundesrat geplante Entwicklung hinsichtlich des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien zusammen. Insbesondere kommen der Solarenergie, der Windenergie und der Geothermie in Zukunft entscheidende Rollen zu.<sup>6</sup>

2 Vgl. «Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013», Bundesamt für Energie BFE

3 Vgl. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012», Bundesamt für Energie BFE

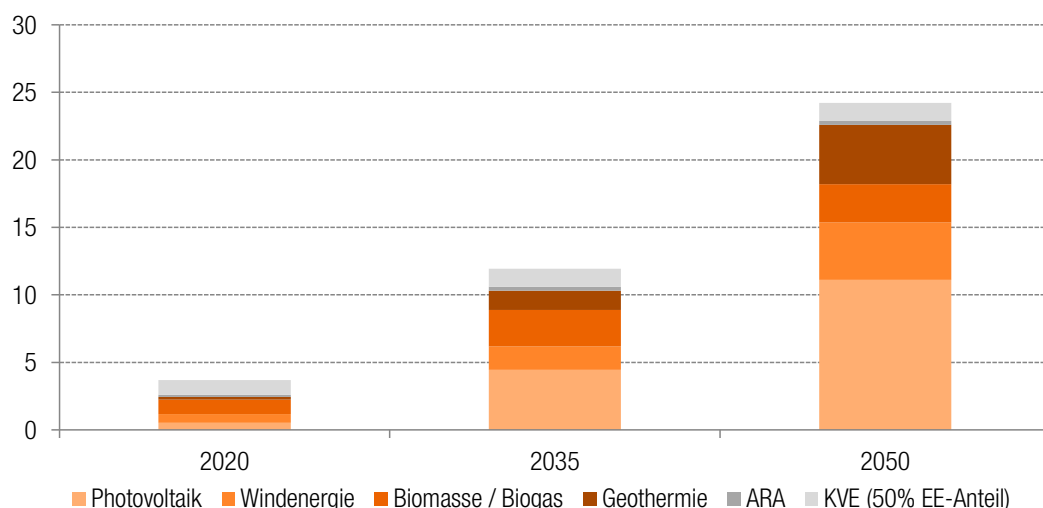
4 Vgl. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013», Bundesamt für Energie BFE

5 Vgl. ebd.

6 Vgl. «Energieperspektiven 2050 – Zusammenfassung», Bundesamt für Energie BFE

Abbildung 1: Energiestrategie 2050 – erneuerbare Stromerzeugung<sup>7</sup>

## Entwicklung erneuerbare Energien (in TWh)



## 2.2.2. Kernkraftwerke und konventionelle Technologien

Seit der Inbetriebnahme des ersten Kernkraftwerkes im Jahre 1969 hat die Kernenergie in der Schweiz rasch an Bedeutung gewonnen. Im Jahr 2013 betrug der Nuklearanteil an der gesamten Schweizer Stromproduktion 36.4%, was unter dem Durchschnitt der letzten zehn Jahre liegt (39,3%). Unter Berücksichtigung der Wärmeabkopplung bei den Werken in Beznau und Gösgen erreichten sämtliche Kernkraftwerke in der Schweiz eine mittlere Arbeitsausnutzung von 86,1%, was im internationalen Vergleich einen Spitzenwert darstellt.<sup>8</sup>

Als Folge der Umweltkatastrophe in Fukushima haben der Bundesrat und später auch das Parlament entschieden, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit nicht mehr zu ersetzen. Somit müssen in der Schweiz die folgenden Produktionskapazitäten kontinuierlich ersetzt werden:<sup>9</sup>

Tabelle 1: Kernkraftwerke in der Schweiz<sup>9</sup>

Kernkraftwerke	Betriebsdauer*
Beznau I (365 MW)	1969–2019
Beznau II (365 MW)	1972–2022
Mühleberg (373 MW)	1972–2019
Gösgen (985 MW)	1979–2029
Leibstadt (1190 MW)	1984–2034

\*(Annahme 50 Jahre, ausser Mühleberg)

Wie in Kapitel 2.2.1 erläutert, ist es die Strategie des Bundesrates, die Kapazitäten primär durch den Zubau von erneuerbaren Energien zu ersetzen, wobei kurz- bis mittelfristig ein Zubau von zentralen fossil-thermischen Kraftwerken nicht ausgeschlossen werden kann. In diesem Zusammenhang gilt es insbesondere, auf die geplanten Kraftwerke «Cornaux 2», «Chavolon-Vouvry» und «Utzenstorf» hinzuweisen, welche gesamtthaft eine Kapazität von rund 1200 MW ausweisen und in den Jahren 2016 bis 2019 in Betrieb genommen werden sollen.<sup>10</sup>

<sup>7</sup> Quelle: Bundesamt für Energie BFE

<sup>8</sup> Vgl. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013», Bundesamt für Energie BFE

<sup>9</sup> Vgl. «Energieperspektiven 2050 – Zusammenfassung», Bundesamt für Energie BFE

<sup>10</sup> Vgl. [www.centrale-energetique.ch](http://www.centrale-energetique.ch), [www.chavolon.ch](http://www.chavolon.ch), [www.gaskombikraftwerk.ch](http://www.gaskombikraftwerk.ch)

## 2.3. Stromverbrauch – Nachfrage und das europäische Verbundnetz

### 2.3.1. Stromnachfrage in der Schweiz

Der schweizerische Elektrizitätsverbrauch stieg 2013 um 0,6% auf 59,3 TWh (nach Abzug der Übertragungs- und Verteilverluste von 4,5 TWh). Mit einem Anteil von je 31,6% waren die Industrie und das verarbeitende Gewerbe sowie die privaten Haushalte die grössten Verbraucherinnen (18,8 TWh). Dienstleistungen/Services mit 27,0% (16,0 TWh) sowie Verkehr/Transport mit 8,1% (4,7 TWh) waren die weiteren Verbrauchergruppen in der Schweiz.<sup>11</sup>

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 und in den damit verbundenen Überlegungen zur Entwicklung der künftigen Stromnachfrage wurden vom Bundesrat die drei Szenarien «Weiter wie bisher (WWB)», «Massnahmen Bundesrat (POM)» sowie «Neue Energiepolitik (NEP)» erarbeitet. Die mit den jeweiligen Szenarien verknüpfte Entwicklung der Stromnachfrage bis ins Jahr 2050 ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.<sup>12</sup>

### 2.3.2. Die Schweiz als Stromtransitland

Aufgrund der zentralen geografischen Lage ist die Schweiz die Stromdrehscheibe in Europa. Mit über 40 Leitungen, welche die Schweiz mit dem Ausland verbinden, hält die Schweiz einen Spitzenplatz unter den europäischen Verbundpartnern.<sup>14</sup> Dies spiegelt sich auch in den Import- und Exportstatistiken wider: Im Jahr 2013 wurden 36,2 TWh importiert und gleichzeitig 38,6 TWh exportiert, was zu einem Exportüberschuss von 2,4 TWh führte. Der Erlös aus den Stromexporten betrug CHF 2,4 Mia. während auf die Importe Ausgaben von CHF 2,1 Mia. fielen. Die Analyse der Einfuhr- und Ausfuhrsalden mit den umliegenden Ländern zeigt, dass im Jahr 2013 mit Frankreich der grösste Einfuhrsaldo (16,6 TWh) und mit Italien der grösste Ausfuhrsaldo (20,4 TWh) resultierte. Ausserdem resultierten im Jahr 2013 ein Einfuhrsaldo von 2,1 TWh mit Österreich sowie ein Einfuhrsaldo von 2,8 TWh mit Deutschland.<sup>15</sup>

Die Anbindung der Schweiz an das benachbarte Ausland hat neben einem rein ökonomischen Aspekt vor allem auch aus versorgungstechnischer Sicht eine grosse Bedeutung. So ist die Schweiz z.B. während der Wintermonate auf Importe angewiesen, um die Versorgung im Inland aufrechtzuerhalten. Ausserdem ist die Schweiz mit den Systemen der Nachbarländer eng vernetzt, sodass die Versorgungssicherheit nicht mehr isoliert betrachtet werden kann. Grossflächige Netz- und Produktionsunterbrüche in Europa wirken sich direkt auf das inländische System aus und können dieses aus dem Gleichgewicht bringen. Auch mit dem Bau von Grosskraftwerken im Inland kann keine eigentliche Unabhängigkeit vom Ausland erzielt werden, da im Falle von Störungen oder Wartungsarbeiten der Importbedarf sprunghaft ansteigen kann.<sup>16</sup>

Die aktuell vorhandenen Grenzleitungen der Schweiz mit seinen Nachbarländern sowie deren Höhe sind in der Abbildung 2 anhand der Net Transfer Capacities (NTC) dargestellt. Diese werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage der aktuellen betrieblichen Situation angepasst und veröffentlicht. Sie stellen dar, wie viel Strom über die Grenzleitung ausgetauscht werden kann.

Für die vorliegende Studie wurde das Szenario «Massnahmen Bundesrat» als Grundlage verwendet. Dabei vermögen die vom Bundesrat vorgeschlagenen Instrumente und Massnahmen die Elektrizitätsnachfrage bis 2035 zu senken. Ab 2035 steigt die Nachfrage wieder leicht an, was unter anderem durch die verstärkte Elektrifizierung des privaten Verkehrs erklärt werden kann.<sup>13</sup>

Tabelle 2: Trends der Energienachfrage in der Schweiz

Endenergienachfrage nach Energieträgern (PJ)	2000	2010	2020	2035	2050
<b>Elektrizität inkl. Eigenerzeugung</b>					
WWB			221.3 PJ	232.0 PJ	248.5 PJ
<b>POM</b>	185.1 PJ	211.5 PJ	<b>211.1 PJ</b>	<b>208.5 PJ</b>	<b>219.1 PJ</b>
NEP			210.4 PJ	198.2 PJ	190.9 PJ
-----					
WWB			61.5 TWh	64.4 TWh	69.0 TWh
<b>POM</b>	51.4 TWh	58.7 TWh	<b>58.6 TWh</b>	<b>57.9 TWh</b>	<b>60.9 TWh</b>
NEP			58.4 TWh	55.1 TWh	53.0 TWh

11 Vgl. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013», Bundesamt für Energie BFE

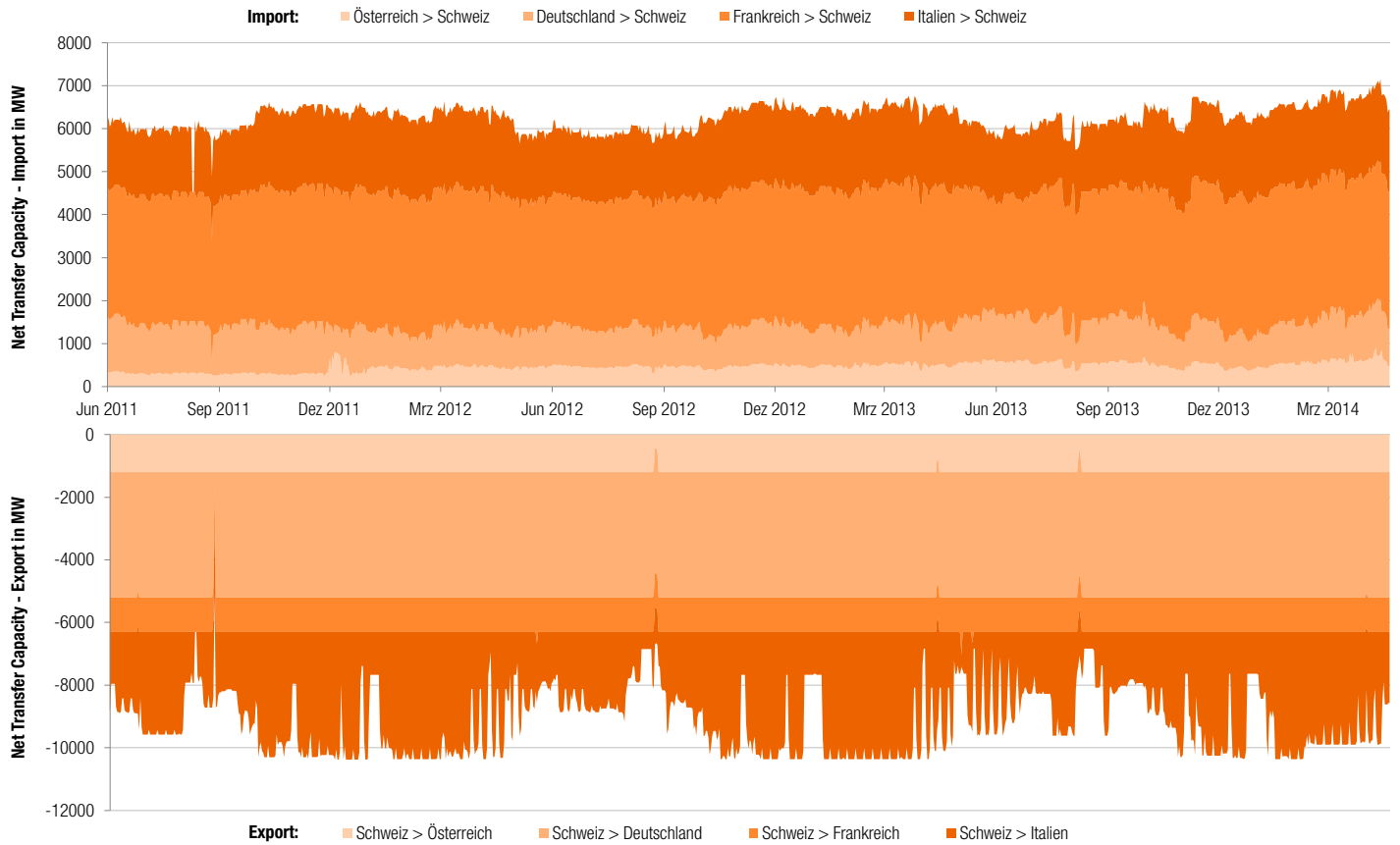
12 Vgl. «Energieperspektiven 2050 – Zusammenfassung», Bundesamt für Energie BFE

13 Vgl. «Energieperspektiven 2050 – Zusammenfassung», Bundesamt für Energie BFE

14 Vgl. www.swissgrid.ch

15 Vgl. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013», Bundesamt für Energie BFE

16 Vgl. U. Meister, «Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Kontext»

Abbildung 2: Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten anhand der NTCs (Tagesmittel)<sup>17</sup>

Die Stromnachfrage liegt im Mittel bei ungefähr 7000 MW, unterliegt dabei jedoch starken Schwankungen, abhängig von der aktuellen Nachfragesituation. Typischerweise veränderte sie sich um mehrere 1000 MW innerhalb des Tages. In Bezug auf die Nachfrage hat die Schweiz vergleichsweise sehr grosse Grenzübergangskapazitäten, die es ihr ermöglichen, grosse Anteile der Nachfrage durch Importe zu decken.

## 3. Szenariobeschreibung

Das Basisszenario wurde mithilfe zweier Studien erstellt: «EU energy trends to 2050 – Update 2013» und «Energieperspektiven 2050». «EU energy trends to 2050» wurde im Auftrag der Europäischen Kommission erstellt und zeigt die langfristige Entwicklung in Sachen Energie, Transport und Treibhausgasemissionen in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU 28). Für die Modellierung von Strompreisen ist die Entwicklung der Import- und Exportsituation des betrachteten Landes von massgebender Bedeutung. Vor allem für die Schweiz, die einen regen Stromaustausch mit ihren Nachbarländern pflegt, hat die Situation in den Strommärkten der Nachbarländer einen grossen Einfluss auf die Strompreise und muss entsprechend berücksichtigt werden.

Die Schweiz ist nicht Teil der Europäischen Union und deshalb nicht in der Studie «EU energy trends to 2050» enthalten. Als zentraleuropäischer Staat ist sie aber von grosser Bedeutung für den Stromaustausch. Aus diesem Grund wird für die Modellierung der Schweiz auf die Studie «Energieperspektiven 2050» des Bundesamtes für Energie (BFE) zurückgegriffen. Hierfür wird im Hinblick auf die Stromnachfrage und den Ausbau erneuerbarer Energien das Szenario «Massnahmen Bundesrat» verwendet. Abbildung 3 zeigt die Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur für die Schweiz im Basisszenario.

Für die Brennstoffpreise werden auf Basis aktueller Terminmarktpreise Trends ermittelt. Dafür sind die Terminmarktpreise in reale Preise des Jahres 2014 umgerechnet worden (Annahme: 2% Inflation pro Jahr; Abbildung 4).

Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugung in der Schweiz (Szenarioannahmen)

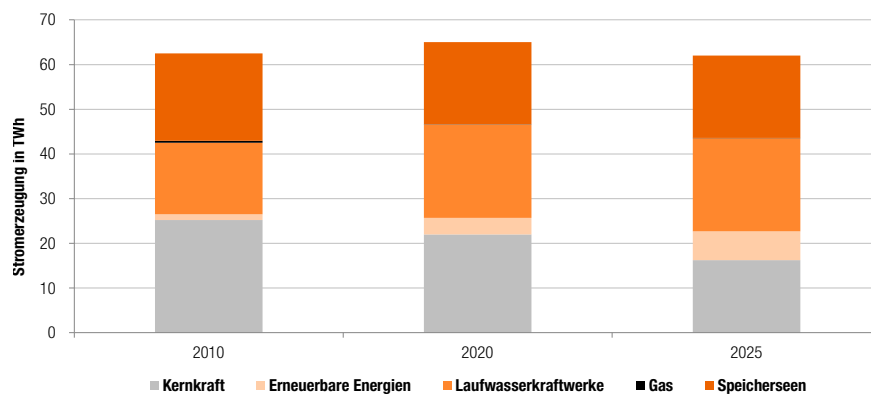
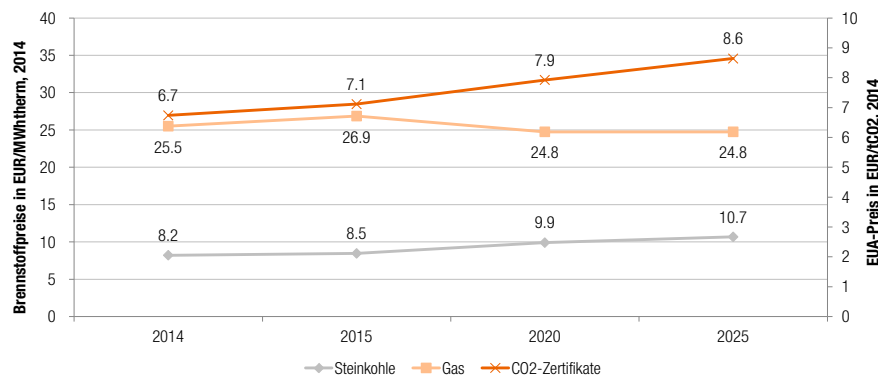


Abbildung 4: Entwicklung der Brennstoffpreise und Preis für CO<sub>2</sub> Zertifikate



Für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und Steinkohle ergeben sich steigende Trends, während Gaspreise auf einem konstanten Level verbleiben. Aufgrund der Erzeugungsstrukturen in der Schweiz haben die Brennstoffpreise nur einen indirekten Einfluss auf die Stromspotmarktpreise, da die wesentlichen Technologien auf Kern- und Wasserkraft beruhen. Somit entstehen Preise durch den regen Stromhandel mit den Nachbarstaaten. Für deren Preisbildung hat die Entwicklung der Brennstoffpreise einen signifikanten Einfluss.

Bezeichnend für das Szenario sind der forcierte Ausbau erneuerbarer Energien, inklusive des Ausbaus von Wasserkraftwerken, sowie eine deutliche Zunahme von Pumpspeicheraktivitäten.

Ein Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten wird in dieser Studie nicht angenommen. Grund hierfür ist zum einen der sehr lange Zeitraum von der Planung bis zur Realisierung von neuen Hochspannungsleitungen. Zum anderen reicht es nicht aus, nur den Grenzübergang zu verstärken, um einen signifikanten Zuwachs des Stromausstauschs zwischen zwei Ländern zu erreichen. Vielmehr muss das Netz innerhalb der betroffenen Länder ebenfalls ausgebaut werden. Der zusätzlich zwischen den Ländern ausgetauschte Strom muss entsprechend innerhalb des Landes weitertransportiert und verteilt werden.

Im nächsten Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung vorgestellt.



## 4. Studienergebnisse

Ziel der Untersuchung ist es, die Auswirkungen verminderter Grenzübergangskapazitäten für die Schweiz zu eruieren. Dafür wurde das Basisszenario in verschiedenen Varianten gerechnet. Als Ausgang dient das reine Basisszenario auf Basis der «EU energy trends to 2050» und der «Energieperspektiven 2050», zum Vergleich wird ein Szenario, bei dem die Grenzübergangskapazitäten auf 50 % begrenzt sind, herangezogen. Die Auswirkungen dieser Variation auf die Strompreise sind in der nachfolgenden Abbildung 5 dargestellt.

Ausbau erneuerbarer Energien werden die Preise in diesen Ländern unter Druck gesetzt. In der Schweiz hingegen bestimmen Kern- und Wasserkraftwerke die Preisbildung. Beide Technologien verfügen über günstige kurzfristige Grenzkosten, wobei die Erzeugungskosten der Speicherseen vom aktuellen Wasserwert abhängig sind.

Somit wird die Preisstruktur am Spotmarkt der Schweiz durch günstige inländische Erzeugung und den Im- und Export von Strom geprägt.

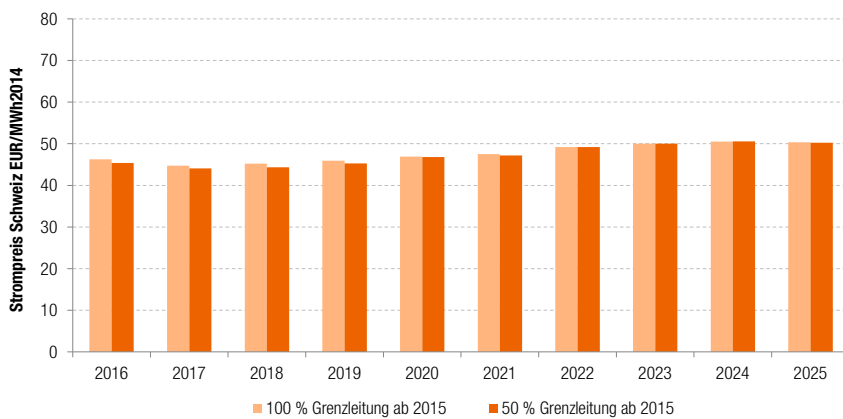
Beide Szenarien weisen in den nächsten Jahren einen fallenden Trend auf, wobei das Szenario mit 50 % Grenzübergangskapazitäten geringere Preise aufweist. Dies liegt beispielweise daran, dass durch die verminderten Grenzübergangskapazitäten günstiger Strom aus Wasser und Kernenergie nicht ausreichend exportiert werden kann, wenn dieser inländisch nicht gebraucht wird.

Der Einfluss der Grenzübergangskapazitäten in den beiden Szenarien auf den generellen Saldo von Im- und Export ist nur marginal. Die Entwicklung ist in Abbildung 6 dargestellt.

Die Saisonalität des Stromaustauschs ist geprägt durch die niedrigere Nachfrage im Sommer bzw. höhere Nachfrage im Winter und die gegenläufige Wasserkraftproduktion. Durch die im Frühjahr einsetzende Schneeschmelze steht im Sommer zusätzlich zu den Kernkraftwerken günstiger Strom aus Wasserkraft zur Verfügung. Ein Teil des Wassers wird durch Speicherseen zurückgehalten, der andere Teil am Strommarkt verkauft bzw. exportiert. Die Speicherseen können damit die Saisonalität der Wasserzuflüsse ausgleichen und über das Jahr verteilen. Dies führt zu Exportüberschüssen in den Sommermonaten. In den Wintermonaten hingegen erzeugen die Speicherseen aus dem gespeicherten Wasser Strom und stehen dabei im Wettbewerb zu Stromimporten aus den Nachbarländern. Durch die geringen Wasserzuflüsse im Winter und mit dem Blick auf die Unsicherheit über das Eintreten der Schneeschmelze im nachfolgenden Jahr sind Stromimporte oftmals günstiger als die inländische Produktion auf Basis einer Wasserwertkalkulation: Dadurch ergibt sich für die Wintermonate ein deutlicher Importüberschuss.

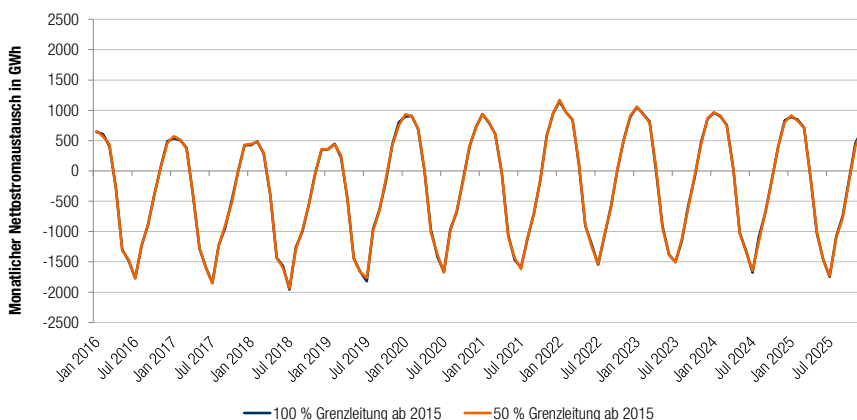
Eine Änderung dieser Charakteristik zeigt sich in den Jahren ab 2019/20. Durch die Abschaltung der ersten Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau 1 im Jahr 2019 verschiebt sich das Saldo durch mehr Importe, da im Szenario keine ausgleichenden fossilen Kraftwerke gebaut werden.

Abbildung 5: Studienergebnisse – Strompreisentwicklung Schweiz



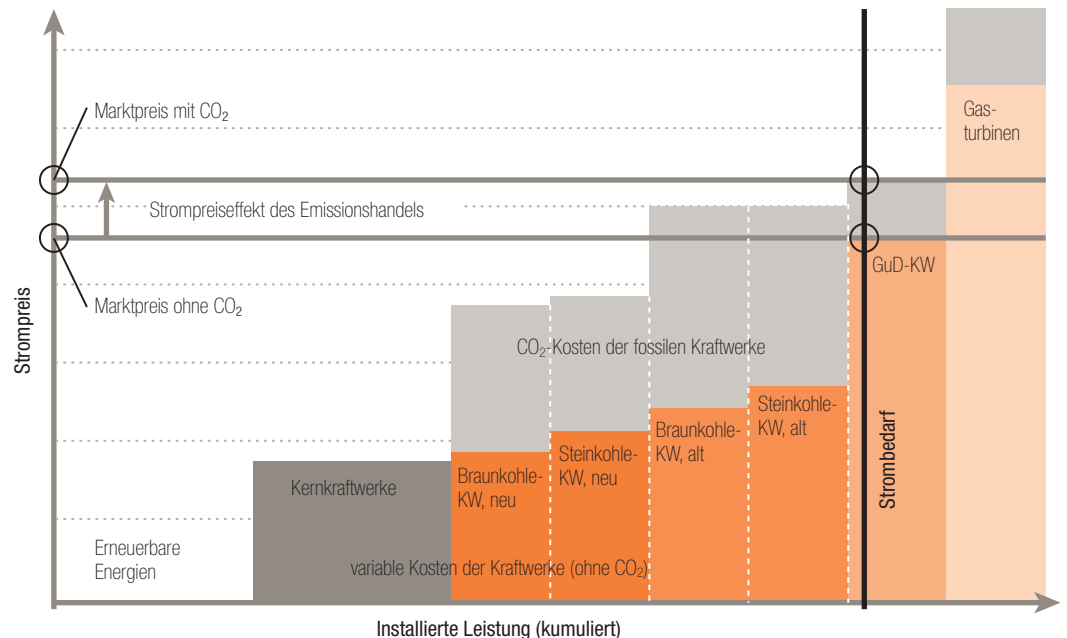
Der Vergleich des Basisszenarios mit dem 50%-Szenario zeigt, dass die Schweiz ein Transitland ist. Die Verringerung der Grenzkapazitäten um 50% führt nur zu geringen Veränderungen in den Basepreisen. Der Rückgang der Preise ist vor allem durch das stagnierende bzw. leicht sinkende Preisniveau in den Nachbarländern zu erklären. Auf Grund einer relativ stabilen Nachfrage und dem

Abbildung 6: Entwicklung des Stromaustauschsaldos (Positiv: Import, Negativ: Export)



## 5. Anhang

Abbildung 7: Prinzipbild der Strompreisbildung



### 5.1. Modellbeschreibung

Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte und von PwC Schweiz genutzte Fundamentalssoftware zur Modellierung von Strompreisentwicklungen. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Grosshandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Preis. Abbildung 7 zeigt das Merit-Order-Prinzip zur Strompreisbildung.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung von Kraftwerken, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren für die Strompreise. Mit Power2Sim können Szenarien zu unterschiedlichen Rohstoffpreisen und anderen diese Grenzkosten beeinflussenden Faktoren berechnet werden. Auf der Nachfrageseite wird eine Lastkurve modelliert, um den Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve zu bestimmen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz sehr gut abgeschätzt werden. Die Strompreisbildung auf dem europäischen

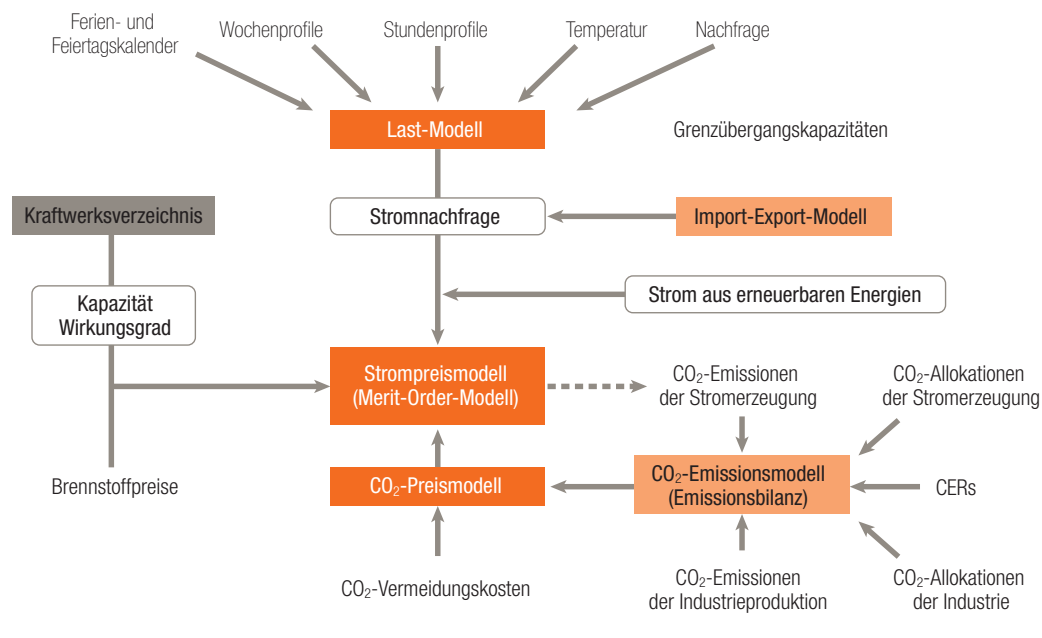
Energiemarkt wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung von Strompreisszenarien berücksichtigt werden müssen.

Die Einflussfaktoren der Strompreisbildung werden im Power2Sim anhand verschiedener Untermodelle, zum Beispiel die Stromnachfrage durch das Lastmodell, berücksichtigt. Dieser modulare Aufbau hält die Rechenzeit gering und hat gleichzeitig den Vorteil, dass die Untermodelle auch unabhängig voneinander genutzt werden können. Abbildung 8 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

Die so in den einzelnen Ländern ermittelten Strompreise werden zunächst miteinander verglichen. Preisunterschiede in benachbarten Ländern haben einen Stromaustausch zwischen diesen Ländern zur Folge, was durch das Import-Export-Modell berücksichtigt wird.

Im zentralen Merit-Order-Ansatz werden die variablen Kosten der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt, die direkt der Stromerzeugung zugeordnet werden können. Investitionskosten dagegen werden nicht berücksichtigt, da sie «sunk cost» darstellen und für den Kraftwerkeinsatz nicht relevant sind.

Abbildung 8: Funktionsschema Power2Sim



## 5.2. Kurzporträt PwC

PwC Schweiz unterstützt Unternehmen und Einzelpersonen dabei, Werte zu schaffen – mit über 2600 Mitarbeitern und Partnern an 14 verschiedenen Standorten in der ganzen Schweiz. Wir sind Teil eines Netzwerks von Mitgliedsfirmen in 157 Ländern mit über 195'000 Mitarbeitern, die sich dafür einsetzen, mit Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Steuer- und Rechtsberatung sowie Wirtschaftsberatung einen Mehrwert zu bieten. Sagen Sie uns, was für Sie von Wert ist. Erfahren Sie mehr auf [www.pwc.ch](http://www.pwc.ch).

«PwC» bezieht sich auf das PwC-Netzwerk und/oder eine oder mehrere seiner Mitgliedsfirmen. Jedes Mitglied dieses Netzwerks ist ein separates Rechtssubjekt. Weitere Informationen unter [www.pwc.com/structure](http://www.pwc.com/structure).

## 5.3. Kurzporträt Energy Brainpool

Energy Brainpool ist ein unabhängiges Analyse- und Beratungshaus für die Energiebranche mit Sitz in Berlin. Energy Brainpool bietet Prognosen und Fundamentalmodellierung sowie individuelle Trainings- und Beratungsdienstleistungen für die Strom- und Gasmärkte und den CO<sub>2</sub>-Handel.

Die Kernkompetenz von Energy Brainpool liegt in Dienstleistungen «rund um die Energiepreise» wie

- Kurzfristprognosen bis Langzeitpreisstudien für Strompreise
- Trainings von Grundlagen bis zur Börsenhändlerschulung für alle Energieträger
- Begleitung beim Markteintritt bis zum professionellen Risikomanagement

Weitere Informationen unter [www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

