

# Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft

Thomas Nacht<sup>1</sup>, Christoph Gutsch, Gernot Nischler, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz,  
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43(316)/ 873-7911, thomas.nacht@tugraz.at,  
www.iee.tugraz.at

**Kurzfassung:** In dieser Arbeit werden die Auswirkungen von je zwei verschiedenen Stromangebots- und Netzausbauvarianten auf die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz analysiert. Dabei werden die Stromhandelssalden der Schweiz mit ihren Nachbarländern ermittelt und miteinander verglichen. Eine Untersuchung des Redispatchbedarfs aufgrund von Netzengpässen soll weitere Unterschiede der Varianten aufzeigen. Eine Analyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung der verschiedenen Varianten soll die Bandbreite der zukünftigen Umweltauswirkungen darstellen. Den Abschluss stellt die Untersuchung der Fragestellung ob ein weniger umfassender Netzausbau in der Schweiz den zukünftigen Anforderungen gerecht werden kann, dar, oder ob ein umfassender Netzausbau anzuraten wäre.

**Keywords:** Energieszenarien, Netzausbau, Kraftwerksparkentwicklung, ATLANTIS

## 1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft unterliegt heute einem starken Wandel. Der Versuch eine möglichst umweltschonende Stromversorgung bei gleichzeitiger Wirtschaftlichkeit zu erreichen ist das erklärte Ziel vieler Staaten Europas. Die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima beeinflusst maßgeblich die Entscheidungen über die elektrizitätswirtschaftliche Zukunft Europas.

Die Schweiz als Stromdrehscheibe Europas hat sich zum Ziel gesetzt, ihre Position in der Zukunft weiter zu stärken, ohne dabei die aktuellen Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft hinsichtlich Kernenergieausstieg, Integration Erneuerbarer, Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen etc. zu vernachlässigen. Im Auftrag des schweizerischen Bundesamtes für Energie (BFE) wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft eine Studie über die Auswirkungen verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz durchgeführt.

Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei der in den Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates vorgeschlagenen Angebotsvarianten, die Varianten C&E und E aus dem Nachfrageszenario "Neue Energiepolitik" (Bundesamt für Energie BFE, 2011) sowie zwei unterschiedliche Netzausbauvarianten untersucht. Dabei werden Auswirkungen der Erzeugungs- und Netzvarianten auf den Stromhandel der Schweiz mit ihren Nachbarländern, den Redispatchbedarf (netzengpassbedingter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz) und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Stromerzeugung in der Schweiz sowohl analysiert als auch diskutiert. Diese Studie hat eine Vertiefung der in den letzten Jahren erarbeiteten Energieperspektiven der Schweiz im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zum Ziel.

---

<sup>1</sup> Jungautor

## 2 Verwendete Simulationsumgebung

### 2.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine modellhafte Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Basierend auf dieser umfangreichen Datenbank können elektrotechnische und elektrizitätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden, wobei bei der Modellentwicklung auf eine möglichst flexible und einfach adaptierbare Programmstruktur geachtet wurde, um Aufgabenstellungen unterschiedlichster Art untersuchen zu können. Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen Systemzusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung, Investitionsbedarf in die Infrastruktur, optimale Kraftwerksausbaupfade, die Systemauswirkungen der Nutzung erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, der volkswirtschaftliche Nutzen des Baus von Übertragungsleitungen, Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme u.v.a.m. ermittelt werden.

Die Simulation basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jedes Monat in eine Peak- und eine Offpeak-Periode unterteilt wird. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei werden über eine DC-Lastflussrechnung auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im August durchgeführt (Gutsch, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2010).

Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei der Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und internationales Market Coupling unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte simuliert wird. Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch – vorgenommen werden muss um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen. Nach diesem Schritt steht der tatsächliche Kraftwerkseinsatz fest und in der Folge können Brennstoffbedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen oder für eine gesamte nationale Elektrizitätswirtschaft eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (Einbruch im Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisentwicklung etc.) oder Unternehmensentscheidungen (z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können (Gutsch, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2010).

Die Details über die Methodik der Ermittlung der Ergebnisse sind in den einzelnen entsprechenden Kapiteln angeführt.

## 2.2 Gültigkeit der Ergebnisse im Rahmenwerk der Simulationsannahmen

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt eine konsistente Abbildung der Realität in der Elektrizitätswirtschaft dar, dennoch müssen einige vereinfachende bzw. idealisierende Annahmen getroffen werden, um die komplexen Regeln und Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Energiepolitik, zudem verfeinert durch nationale Gesetzgebung, in einem Simulationsmodell darstellen zu können. Es gibt daher gewisse Einflussfaktoren, welche als Unsicherheiten in das Simulationsergebnis einfließen.

Als wichtigste Einflussfaktoren sind einerseits die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die tatsächliche Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl Schwer anzusehen. Daneben gibt es weitere Einflüsse mit ungewisser Zukunftsentwicklung, welche in der Folge erläutert werden sollen.

Als Marksystem wurde ein optimales europaweites Market Coupling angenommen, dieses gilt als Ziel der europäischen Union bis zum Jahr 2015. Die Realität zeigt jedoch, dass aktuell die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten (hier vereinfacht als NTC<sup>2</sup> bezeichnet) noch nicht an jeder Grenze voll genutzt werden.

Für das Marktmodell gilt weiters, dass bis zum Jahr 2050 das bestehende NTC-System zugrunde gelegt wurde. Dabei handelt es sich um eine Annahme, da eine exakte Prognose der Entwicklung der Engpassmanagementmethoden in Europa bis zum Jahr 2050 nicht möglich ist. In der Simulation wird ein idealer Markt angenommen, in dem Kraftwerke ausschließlich nach den variablen Erzeugungskosten eingesetzt werden. In der Praxis kann es durch langfristige Bindungen an Strom- oder Wärmelieferverträge, politische Forderungen hinsichtlich Arbeitsplatzertret im Kohlebergbau und ähnliche Gegebenheiten zu Abweichungen von diesem idealen Markt kommen.

Sollte es bei dem durch das angenommene Marktmodell ermittelten Kraftwerkseinsatz zu Engpässen im Netz kommen, werden diese in der Simulation durch Redispatch (Änderung des Kraftwerkseinsatzes) aufgehoben, wobei regelzoneninterner Redispatch bevorzugt zu Anwendung kommt. Dies entspricht nicht immer der aktuellen Vorgehensweise, da ein Redispatch sehr kostspielig ist und eher in der eigenen Regelzone durchgeführt wird als europaweitinternationaler Redispatch aktuell noch nicht an allen Grenzen realisiert ist. Jedoch ist für die Zukunft die Ausweitung des grenzüberschreitenden Redispatch zur Behebung von Netzengpässen zu erwarten.

Neben dem Ausbau des Kraftwerksparks stellt die Entwicklung des Netzes eine Unsicherheit für die Simulation dar. Die zugrunde gelegten Netzausbaupläne stellen nur eine Prognose über den Ausbau von Leitungen dar, in der Praxis können in den Bewilligungsverfahren teilweise mehrjährige Verzögerungen auftreten. Des Weiteren können sich gewisse Ausbaunotwendigkeiten in der Zukunft ergeben, welche aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar sind.

Die Modellierung des Netzes selbst stellt eine gewisse Fehlerquelle dar, da im Simulationsmodell ATLANTIS keine innerjährlich veränderbaren Sonderschaltungen bzw. Schaltzustände des Netzes nachgebildet sind. So können Überlastungen des Netzes, die in ATLANTIS durch einen Redispatch verhindert werden, in Realität teilweise durch Anwendung von Sonderschaltzuständen umgangen werden. Jedoch ist eine so

---

<sup>2</sup> net transfer capacity

detailgetreuere Modellierung nicht möglich da zum einen die notwendigen Informationen nicht vorliegen und zum anderen sich nur Mutmaßungen über die tatsächliche Anwendung von Sonderschaltungen anstellen lassen. Zudem kommt in der Lastflussrechnung das vereinfachte DC-Loadflow-Verfahren zur Anwendung, welches Probleme bzgl. Blindleistungsversorgung bzw. Einhaltung von Spannungstoleranzen nicht berücksichtigt. Dies ist bei Simulationen zukünftiger Zustände angesichts der sonstigen Prognoseunsicherheiten nicht unüblich. Das im Netzbetrieb übliche (n-1)-Kriterium wird durch eine Reduktion des thermischen Grenzstroms um eine Transmission Reliability Margin (TRM) von 40% vereinfacht angewandt. Eine Analyse von Netzzuständen des Jahres 2010 bzw. 2011 zeigt, dass damit eine (n-1)-Sicherheit für ca. 95% der Netzelemente gewährleistet ist.

Im Simulationsmodell Atlantis wird der Brennstoffzusatzbedarf im Teillastbetrieb vernachlässigt. Der erhöhte Brennstoffbedarf in diesen Betriebszuständen führt zu erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zusätzlich werden nur die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksbetriebs berechnet, andere freigesetzte Treibhausgase jedoch vernachlässigt. Da detaillierte Brennstoffdaten für die meisten thermischen Kraftwerk in Europa nicht zur Verfügung stehen, wurden die eingesetzten Brennstoffe mit Standardwerten für CO<sub>2</sub>-Emissionen (Kommission der Europäischen Gemeinschaft, 2007) bewertet.

### 3 Annahmen für die Simulationen

In diesem Kapitel werden die Annahmen für die Simulationen mit ATLANTIS näher beschrieben. Im Detail handelt es sich dabei um allgemeine wirtschaftliche Annahmen sowie Annahmen zu den Brennstoffpreisen, Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks, des Netzes und des Verbrauchs.

#### 3.1 Wirtschaftliche Annahmen

Die Definition der wirtschaftlichen Parameter wirkt sich maßgeblich auf die Ergebnisse der Simulation aus. Bei der Wahl dieser Parameter ist es daher notwendig, sinnvolle und konsistente Werte zu verwenden. Die wichtigsten wirtschaftlichen Parameter für diese Studie sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Wirtschaftliche Parameter für die untersuchten Varianten der Studie

<b>Inflation</b>	2% p.a.
<b>Eigenkapitalverzinsung</b>	9%
<b>Fremdkapitalverzinsung</b>	6%
<b>Aufteilung</b>	50/50
<b>Wechselkurs EUR/CHF</b>	1,5101
<b>Wechselkurs USD/CHF</b>	1,0852

Alle in den Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates angeführten Preise (Bundesamt für Energie BFE, 2011) sind in der Währung Schweizer Franken (CHF). Die wirtschaftlichen Berechnungen in ATLANTIS (Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2010) erfolgen in EUR. Deshalb muss für die Umrechnung ein Wechselkurs festgelegt werden. Für diese Studie wird als Wechselkurs der durchschnittliche Wechselkurs von 2009, gemäß den Daten der Schweizer Nationalbank, bestimmt (Schweizer Nationalbank, 2011).

Die Annahmen der Abschreibungs- und Betriebsdauern der für die studienrelevanten Kraftwerkstypen ist in Tabelle 2 angeführt. Die in den folgenden Tabellen aufgeführten Annahmen wurden in Absprache mit dem Auftraggeber getroffen, um die Studie in den vorgegebenen Szenariorahmen der Energieperspektiven der Schweiz eingliedern zu können.

Tabelle 2: Kraftwerksspezifische wirtschaftliche Annahmen für die Szenarien der Studie

Kraftwerkstyp	Abschreibungs- dauer	Betriebs- dauer
KVA	25	25
Biogas	20	25
Biomasse	25	25
GuD-Anlagen	30	30
Wasserkraftanlagen	40	50
PV-Anlagen	25	25
Windkraftanlagen	20	25
Kernkraftwerke	50	50

Die Entwicklung der Brennstoffpreise ist in Tabelle 3 dargestellt

Tabelle 3: Reale Preise [EUR<sub>2009</sub>] für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate

Quellen: (Bundesamt für Energie BFE, 2011), (International Energy Agency, 2010), (Prognos AG, Kosten neuer Kernkraftwerke, 2011), sowie (Prognos AG, Die Energieperspektiven 2035 - Band 5 Analyse und Bewertung

	Brennstoffpreise [EUR <sub>2009</sub> ] und CO <sub>2</sub> -Preise [EUR <sub>2009</sub> /To CO <sub>2</sub> ]			
	2015	2025	2035	2050
Öl	37,16	38,04	38,04	35,08
Uran	3,71	3,71	3,71	3,71
Biogen	8,08	8,68	9,29	9,42
Erdgas	25,50	26,24	26,97	25,99
CO <sub>2</sub>	24,82	50,30	86,24	98,45

## 3.2 Entwicklung der Schweizer Elektrizitätswirtschaft

Für das Nachfrageszenario "Neue Energiepolitik" wird angenommen, dass hohe Effizienz- und damit Energieverbrauchsziele erreicht werden. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich die schweizerischen Ziele und Instrumente in der Energie- und Klimapolitik an Maßnahmen auf europäischer bzw. globaler Ebene orientieren.

### 3.2.1 Netzausbaupläne

Um die Auswirkungen unterschiedlich stark ausgebauter Netze auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft zu verdeutlichen, werden für diese Studie zwei verschiedene Netzausbaupläne berücksichtigt.

Für die Variante "Netz 2020" wird ein umfassender Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes bis 2020 durchgeführt (siehe Abbildung 1). Die Daten für den Netzausbau stammen vom Auftraggeber. Der umfassende Netzausbau gemäß "Netz 2020" soll die Stellung der Schweiz als Stromdrehscheibe Europas festigen, die Integration der neuen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen und die Versorgungssicherheit und einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten.

Die Variante "Netz 2011(+)" beschreibt den heutigen Stand des Schweizer Übertragungsnetzes mit den für die Integration der geplanten Speicher- und Pumpspeicherprojekte benötigten Netzausbauten. Diese Netzvariante ist in Abbildung 2 dargestellt. Die farblich gekennzeichneten Flächen in Abbildung 2 stellen die geplanten Leitungsprojekte für das "Netz 2011(+)" dar. Damit ist die Netzausbaubariante "Netz 2011(+)" eine Minimalausbauvariante und dient im Wesentlichen zur Ermittlung resultierender Effekte auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

Höchstspannungsnetz Schweiz  
Stand: bis 2020

Legende:

- Leitung mit 380kV In Betrieb
- Leitung mit 220kV In Betrieb
- Leitung mit 150kV In Betrieb
- Schaltanlage
- /○ Schaltanlage mit Transformatoren
- geplante Ausbauvorhaben
- geplante Schaltanlage
- /○ geplante Transformierung

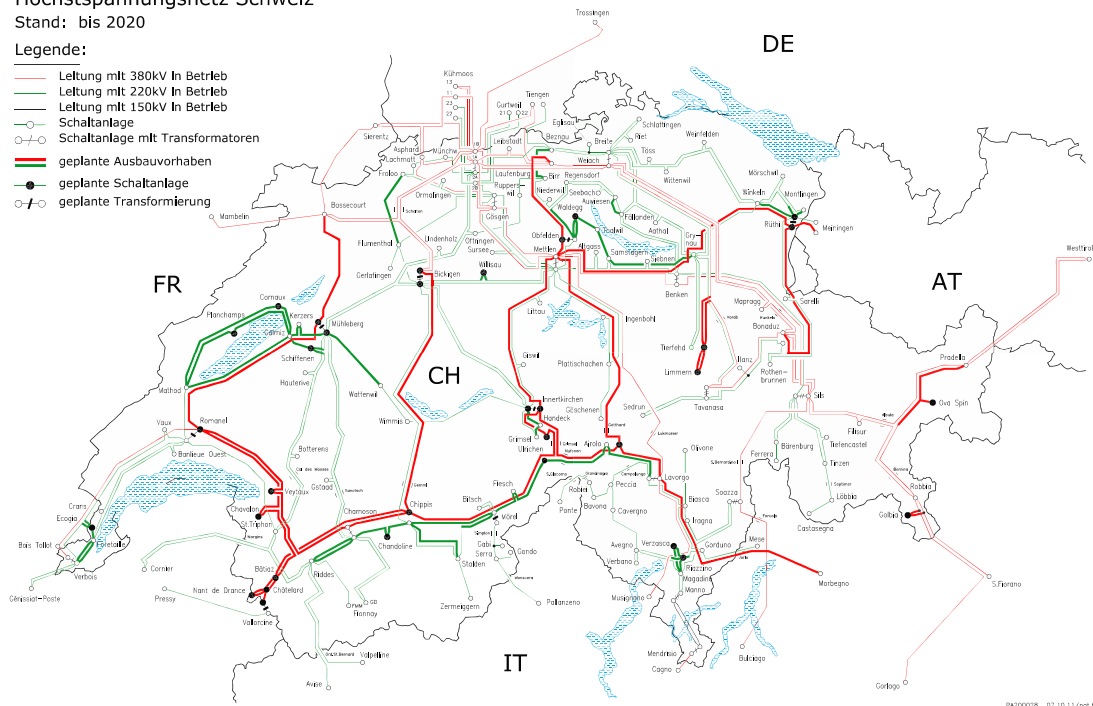


Abbildung 1: Das Schweizer Übertragungsnetz gemäß der Netzvariante "Netz 2020" (Quelle: Swissgrid)

Legende:

- Leitung mit 380kV in Betrieb
- Leitung mit 220kV in Betrieb
- Schaltanlage
- /○ Schaltanlage mit Transformatoren

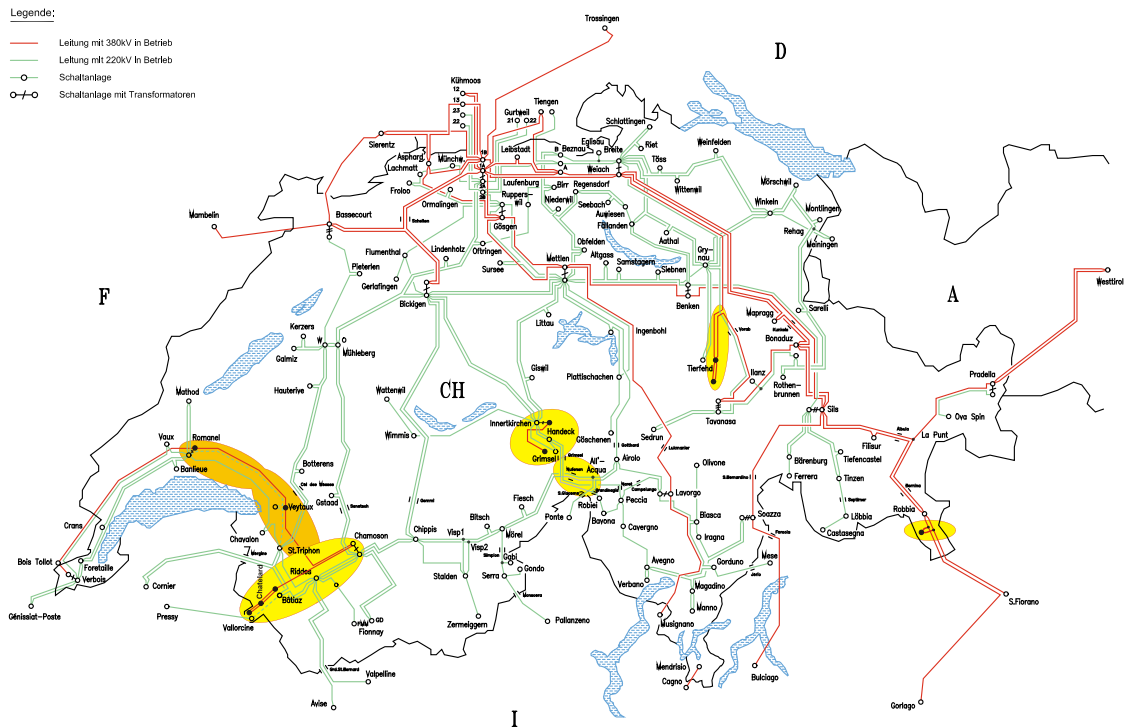


Abbildung 2: Das Schweizer Übertragungsnetz gemäß der Netzvariante "Netz 2011(+)"

### 3.3 Angebotsvarianten und Spitzenlastentwicklung

In dieser Studie werden die beiden Angebotsvarianten C&E sowie E aus dem Szenario "Neue Energiepolitik" der Grundlagen der Energiestrategie (Bundesamt für Energie BFE, 2011) behandelt und analysiert. Die Variante C&E zeichnet sich durch einen Zubau von fünf Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD-Anlagen) mit jeweils 550 MW Bruttoleistung, den Zubau von erneuerbaren Erzeugern (Wind, Photovoltaik) sowie den Ausbau der Wasserkraft und dezentraler Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) aus. Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen ist Abbildung 3 (links) zu entnehmen. Die Angebotsvariante E unterscheidet sich insofern von Variante C&E, als dass keine zentralen GuD-Anlagen zugebaut werden, was in Abbildung 3 (rechts) zu sehen ist.

Der Zubau der Kraftwerkskapazitäten bis 2050 erfolgt unter Berücksichtigung von geplanten Projekten, den vorhandenen technisch-wirtschaftlichen Potentialen und der gegebenen Netzsituation.

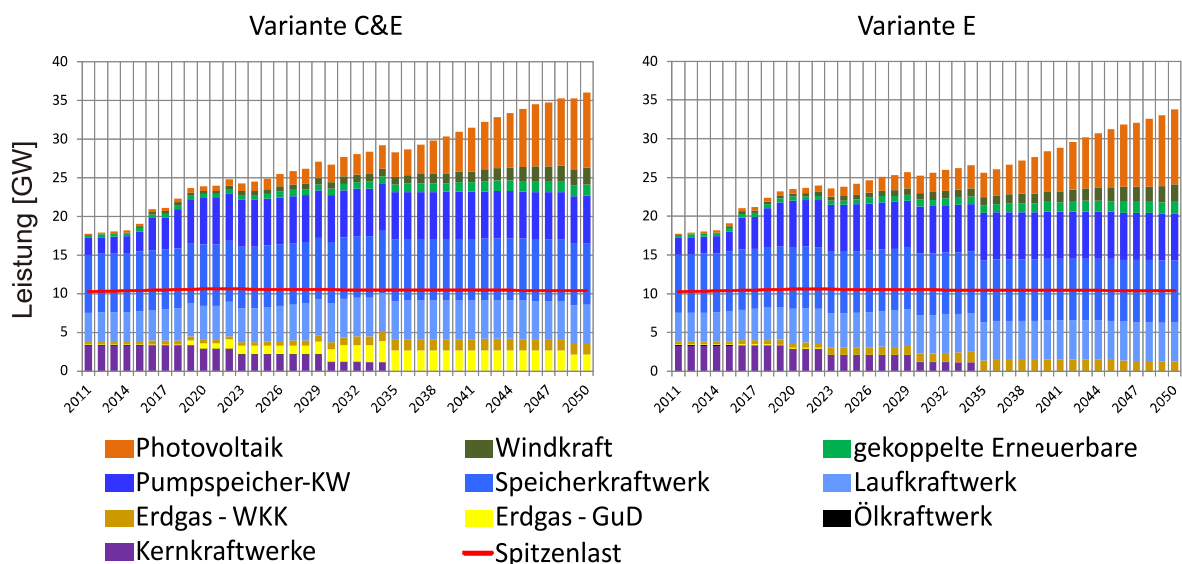


Abbildung 3: Gegenüberstellung installierter Leistungen [GW] und Spitzenlast [GW] Varianten C&E (links) und E (rechts)

Die roten Linien in den Diagrammen der Abbildung 3 stellen die Entwicklung der Spitzenlast der Schweiz dar. Diese ist im Szenario "Neue Energiepolitik" leicht degressiv, was die Energiesparziele in diesem Szenario widerspiegeln soll.

Aus den Abbildungen ist ersichtlich, dass die Summe der installierten Kapazitäten stärker ansteigt, als die Spitzenlast. Dies lässt sich damit begründen, dass die installierte Kapazität vor allem bei den Erneuerbaren nicht gleich der verfügbaren Kapazität zu setzen ist, da erneuerbare Erzeuger, wie Wind und Photovoltaik, dargebotsabhängig sind.

Ein weiterer Punkt, den es zu berücksichtigen gilt, ist, dass Speicher- und Pump-speicher-kraftwerke nur über ein gewisses Fassungsvermögen in ihren Speicherbecken verfügen. Wenn dieses Volumen aufgebraucht ist, stehen die installierten Kapazitäten nicht mehr zur Verfügung.

Für die restlichen Erzeuger (thermisch, nuklear und gekoppelte Erneuerbare) lässt sich sagen, dass diese Kraftwerkstypen zwar grundsätzlich bedarfsgerecht sind, jedoch gewartet werden müssen oder ausfallen können. Dementsprechend werden in der Simulation bei allen Kraftwerkstypen technische Verfügbarkeiten berücksichtigt.

### 3.4 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa

Um eine Aussage über die Entwicklungen in der Schweiz treffen zu können, müssen die externen Parameter für alle Erzeugungs- und Netzvarianten einheitlich sein. Durch diese Vereinheitlichung wird erreicht, dass eine Änderung des Endergebnisses ausschließlich auf eine Änderung der Simulationsannahmen in der Schweiz zurückzuführen ist. Aus diesem Grund wird für alle Varianten eine einheitliche kontinentaleuropäische Kraftwerkspark- und Spitzenlastentwicklung (siehe Abbildung 4) sowie ein einheitlicher Netzausbau zugrunde gelegt.

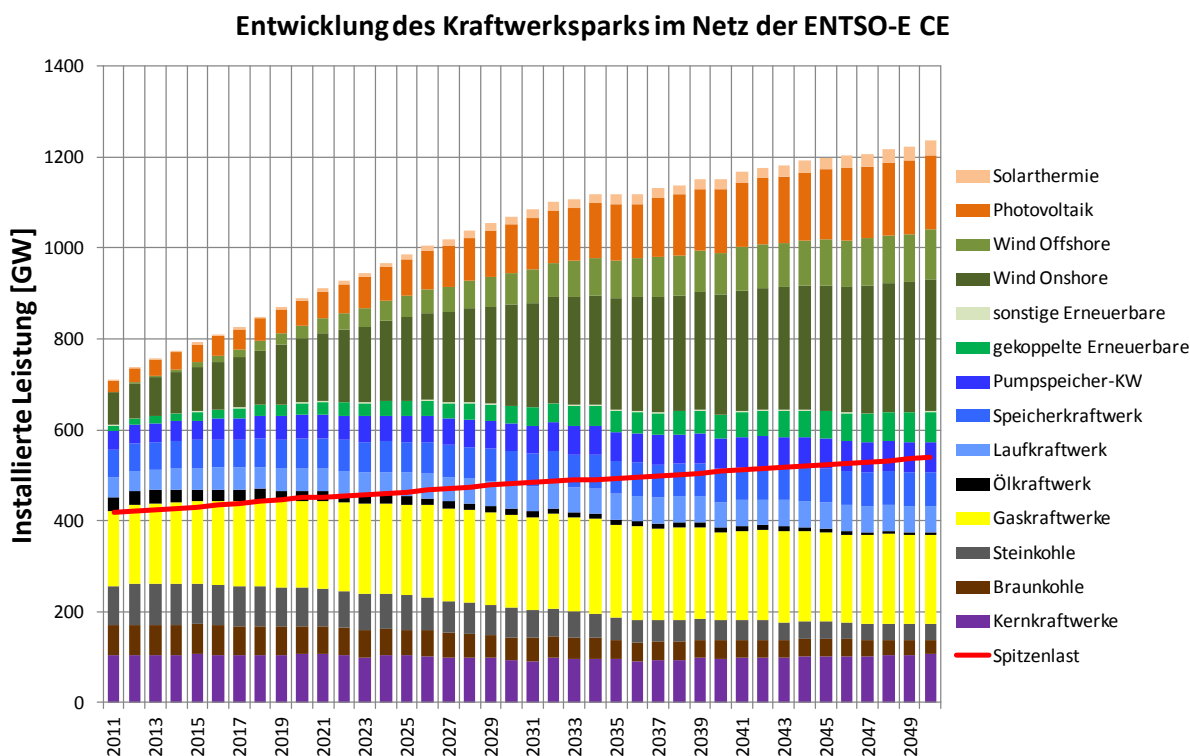


Abbildung 4: Entwicklung der Spitzenlast [GW] und des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa bis 2050

Diese Entwicklungen entsprechen dabei den Grundideen des Szenarios "Neuen Energiepolitik" (Bundesamt für Energie BFE, 2011). Es kommt zu einem moderaten Anstieg der Spitzenlast und einer Reduktion des Kapazitätsanteils aus fossiler Erzeugung. Die Daten für den Kraftwerkspark und den Verbrauch stammen aus dem World Energy Outlook 2010 (International Energy Agency, 2010).

Der Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes wird gemäß dem Ten-Year Net Development Plan (TYNDP) durchgeführt (ENTSO-E, 2010). Der TYNDP umfasst eine breite Anzahl an Leitungsprojekten im gesamten Netz der ENTSO-E CE. Um dem Grundgedanken des Szenarios "Neue Energiepolitik" gerecht zu werden, wird die Annahme getroffen, dass es beim Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsprozess zu keinen Verzögerungen kommt, und die im TYNDP angegebenen Errichtungszeitpunkte eingehalten werden. In einigen Fällen wurde als Errichtungszeitpunkt lediglich ein Zeithorizont angegeben. Für diese Fälle werden die Zeitpunkte der Errichtung unter Berücksichtigung der allgemeinen Netzsituation abgeschätzt.



## 4 Auswirkungen auf den Stromhandel der Schweiz

Die unterschiedlichen Angebots- und Netzvarianten wirken sich maßgeblich auf den Stromhandel der Schweiz mit ihren Nachbarländern aus. Für die Analyse des Stromhandels werden je Monat und Periode<sup>3</sup> die physikalischen Lastflüsse je Grenze ermittelt. Dabei wird nach dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Simulationsablauf vorgegangen. Als Ergebnisse werden die Lastflüsse nach einem etwaigen Redispatch herangezogen. Anhand dieser Lastflüsse lassen sich über die jeweilige Dauer der entsprechenden Periode die gehandelten Energiemengen bestimmen, anhand derer man anschließend Jahressalden bilden kann. Für den Gesamtsaldo sind die physikalischen Lastflüsse gleich den gehandelten Mengen, auf einzelnen Grenzen können jedoch aufgrund von indirekten Lastflüssen deutliche Abweichungen zwischen Lastflüssen und Handelsflüssen auftreten. Ein positiver Saldo stellt einen Export, ein negativer Saldo einen Import der Schweiz dar.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Entwicklung der jährlich ausgetauschten Energiemengen für die beiden Erzeugungsvarianten bei einem Netzausbau gemäß Variante "Netz 2020". Abbildung 7 stellt den direkten Vergleich der Handelssalden (Exporte minus Importe) je Jahr für die beiden Erzeugungs- und die beiden jeweiligen Netzvarianten dar. Die roten Balken in den Diagrammen zeigen jene Jahre, in denen Kernkraftwerke in der Schweiz vom Netz gehen.

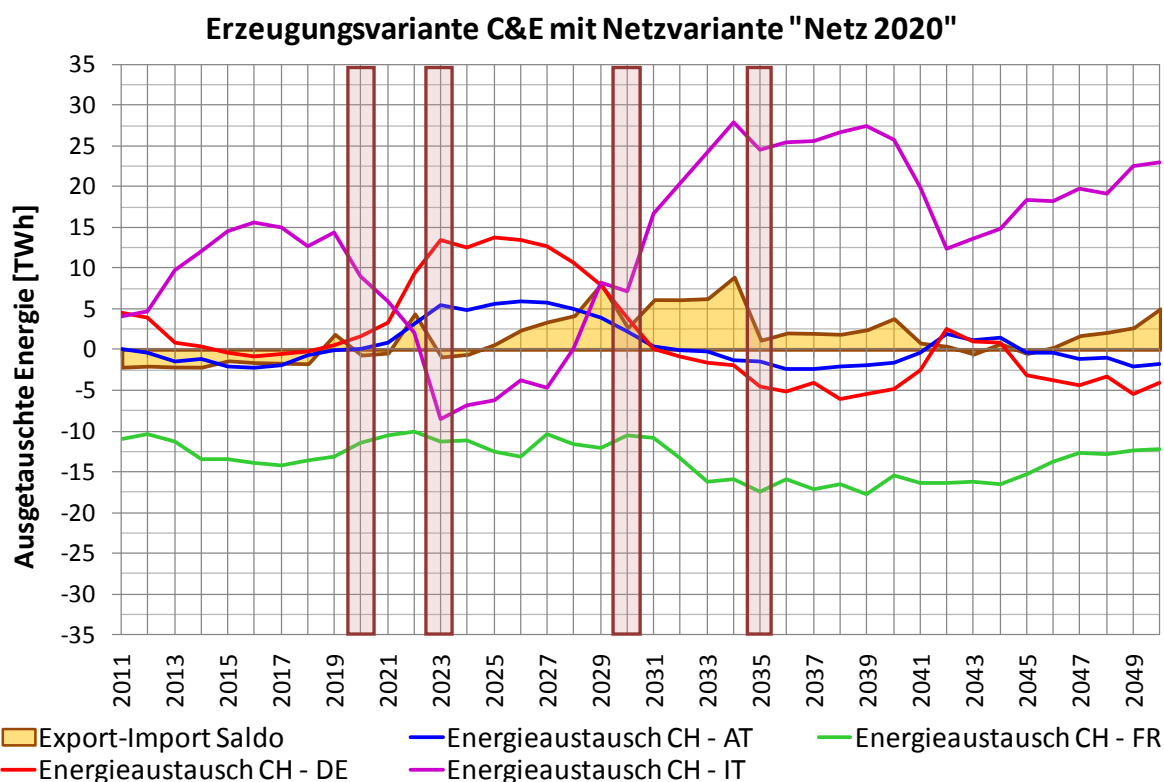


Abbildung 5: Entwicklung der jährlich von der Schweiz mit den Nachbarländern ausgetauschten Energiemengen für die Erzeugungsvariante C&E mit der Netzvariante "Netz 2020"

<sup>3</sup> In ATLANTIS wird jedes Monat in vier Perioden, zwei Peak- und zwei Offpeak-Perioden, unterteilt.

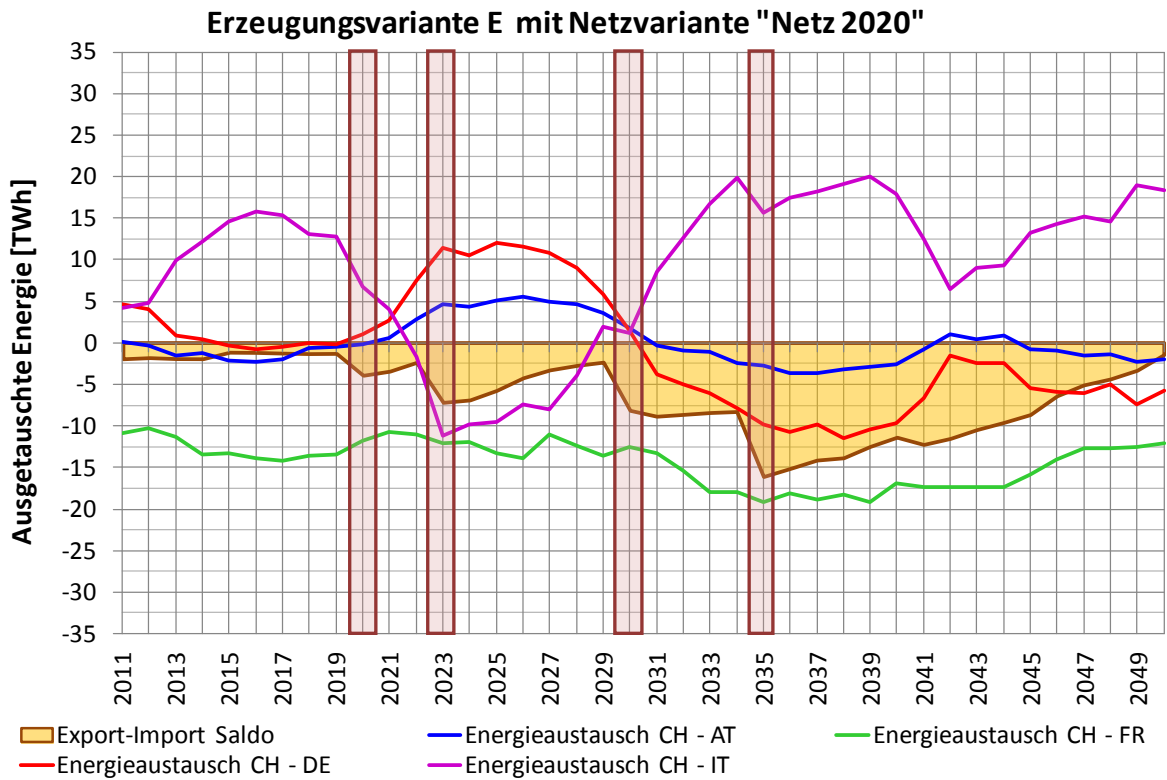


Abbildung 6: Entwicklung der jährlich von der Schweiz mit den Nachbarländern ausgetauschten Energiemengen für die Erzeugungsvariante E mit der Netzvariante "Netz 2020"

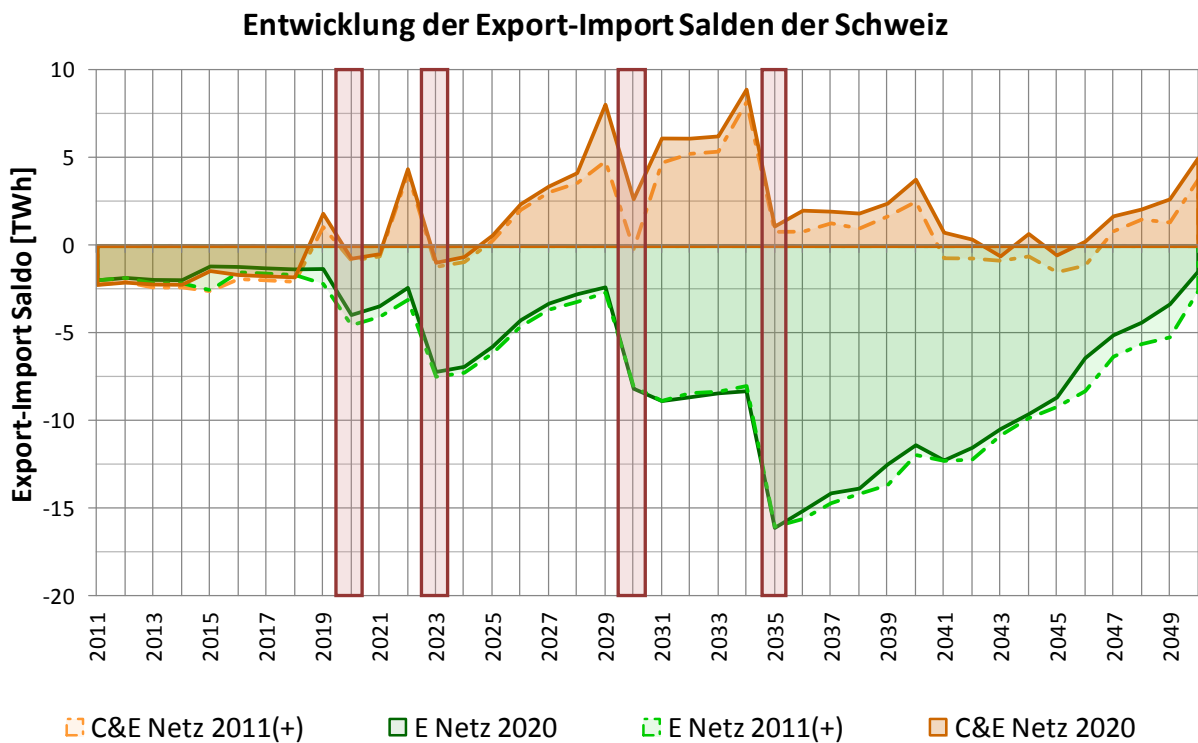


Abbildung 7: Vergleich der Auswirkungen der Erzeugungs- und Netzvarianten auf die Export-Import Salden der Schweiz

Aus der Abbildung 5 sowie Abbildung 6 wird ersichtlich, dass die Schweiz als Transitland für den Stromfluss aus Deutschland, Frankreich und Österreich nach Italien dient. Für den Zeitraum von 2023 bis 2030 kehrt sich der Transit um, es entsteht ein Süd-Nord-Transit. Diese Umkehr der Transitrichtung resultiert aus der Stilllegung deutscher Kernkraftwerke. Die letzten Kernkraftwerke in Deutschland gehen im Szenario „neue Energiepolitik“ 2022 vom Netz. Die dadurch fehlende Erzeugung wird erst in den Folgejahren durch den Bau neuer Anlagen kompensiert. Frankreich dient für die Schweiz ungeachtet der Entwicklungen in Deutschland, weiterhin als Netto-Exporteur.

Die Analyse des Stromhandels der Schweiz mit den Nachbarländern lässt die folgenden Schlussfolgerungen zu:

- Die Außerbetriebnahme der Schweizer Kernkraftwerke führt für alle vier Varianten zu starken Einbrüchen im Export-Import Saldo. In der Variante C&E wird der Nettoexport der Schweiz reduziert, in der Variante E der Nettoimport erhöht. Erst im Verlauf der Simulation kommt es zu einem Ausgleich durch den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten.
- Bei einem Kraftwerksausbau laut Angebotsvariante C&E wird die Schweiz zum Netto-Exporteur, in der Variante E zum Netto-Importeur. Es kommt im Vergleich zur Variante C&E zu geringeren Exporten nach Italien und höheren Importen aus Deutschland, Frankreich und Österreich. Die Erzeugungsvarianten C&E und E unterscheiden sich im Wesentlichen nur durch den Zubau von fünf GuD-Anlagen in Variante C&E. Damit ist der Unterschied im Handelssaldo auf die Erzeugung aus diesen GuD-Anlagen zurück zu führen.
- Der Anstieg des Exportes zwischen 2035 und 2050 in der Variante E lässt sich durch den stark ausgeprägten Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der Schweiz erklären.
- Der starke Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wirkt sich maßgeblich auf den Einsatz der GuD-Anlagen aus. Erneuerbar erzeugter Strom erhält am Markt durch Förderungen bzw. Abnahmeverpflichtungen bevorzugt einen Zuschlag, weshalb GuD-Anlagen schwerer in den Markt kommen. Infolgedessen sinken die Vollaststunden der fossilen Erzeuger ab. Als Endresultat kommt es zu einer Annäherung der Handelssalden aus den beiden Angebotsvarianten.
- Ein Netzausbau laut Variante "Netz 2011(+)" führt zu einem stärker importlastigen Saldo. Der schwächere Netzausbau führt dazu, dass die Kraftwerke in der Schweiz, aufgrund von Netzengpässen, ihre Produktion drosseln müssen. Die fehlende Energie muss importiert werden. Dieser Effekt tritt vermehrt in der Variante C&E auf. Dies zeigt, dass es durch einen schwächeren Netzausbau zu einer Reduktion des Handelssaldos kommt.

## 5 Auswirkungen auf den Redispatchbedarf in der Schweiz

In den Berechnungen von Simulationen mit dem Modell ATLANTIS wird im ersten Schritt ein Kraftwerkseinsatz basierend auf einem Marktmodell bestimmt. Dabei kommt es zu einer Reihung der Kraftwerke gemäß ihrer variablen Erzeugungskosten. Den Zuschlag erhalten jene Kraftwerke die am günstigsten anbieten. Der internationale Handel findet in dieser Betrachtung ebenso Berücksichtigung und wird durch die NTC je Ländergrenze beschränkt. Der aus dem Marktmodell resultierende Kraftwerkseinsatz stellt den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des internationalen Handels, aber ohne exakte Berücksichtigung der physikalischen Durchführbarkeit, dar. Es werden keine Netzengpässe durch den entstehenden Lastfluss berücksichtigt. Um die physikalischen Restriktionen einzubeziehen wird in einem zweiten Schritt der Lastfluss aufgrund des Kraftwerkseinsatzes laut Marktmodell ermittelt. Durch diesen Kraftwerkseinsatz kann es im Netz zu Engpässen oder unzulässig hohen Auslastungen von Netzelementen kommen. In diesem Fall wird von ATLANTIS ein Eingriff in den Kraftwerkseinsatz durchgeführt, da eine Überlastung in der Praxis unzulässig ist. Dieser Schritt wird Redispatch genannt und stellt die Abweichung des tatsächlichen Kraftwerkseinsatzes von einem marktoptimalen Kraftwerkseinsatz dar. Das Ziel des Redispatches ist die Aufhebung der Engpässe durch Reduktion der Einspeisung eines Kraftwerks vor dem Engpass und die Erhöhung der Einspeisung hinter dem Engpass. Durch das Marktmodell wird das Handelsvolumen zwischen den einzelnen Ländern festgelegt, dieses Volumen sollte auch nach dem Redispatch noch eingehalten werden. Reicht ein regelzoneninterner Redispatch nicht aus um die Engpässe vollständig aufzuheben, kann das Handelsvolumen verändert werden. Dieser Prozess wird internationaler Redispatch genannt. Diese Methodik soll die aktuelle Situation, dass Redispatch aufgrund organisatorischer Barrieren bevorzugt regelzonenintern erfolgt, widerspiegeln.

Der Redispatch selbst lässt sich in negativen und positiven Redispatch aufteilen. Negativer Redispatch liegt vor, wenn ein Kraftwerk seine Erzeugung aufgrund eines Engpasses drosseln muss. Die dadurch fehlende Leistung muss in weiterer Folge von Kraftwerken, die vor dem Redispatch keine oder weniger Leistung eingespeist haben, erzeugt werden. Dabei handelt es sich um den positiven Redispatch. Die durch diese Verschiebung in der Erzeugung entstehenden Kosten, durch einen teureren Kraftwerkseinsatz, werden entsprechend den Netztarifregulierungen auf den Endkunden abgewälzt.

Für rein nationalen Redispatch muss die Summe aus positivem und negativem Redispatch gleich null sein. Ist die Summe ungleich null findet internationaler Redispatch statt. Liegt negativer internationaler Redispatch in einem Land vor, kann dieses Land seine internen Netzengpässe nicht allein aufheben und ist auf die "Hilfe" eines oder mehrerer Nachbarländer angewiesen. In den aushelfenden Ländern wird ein positiver internationaler Redispatch verzeichnet. In Ländern mit negativem internationalen Redispatch wird die Erzeugung entgegen dem Marktergebnis gedrosselt, in jenen mit positivem internationalen Redispatch wird die Erzeugung erhöht.

Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen den positiven und negativen Redispatch von Schweizer Kraftwerken aufgrund von Netzengpässen in den Erzeugungsvarianten C&E und E für die Netzvariante "Netz 2020".

## Erzeugungsvariante C&amp;E mit Netzvariante "Netz 2020"

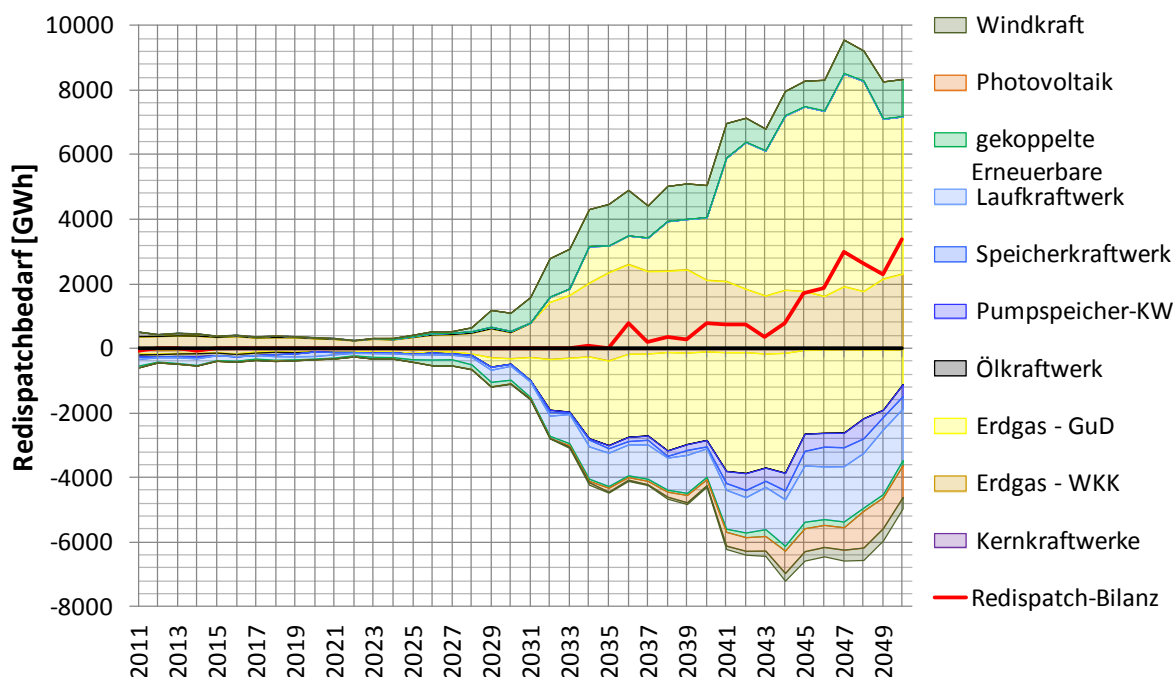


Abbildung 8: Entwicklung des jährlichen Redispatchbedarfs für die Erzeugungsvariante C&E mit Netzvariante "Netz 2020"

Abbildung 8 zeigt ab 2026 einen Zuwachs des Redispatchbedarfs. Davor werden aufgrund von Netzengpässen hauptsächlich Wasserkraftwerke gedrosselt und durch WKK-Anlagen kompensiert. Ab 2030 steigt der negative Redispatch der Wasserkraftanlagen und es werden vermehrt zum jeweiligen Zeitpunkt neue GuD-Anlagen zurückgefahren. Als Ersatz für die fehlende Energie wird die Erzeugung aus WKK- und älteren GuD-Anlagen (schlechterer Wirkungsgrad), sowie die Erzeugung aus gekoppelten erneuerbaren Erzeugen erhöht.

Ab 2040 kommt es vermehrt zu einer Reduktion der Erzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen.

Die Schweiz muss bis 2033 de facto keinen internationalen Redispatch durchführen. Ab 2033 wird der Saldo aus positivem und negativem Redispatch größer null. Das bedeutet, dass die Schweiz aufgrund von Engpässen in einem anderen Land Energie zur Behebung der Engpässe in diesem Land beisteuert.

In Abbildung 9 sieht man den Redispatchbedarf für die Erzeugungsvariante E. Bei dieser Variante kommt es ebenso ab 2026 zu einem Anstieg des Redispatchbedarfs. Es werden Wasserkraft und in geringem Maß Photovoltaik- und Windkraftanlagen zurückgefahren und durch WKK- und gekoppelte erneuerbare Anlagen ersetzt.

### Erzeugungsvariante E mit Netzvariante "Netz 2020"

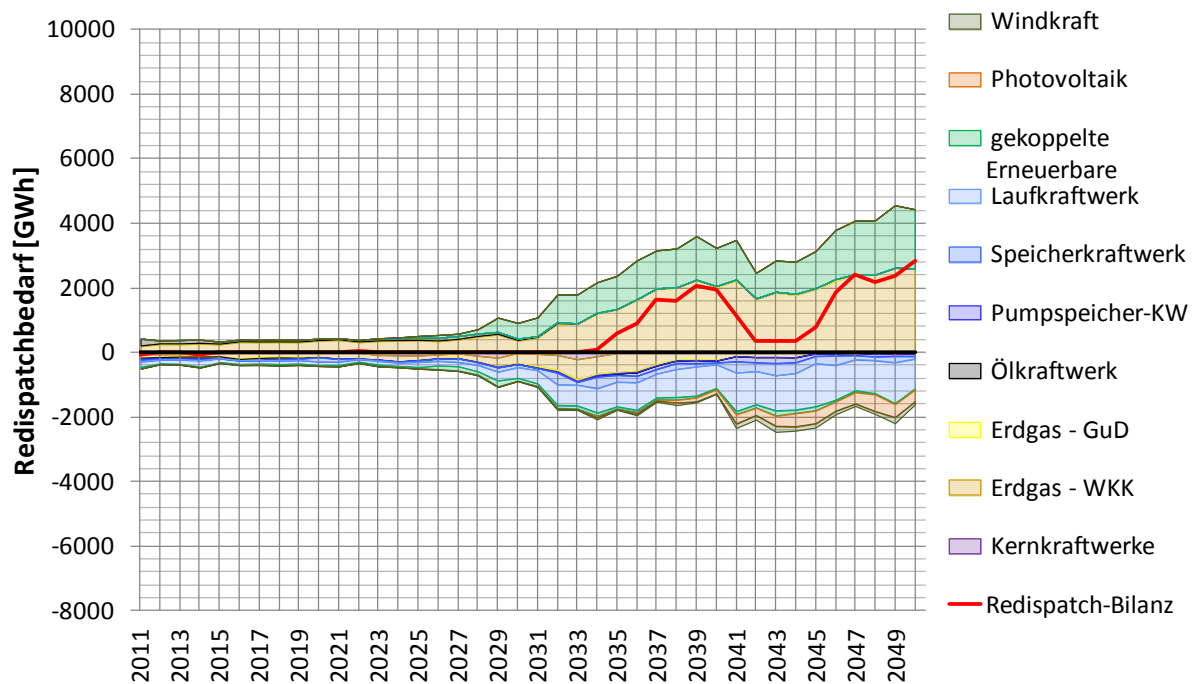


Abbildung 9: Entwicklung des Redispatchbedarfs für die Erzeugungsvariante E mit Netzvariante "Netz 2020"

Ein direkter Vergleich des gesamten positiven und negativen Redispatchbedarfs beider Erzeugungs- und der dazugehörigen Netzvarianten ist in Abbildung 10 dargestellt.

### Vergleich des Redispatchbedarfs der Erzeugungs- und Netzvarianten

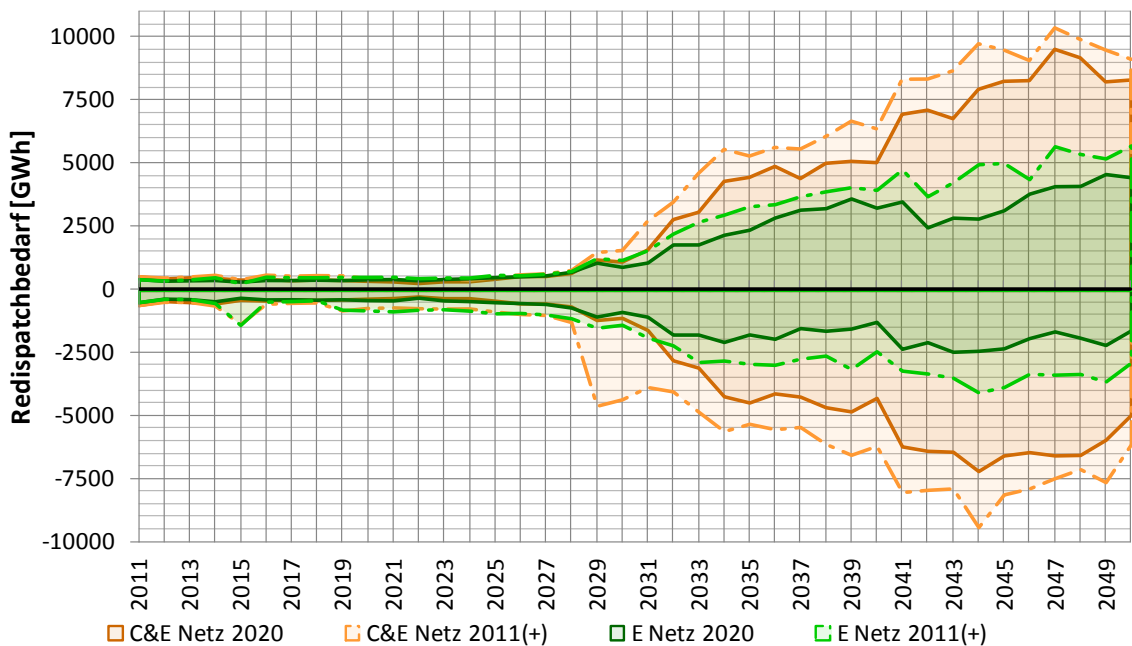


Abbildung 10: Vergleich des Redispatchbedarf der zwei Erzeugungs- und deren Netzvarianten

Aus dem Vergleich des Redispatchbedarfs der Erzeugungs- und Netzvarianten lassen sich die folgenden Erkenntnisse ableiten:

- In „Netz 2020“ treten in der Simulation ab 2027 Netzengpässe auf, deren Behebung in zunehmendem Ausmaß Redispatchmaßnahmen erfordert.
- Ein Kraftwerksparkausbau gemäß Variante C&E hat einen höheren Redispatch zur Folge, als ein Ausbau entsprechend der Angebotsvariante E. Der erhöhte Redispatchbedarf in Variante C&E lässt sich mit einer allgemein höheren Einspeisung durch die zusätzlichen GuD-Anlagen erklären. Die zentrale Einspeisung dieser Anlagen führt zu einer hohen Belastung des Netzes am Einspeiseort. In der Angebotsvariante C&E wird in vielen Fällen die Erzeugung neuer GuD-Anlagen reduziert und durch Erzeugung aus älteren GuD-Anlagen kompensiert. Parallel zur Inbetriebnahme der GuD-Anlagen sollte daher ein entsprechender Netzausbau angedacht werden.
- Eine wesentliche Schlussfolgerung ist, dass durch einen schwächeren Netzausbau, wie das bei der Netzvariante "Netz 2011(+)" der Fall ist, sowohl der negative als auch der positive Redispatchbedarf höher sind und früher anzusteigen beginnen. Daraus lässt sich folgern, dass das "Netz 2011(+)" allgemein höher belastet ist als das "Netz 2020". Neben dem allgemein höheren Redispatchbedarf ist aus Abbildung 10 ersichtlich, dass der negative Redispatchbedarfszuwachs größer als der Zuwachs des positiven Redispatchbedarfs ist. Dies hat zur Folge, dass die Schweiz im Vergleich zu einem Netzausbau laut Variante "Netz 2020" weniger zum internationalen Redispatch beitragen kann.
- Die Analyse des Redispatchbedarfs unter Berücksichtigung der Netzvarianten zeigt, dass durch die Investition in ein stärkeres Netz Redispatch und damit einhergehende Kosten vermieden werden können.

## 6 Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ähnlich der europäischen Union will auch die Schweiz ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um mindestens 20% senken (SRDRS). Daher ist es von hohem Interesse, wie sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Schweizer Stromerzeugung in Abhängigkeit vom eingesetzten Kraftwerkspark entwickeln werden. Neben den Emissionen in der Schweiz werden die gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung betrachtet. Abbildung 11 zeigt den Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Schweizer Stromerzeugung als Resultat der unterschiedlichen Erzeugungs- und Netzvarianten.

Die Analyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Schweizer Stromerzeugung ergibt:

- Die Angebotsvariante E erzeugt erwartungsgemäß weniger CO<sub>2</sub> als die Variante C&E, da der Anteil an fossiler Erzeugung geringer ist.
- In der Variante C&E kommt es zu einer Spitze der Emissionen um 2035 mit einer anschließenden Abnahme der Emissionen. Dieser Effekt kommt zustande da der starke Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der Schweiz die vorhandenen GuD-Anlagen aus dem Markt drängt.
- Ein ausgesprochen interessantes Ergebnis zeigt sich, wenn man die unterschiedlichen Netzvarianten miteinander vergleicht. Die Variante "Netz 2011(+)" führt für beide Angebotsvarianten zu erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen, wobei die Differenz in der

Variante E stärker ausfällt. Somit wird durch einen umfassenderen Netzausbau ein umweltschonenderer Kraftwerkseinsatz möglich.

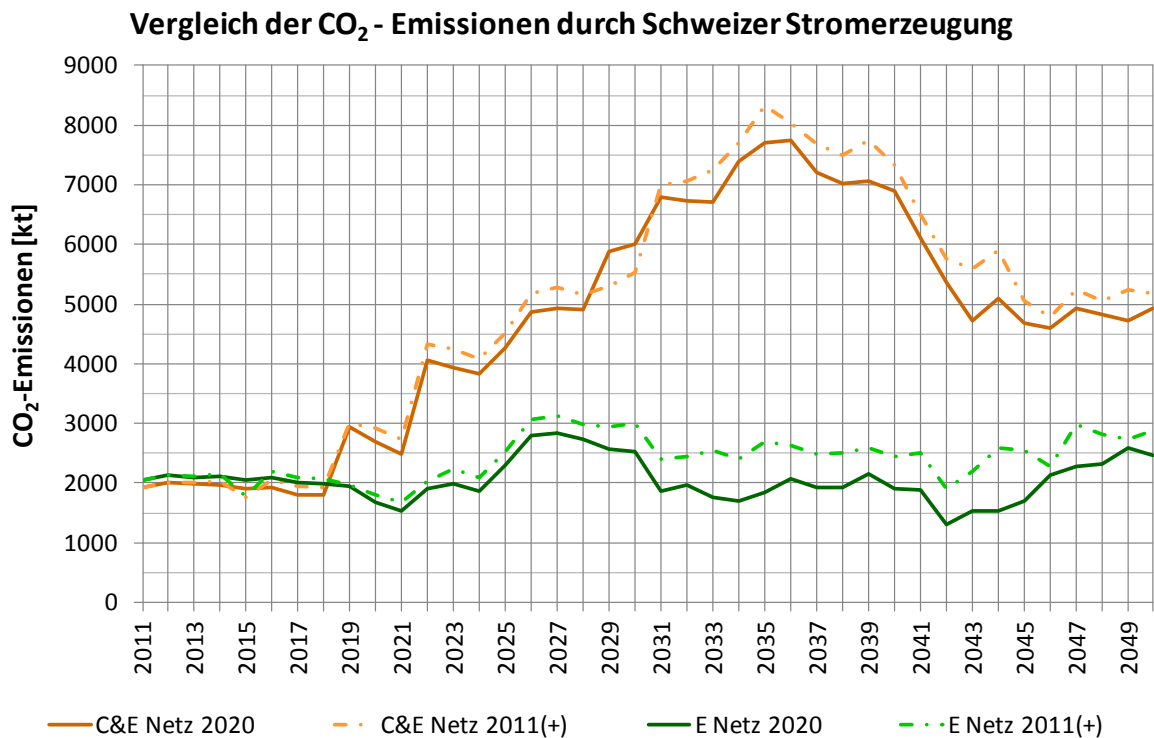


Abbildung 11: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in unterschiedlichen der Angebots- und Netzvarianten

Die Angebotsvariante E hat in der Schweiz geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge als die Variante C&E. Dies liegt zum großen Teil daran, dass in der Variante E keine GuD-Anlagen zur Stromerzeugung herangezogen werden und mehr Energie aus dem Ausland importiert wird. Somit fallen zwar in der Schweiz durch einen Kraftwerkseinsatz gemäß Variante E weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen an, jedoch muss auch der gesamteuropäische Raum betrachtet werden. Die Importe der Schweiz können unter Umständen aus Kraftwerken mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen stammen, was sich negativ auf den gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß auswirkt. In Tabelle 4 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der gesamteuropäischen Stromerzeugung der beiden Angebotsvarianten für die Netzvariante "Netz 2020" dargestellt.

Tabelle 4: Vergleich der europaweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung

Erzeugungs- variante	CO <sub>2</sub> -Emissionen [Mio t]		
	bis 2020	bis 2035	bis 2050
C&E	6.864	13.168	17.748
E	6.869	13.205	17.781
Differenz	6	37	33

Tabelle 4 zeigt, dass durch den Kraftwerksausbau laut Variante E in Kontinentaleuropa mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen resultieren als im Fall des Ausbaus gemäß Variante C&E. Das Ergebnis zeigt, dass die fehlende Erzeugung aus modernen GuD-Anlagen in der Schweiz, wie es bei Variante C&E der Fälle wäre, durch Kraftwerke mit höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, z.B. Kohlekraftwerken, kompensiert und in die Schweiz exportiert wird.



## 7 Netzkritische Situationen

Bei den Berechnungen in ATLANTIS wird eine jährliche Spitzenlastdeckungsrechnung durchgeführt. Bei dieser Berechnung wird ermittelt, ob sich unter Berücksichtigung des resultierenden physikalischen Lastflusses die Spitzenlast decken lässt, ohne dass es dabei zu Netzüberlastungen kommt.

Ist es nicht möglich einen Kraftwerkseinsatz zu finden, der die Spitzenlast unter Einhaltung der Grenzwerte der Netzelemente decken kann, stellt dies eine netzkritische Situation dar. In diesem Fall kann in ATLANTIS ein fiktives Kraftwerk mit sehr hohen variablen Erzeugungskosten zugebaut werden. Dieses Kraftwerk wird lokal so platziert, dass es den Engpass, der für die netzkritische Situation verantwortlich ist, aufhebt. Die hohen Erzeugungskosten gewährleisten eine Verhinderung eines Kraftwerkseinsatzes im freien Markt. Dadurch wird dieses fiktive Kraftwerk nur aktiv, wenn die Systemstabilität gefährdet ist.

Eine Untersuchung der eingespeisten Energiemengen aus diesen fiktiven Kraftwerken ermöglicht eine Lokalisierung der netzkritischen Situationen.

Die Simulationen haben gezeigt, dass ein Netzausbau laut Variante "Netz 2011(+)" zu eben solchen netzkritischen Situationen führt. Diese netzkritischen Situationen werden durch Netzelemente in der Schweiz (Waadt, Wallis sowie Zürich) ausgelöst und treten lediglich bei der Variante "Netz 2011(+)", keinesfalls aber bei der Netzvariante "Netz 2020" auf.

Bei dieser Untersuchung muss jedoch erwähnt werden, dass aufgrund der Arbeitsweise von ATLANTIS bei den Berechnungen keine innerlährlichen Änderungen bei den Sonderschaltzustände des Netzes berücksichtigt werden. Unter Umständen könnten die ermittelten netzkritischen Situationen durch geänderte Sonderschaltungen behoben werden. Allenfalls zeigen die Simulationen, dass der Ausbau zum „Netz 2020“ gegenüber der Netzvariante "Netz 2011(+)" zu einer erhöhten Systemstabilität und erleichtertem Netzbetrieb führt.

## 8 Zusammenfassung der Ergebnisse

Durch die Analyse der Auswirkungen von zwei Stromangebots- und zwei Netzausbaupvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft können die folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Ein umfassender Netzausbau ist in der Schweiz auf jeden Fall anzuraten. Diese Aussage lässt sich in erster Linie durch die kritischeren Netzzustände im Falle eines schwachen Netzausbaus begründen. Neben den netzkritischen Situationen zeigt sich, dass die Schweiz durch einen umfassenden Netzausbau weniger Strom importieren muss, die Schweizer Stromerzeugung geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge hat und weniger Kosten durch Redispatch entstehen. Die Summe dieser Effekte steht den Kosten für einen umfassenden Netzausbau, wie in Variante "Netz 2020" vorgeschlagen, gegenüber.
- Die Angebotsvariante E weist für die getroffenen Szenarioannahmen einen geringeren Redispatchbedarf und geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb der Schweiz auf. Jedoch ist dem ein erhöhter Importbedarf gegenübergestellt. Die importierte Energie wird teilweise aus Kraftwerken, welche eine schlechtere CO<sub>2</sub>-Intensität als die GuD-Anlagen der Variante C&E aufweisen, bezogen. Dadurch kommt es bei

einem Vergleich der gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Stromerzeugung in der Variante E zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen als in der Variante C&E.

- In beiden Erzeugungsvarianten steigt der Redispatchbedarf ab 2026 stark an. Damit ist ersichtlich, dass das Netz zu diesem Zeitpunkt sehr stark ausgelastet ist. Die starke Belastung des Netzes führt zu mehr Engpässen, die durch einen Redispatch aufgehoben werden müssen. Aus diesen Gründen wäre ein umfassender Ausbau des Netzes bis 2020 und auch darüber hinaus ratsam.

## Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie BFE. (2011). *Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modell)*. Bern: BFE.

ENTSO-E. (2010). *Ten-Year Network Development Plan 2010-2020*. ENTSO-E.

Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, & Stigler. (2010). Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. *21st World Energy Congress*. Montreal.

International Energy Agency. (2010). *World Energy Outlook 2010*. France: OECD/IEA.

Kommission der Europäischen Gemeinschaft. (18. Juli 2007). Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien),.

Schweizer Nationalbank. (2011). *Statistisches Monatsheft Dezember 2011*. Schweizer Nationalbank.

SRDRS. (kein Datum). *Schweizer Radio DRS*. Abgerufen am 01. 02 2012 von <http://www.drs.ch/www/de/drs/nachrichten/schweiz/118542.der-weg-zur-co2-reduktion.html>