

Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern

Analyse für Greenpeace Deutschland

Berlin, 31. Januar 2013

Charlotte Loreck

Hauke Hermann

Dr. Felix Chr. Matthes

Lukas Emele

Lothar Rausch

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49-30-40 50 85-380
Fax: +49-30-40 50 85-388

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49-61 51-81 91-0
Fax: +49-61 51-81 91-133

Geschäftsstelle Freiburg

Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-761-452 95-0
Fax: +49-761-452 95-288

www.oeko.de

Zusammenfassung

Die Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten hat sich mit dem Beschluss zur Rückkehr auf den Ausstiegspfad aus der Kernenergie im Jahr 2011 zu einem energie- und atompolitisch sensiblen Sachverhalt entwickelt. Sowohl in Deutschland als auch im Ausland wird immer wieder postuliert, dass Deutschland nach Abschaltung der Kernkraftwerke im März 2011 zusätzlichen Strom aus ausländischen Kernkraftwerken importieren müsse, um den Kernenergie-Ausstieg im Lande abzusichern, und dass damit letztlich die Integrität des Kernenergie-Ausstiegs konterkariert würde.

Vor diesem Hintergrund wurde eine umfangreiche Datenanalyse zur Entwicklung des Stromaustauschs mit den Nachbarstaaten sowie zur Produktionsentwicklung deutscher und ausländischer Kernkraftwerke vorgenommen.

Im Jahr 2011 sank die Stromerzeugung aus Kernenergie im Vergleich zum Vorjahr um mehr als ein Fünftel. Dennoch hat Deutschland 2011 und in den ersten neun Monaten des Jahres 2012 mehr Strom exportiert als importiert. In der Jahresbilanz wurde die gegenüber 2010 weggefallene Erzeugung im Jahr 2011 zu zwei Dritteln durch den Ausbau erneuerbarer Energien und zu einem Drittel durch Reduzierung des Exportüberschusses ersetzt.

Eine genaue Analyse der Stromimporte und -exporte seit 2003 zeigt: Deutschland exportiert seit Jahren im Winter Strom, importiert jedoch im Sommer. Importiert wird also nicht wegen eines (technischen) Mangels an Kraftwerkskapazität. Denn obwohl die inländische Nachfrage gerade im Winter am höchsten ist, verfügen deutsche Kraftwerke offenbar auch in diesen Monaten über ausreichende Kapazitäten. Sie decken nicht nur die hohe Binnennachfrage, sondern exportieren sogar noch Überschüsse. Importiert wird dagegen traditionell im Sommer, wenn die heimische Nachfrage niedriger ist als im Winter. Ein Grund dafür ist die Schneeschmelze in den Alpen im Frühjahr und Sommer. In dieser Zeit produzieren die Wasserkraftwerke in den Alpenländern viel Strom, zugleich werden teurere fossile Kraftwerke in Deutschland heruntergefahren. Ein zweiter Grund für dieses saisonale Muster sind die französischen Kernkraftwerke. Sie werden als klassische Grundlastkraftwerke betrieben. Wenn im Sommer die Nachfrage in Frankreich niedrig ist, exportieren sie Strom. Kernkraftwerke werden allerdings nicht für den Export betrieben; vielmehr werden ihre Überschüsse ins Ausland verkauft, um zu vermeiden, dass die Kernkraftwerke ihre Leistung reduzieren müssen. Im Winter reicht die Produktion aus französischen Kernkraftwerken oft nicht zur Deckung des eigenen Bedarfs. Dann exportiert Deutschland Strom nach Frankreich.

Wenn in Deutschland Kernkraftwerke abgeschaltet werden, beeinflusst das nicht Stromüberschüsse in Frankreich, die dadurch entstehen, dass Kernkraftwerke ihre Leistung nicht absenken. Eine zusätzliche Stromproduktion aus französischen Kernkraftwerken als Folge der Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke kann auf Grundlage der ökonomischen Mechanismen im Strommarkt auf theoretischer Ebene wie auch als Ergebnis der Analyse empirischer Produktionsdaten ausgeschlossen werden.

Auch 2011 wurde im Frühjahr und Sommer mehr Strom importiert als im Winter. Zufällig überlagerte sich dieser jahreszeitlich typische Übergang von Nettoexporten zu Nettoimporten mit der Stilllegung deutscher Kernkraftwerke Mitte März 2011 und weiteren revisionsbedingten Außerbetriebnahmen von deutschen (Kern-) Kraftwerken im Mai 2011. Der auch im Jahr 2011 beobachtete Anstieg der Importe im Frühjahr und Sommer ist also nicht primär auf den Kernenergieausstieg, sondern hauptsächlich auf diese typische jahreszeitliche Änderung zurückzuführen.

Zwar kam es im Frühjahr und Sommer 2011 kurzzeitig zu geringfügig höheren Nettoimporten als in den Vorjahren. Dies ist aber kein Indiz dafür, dass ausländische Kraftwerke die deutsche Stromversorgung sichern mussten. Denn Importe und Exporte finden in erster Linie nicht wegen eines (technischen) Mangels an Kraftwerkskapazität statt, sondern sie sind Ergebnis der grenzüberschreitenden Optimierung von Angebot und Nachfrage auf dem europäischen Strommarkt. Dies bestätigen auch die folgenden Ergebnisse dieser Analyse:

- 2011 wurde mehr Strom aus Frankreich importiert als 2010. Insgesamt machten die zusätzlichen Importe aber nur etwa 1 % der deutschen Jahres-Stromerzeugung aus, wobei dieses Niveau auch in früheren Jahren erreicht wurde und vor allem nicht mit einer erhöhten Produktion der französischen Kernkraftwerke einherging. Dabei ist zu beachten, dass der Stromhandel und die physikalischen Importe zwischen Deutschland und Frankreich deutlich voneinander abweichen: Es wird systematisch mehr Strom physikalisch von Frankreich nach Deutschland transportiert als gehandelt. Auch im Jahr 2011 waren die deutschen physikalischen Stromimporte aus Frankreich im Wesentlichen Durchleitungen in Nachbarländer. Zu einem großen Teil handelte es sich dabei um Transitflüsse von Frankreich über Deutschland in die Schweiz (und von dort aus teilweise weiter nach Italien).
- Das Angebot an erneuerbaren Energien hat großen Einfluss auf die Importe und Exporte. Im Jahr 2010 waren in Skandinavien nur geringe Niederschläge zu verzeichnen. Deshalb wurde Strom aus Deutschland dorthin exportiert. Nach sehr starken Niederschlägen im Jahr 2011 produzierte Skandinavien mehr Strom aus Wasserkraftwerken als es verbrauchte – Deutschland konnte Strom importieren. Dies erklärt zum Großteil den Abbau des deutschen Exportüberschusses.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland beeinflusst aber auch den Stromaußenhandel. Hier kommt es zu bedeutenden Veränderungen: Obwohl Deutschland im Sommer bisher immer Strom importierte, hat es im Juli, August und September 2012 exportiert. Deutschland exportiert aktuell insbesondere auch dann Strom, wenn viel Solarstrom anfällt. Offensichtlich werden fossile Kraftwerke nicht heruntergefahren, wenn die Photovoltaik viel Strom liefert. Ihre Produktion wird stattdessen exportiert. Dies ist ein weiteres Beispiel dafür, dass Importe und Exporte im Wesentlichen eine Folgeerscheinung von Optimierungsprozessen sind, die täglich auf dem Strommarkt vollzogen werden.

Für eine grundsätzliche Bewertung des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie ist festzuhalten:

- Die Existenz von Stromimporten bildet kein Indiz für eine Gefährdung der (inländische) Versorgungssicherheit.
- Die Abschaltung von Kernkraftwerken hat nicht zu erhöhten Importen von Strom aus ausländischen Kernkraftwerken geführt und ist insofern nicht durch den Stromaußenhandel konterkariert worden.

Die Strukturen des Stromaußenhandels bilden vielmehr einen Indikator für die in der jeweiligen Marktsituation vorfindlichen Kostenstrukturen der verschiedenen nationalen Kraftwerksparks im europäischen Binnenmarkt für Elektrizität. Insofern können über den grenzüberschreitenden Stromaustausch auch erhebliche Flexibilitätsoptionen für die Integration erneuerbarer Energien in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem erschlossen werden. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch, dass das komplexe Zusammenwirken von Kostenstrukturen in der Erzeugung, nationalen und grenzüberschreitenden Infrastrukturengpässen sowie des Marktdesigns in zunehmendem Maße über die nationalen Grenzen hinausgehende Analysen und Aktivitäten erfordern.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Fragestellung	17
2	Methodische Vorbemerkungen	20
2.1	Funktionsweise des Strommarkts und Entscheidungsfindung über Importe und Exporte	20
2.2	Datenquellen und Abgrenzungen	24
2.2.1	<i>Definition und Abgrenzung der monatlichen Importe und Exporte der ENTSO-E</i>	24
2.2.2	<i>Definition und Abgrenzung der stündlichen Importe und Exporte der ENTSO-E</i>	24
3	Entwicklung der Stromerzeugung	26
3.1	Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung in Deutschland	26
3.2	Erzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland in stündlicher Auflösung	28
3.3	Entwicklung der Spotpreise in Deutschland und den Nachbarländern	30
4	Importe und Exporte	37
4.1	Historische Entwicklung der Importe und Exporte Deutschlands insgesamt	37
4.1.1	<i>Jährliche Import- und Exportbilanzen Deutschlands</i>	37
4.1.2	<i>Monatliche Import- und Exportbilanzen Deutschlands</i>	39
4.2	Stromaustausch Deutschlands mit einzelnen Nachbarländern	42
4.2.1	<i>Jährlicher Stromaustausch mit den Nachbarländern</i>	42
4.2.2	<i>Monatlicher Stromaustausch mit den Nachbarländern</i>	44
4.3	Stündlicher Import-/Export-Saldo und jahreszeitliche Entwicklung von Import und Export im Tagesverlauf	49
5	Sonderanalysen	58
5.1	Frankreich	58
5.1.1	<i>Transitflüsse von Frankreich durch Deutschland in die Schweiz</i>	59
5.1.2	<i>Produktion französischer Kraftwerke und Import-/Export-Saldo</i>	67
5.2	Ringflüsse von Norddeutschland über Polen, Tschechien und Österreich nach Süddeutschland	73
5.3	Zwischenfazit Sonderanalysen	82
6	Schlussfolgerungen	83
7	Referenzen	86
7.1	Literatur	86
7.2	Verwendete Datenbestände	87
Anhang		89
A1	Austauschbilanzen anderer europäischer Länder	89
A1.1	Schweiz, Österreich, Italien	89

A1.2	Tschechien	91
A1.3	Polen.....	92
A1.4	Skandinavien	94
A1.5	Niederlande und Belgien	97
A2	Austauschsaldo Deutschlands mit verschiedenen Ländern.....	99
A2.1	Niederlande.....	99
A2.2	Dänemark.....	100
A2.3	Schweden.....	101

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Beispielhafte Darstellung der Merit-Order der deutschen Kraftwerke	20
Abbildung 2	Beispiel Marktkopplung – Erklärung der Mechanismen	22
Abbildung 3	Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2011	27
Abbildung 4	Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke vom 1. Januar 2010 bis zum 30. November 2012	28
Abbildung 5	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2010 (1. April 2010 bis 30. September 2010)	31
Abbildung 6	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2010/2011 (1. Oktober 2010 bis 31. März 2011)	31
Abbildung 7	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011)	33
Abbildung 8	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011) an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen	33
Abbildung 9	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2011/12 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012)	34
Abbildung 10	Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2012 (1. April 2012 bis 30. September 2012)	35
Abbildung 11	Entwicklung des deutschen Stromimportaldos von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III, 2012	37
Abbildung 12	Entwicklung der jährlichen Stromimporte und -exporte in Deutschland von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012	38
Abbildung 13	Monatlicher Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012	40
Abbildung 14	Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012 im monatlichen Vergleich	40
Abbildung 15	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012	41
Abbildung 16	Jährlicher physikalischer Importsaldo Deutschlands nach Ländern von 2003 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012	43
Abbildung 17	Monatlicher Importsaldo (physikalisch) zwischen Deutschland und den Nachbarländern 2003-2012 (positiv = Netto-Importe)	46
Abbildung 18	Monatliche physikalische Exporte aus Deutschland in die Nachbarländer 2003-2012	47

Abbildung 19	Monatliche physikalische Importe aus Nachbarländern nach Deutschland 2003-2012.....	48
Abbildung 20	Stündlicher Importsaldo und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch) für Deutschland; Erzeugung aus deutschen Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012	50
Abbildung 21	Stromproduktion in Deutschland nach Energieträgern, Netzlast (Achse 1); Exportsaldo (Handel und physikalisch, Achse 2) im Mai 2011	51
Abbildung 22	Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Sommer 2010 (13. April 2010 bis 30. September 2010).....	52
Abbildung 23	Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Winter 2010/11 (1. Oktober 2010 bis 31. März 2011).....	53
Abbildung 24	Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011).....	53
Abbildung 25	Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011, jeweils im Tagesdurchschnitt)	54
Abbildung 26	Entwicklung des kommerziellen Handels im Winter 2011/2012 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012).....	55
Abbildung 27	Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Winter 2011/2012 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012, jeweils im Tagesdurchschnitt)	55
Abbildung 28	Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt im Sommer 2012 (1. April 2012 bis 30. September 2012).....	56
Abbildung 29	Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Sommer 2012 (1. April 2012 bis 30. September 2012, jeweils im Tagesdurchschnitt).....	57
Abbildung 30	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Frankreichs, Januar 2003 bis September 2012	58
Abbildung 31	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Frankreichs, Januar 2003 bis September 2012	59
Abbildung 32	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Frankreich nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012.....	60

Abbildung 33	Gegenüberstellung der kommerziellen und physikalischen Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz	61
Abbildung 34	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Frankreich in die Schweiz und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012	63
Abbildung 35	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Deutschland in die Schweiz und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch), Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012	63
Abbildung 36	Delta zwischen physikalischen und kommerziellen Stromflüssen für Frankreich-Deutschland, Deutschland-Schweiz und Schweiz-Frankreich im ersten Halbjahr 2012	64
Abbildung 37	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Frankreich nach Italien und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken im ersten Halbjahr 2012.....	65
Abbildung 38	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von der Schweiz nach Italien und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch);Erzeugung aus Kernkraftwerken im ersten Halbjahr 2012.....	65
Abbildung 39	Differenzen zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Frankreich-Italien und Schweiz-Italien im ersten Halbjahr 2012.....	66
Abbildung 40	Tägliche Produktionsdaten französischer Kraftwerke von Januar 2007 bis November 2012 und physikalischer und kommerzieller Importsaldo Frankreich-Deutschland.....	67
Abbildung 41	Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im März 2011 (Achse 2).....	69
Abbildung 42	Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im März 2012 (Achse 2).....	69
Abbildung 43	Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im Mai 2011 (Exporte positiv, Achse 2))	71
Abbildung 44	Stündliche Stromproduktion in Deutschland nach Energieträgern, Netzlast (Achse 1);Austauschsaldo mit Frankreich im Mai 2011 (Exporte positiv, Achse 2)).....	71

Abbildung 45	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Polen nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012	73
Abbildung 46	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Polen nach Tschechien und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012	74
Abbildung 47	Differenz zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Deutschland-Polen und Polen-Tschechien im ersten Halbjahr 2012	74
Abbildung 48	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Tschechien nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch; Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis November 2012.....	75
Abbildung 49	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Tschechien nach Österreich und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis November 2012.....	76
Abbildung 50	Delta zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Polen-Tschechien und Tschechien-Österreich im ersten Halbjahr 2012.....	76
Abbildung 51	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Österreich nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis Juni 2012.....	77
Abbildung 52	Differenz zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Deutschland-Polen und Österreich-Deutschland von April bis Juni 2012.....	78
Abbildung 53	Korrelation der Windeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone und Abweichungen zwischen kommerziellen und physikalischen Flüssen zwischen Deutschland und Polen im Jahr 2011	79
Abbildung 54	Auftreten von Redispatch in der 50Hertz-Regelzone und Korrelation mit Importen in die 50Hertz-Regelzone im zweiten Halbjahr 2011	80
Abbildung 55	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für die Schweiz, Januar 2003 bis September 2012	89
Abbildung 56	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Österreich, Januar 2003 bis September 2012	90

Abbildung 57	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Italien, Januar 2003 bis September 2012	90
Abbildung 58	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Tschechiens, Januar 2003 bis September 2012.....	91
Abbildung 59	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Tschechiens, Januar 2003 bis September 2012	92
Abbildung 60	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Polens, Januar 2003 bis September 2012	93
Abbildung 61	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Polens, Januar 2003 bis September 2012	93
Abbildung 62	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden, Januar 2003 bis September 2012	94
Abbildung 63	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Schwedens, Januar 2003 bis September 2012	95
Abbildung 64	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Schwedens, Januar 2003 bis September 2012	95
Abbildung 65	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Dänemarks, Januar 2003 bis September 2012	96
Abbildung 66	Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Dänemarks, Januar 2003 bis September 2012	96
Abbildung 67	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für die Niederlande, Januar 2003 bis September 2012.....	97
Abbildung 68	Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Belgien, Januar 2003 bis September 2012.....	98
Abbildung 69	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von den Niederlanden nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012.....	99
Abbildung 70	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Dänemark nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012.....	100
Abbildung 71	Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Schweden nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012.....	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der jährlichen Stromimporte und -exporte in Deutschland von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012.....	38
Tabelle 2	Jährlicher physikalischer Importsaldo Deutschlands nach Ländern von Januar 2003 bis September 2012.....	42
Tabelle 3	Saldo der jährlichen physikalischen und kommerziellen Importe von Frankreich nach Deutschland auf Basis der stündlichen Werte der ENTSO-E	60

1 Einleitung und Fragestellung

Mitte März 2011 kam es – als Folge der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima – zur Stilllegung erheblicher KKW-Kapazitäten in Deutschland. Fünf Kernkraftwerke gingen innerhalb weniger Tage vom Netz (Brunsbüttel, Krümmel und Biblis B waren bei Beginn des Moratoriums aus anderen Gründen nicht in Betrieb). Damit ist auf dem deutschen Strommarkt vergleichsweise schlagartig eine neue Situation entstanden. Die wegfallende Stromerzeugung durch Kernenergie wurde durch andere Erzeugungsweisen ersetzt.

Seither werden die Auswirkungen dieser Abschaltungen von verschiedener Seite öffentlich thematisiert. Eine zentrale Rolle in dieser Auseinandersetzung spielt die Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs. Dabei wird immer wieder postuliert, dass Deutschland nach Abschaltung der Kernkraftwerke im März 2011 zusätzlichen Strom aus ausländischen Kernkraftwerken importieren müsse, um den Kernenergie-Ausstieg im Lande abzusichern.¹

Teilweise vermischen sich in der Diskussion um die Entwicklung des Stromaußenhandels im Kontext der Energiewende verschiedene Aspekte:

- Aus technischer Sicht stellt sich die Frage, welche Folgen die sehr kurzfristigen Abschaltungen für die Versorgungssicherheit haben können (Öko-Institut, 2011a). Dabei werden in der Debatte die beobachteten Stromimporte als technisch notwendig und als Indiz dafür gedeutet, dass die (inländische) Versorgungssicherheit durch die Abschaltungen in Gefahr geraten sei.
- Darauf aufbauend wird im Fall von Stromimporten aus Ländern, die selbst Kernkraftwerke betreiben, die Frage gestellt, ob es moralisch vertretbar sei, im Inland auf Kernenergie und die mit ihr verbundenen Risiken zu verzichten, wenn dies zur Folge hat, dass in anderen Ländern Kernkraftwerke laufen (müssen).

Dabei sind Stromexport und –import in erheblichem Umfang sowie auch deutliche Veränderungen der über die Grenzen transportierten Strommengen keineswegs ein neues Phänomen. Die Existenz von Stromaußenhandel, seine Veränderungen hinsichtlich Volumen und Strukturen sind Ergebnis energiewirtschaftlicher Entwicklungen (z.B. Veränderungen bei Brennstoffpreisen), infrastruktureller Veränderungen (Ausbau und Bewirtschaftung von Grenzkuppelstellen etc.), aber auch politischer Projekte (Stärkung des europäischen Binnenmarktes über Marktkopplung etc.). Die stärkere Integration des europäischen Strommarktes über eine Verstärkung des grenzüberschreitenden Stromhandels kann die Effizienz des Stromversorgungssystems erhöhen, macht zu-

¹ Vgl. dazu exemplarisch: „Stillschweigend wird auch der Import von Atomstrom aus Frankreich hingenommen. Energiepolitik ohne Selbstbetrug scheint weiterhin nicht möglich“ (Manfred Köhler, FAZ, 1. September 2011), „Wir sollten uns nicht damit abfinden, dass wir jetzt vermehrt Kernenergie importieren“ (Rainer Brüderle, FAZ, 5. Juni 2012).

sätzliche Flexibilitätsoptionen verfügbar (auch für den Ausbau erneuerbarer Energien) und kann – wenn auch angesichts von Infrastrukturengpässen durchaus mit Einschränkungen – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen.

Bei allen Analysen zur Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs ist es deshalb sinnvoll, zwei Dimensionen zu unterscheiden:

- Stromversorgung als technisches System, in dem zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bestimmte – technische – Kriterien zu erfüllen sind, etwa die Vorhaltung ausreichend hoher Erzeugungskapazitäten;
- Stromversorgung als liberalisierter, länderübergreifender Markt, in dem ökonomische Kriterien ausschlaggebend für Investitionen und den Betrieb von Kraftwerkskapazitäten sind.

Die Auswirkungen der zweiten Dimension, also der europaweiten Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und des Stromaustauschs zwischen den europäischen Ländern, der sich aus ihr ergibt, werden in der energiepolitischen Debatte oft und zu Unrecht ausgeblendet. Die Bewertung von Stromimporten und –exporten konzentriert sich dagegen oft nur auf die erste, technische Dimension. In einer solchen Wahrnehmung ergeben sich problematische Bewertungen, wenn ökonomisch motivierte Stromimporte als Hinweise auf technische Engpässe gedeutet oder Stromexporte undifferenziert als Erfolg von Energiepolitik interpretiert werden.

Die oben beschriebenen Postulate einer Gefährdung der Versorgungssicherheit durch den deutschen Ausstieg aus der Kernenergie sowie der Konterkariierung deutscher Ausstiegspolitik durch Kernenergie-Importe müssen also im Kontext einer ohnehin komplexen Sach- und Wahrnehmungslage untersucht werden.

Um die Folgen des deutschen Kernenergieausstiegs auf die europäische Erzeugungsstruktur und damit auch auf die Import-Export-Situation zwischen Deutschland und anderen europäischen Ländern adäquat bewerten zu können, ist es damit einerseits notwendig, zwischen technischen und ökonomischen Treibern für die beobachteten Kraftwerkseinsätzen und Handelsflüsse zu unterscheiden.

Andererseits ist es erforderlich, die Entwicklungen im Zeitverlauf zu analysieren, also die physikalischen und kommerziellen grenzüberschreitenden Stromflüsse vor und nach dem Kernenergie-Moratorium im März 2011 zu vergleichen. Zu berücksichtigen sind dabei an Hand von Vergleichsdaten aus den Vorjahren auch saisonale und untertägige Effekte, etwa der Zusammenhang mit fluktuierender erneuerbarer Einspeisung.

Ziel der hier vorgelegten Untersuchung ist es, die Debatte um den Zusammenhang von Kernenergieausstieg und Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs auf Grundlage einer fundierten Datenanalyse zu versachlichen und dabei auch die Hypothese, dass der deutsche Kernenergieausstieg durch zunehmende Kernenergiestromimporte konterkariert würde, einer kritischen Prüfung zu unterziehen.

Die vorliegende Kurzstudie unterzieht verschiedene Fragestellungen zur Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs einer vertieften Analyse. Sie baut auf einer erste Analyse zu diesem Thema aus dem Jahr 2011 auf (Öko-Institut 2011b),

berücksichtigt aber einen deutlich breiteren und vor allem im Zeitverlauf bis zum aktuellen Rand reichenden Datenbestand. Der Untersuchungsgang ist wie folgt strukturiert:

In Kapitel 2 wird die grundsätzliche Funktionsweise des deutschen Strommarktes und seiner Interaktion mit den Nachbarländern dargestellt. Außerdem werden die verschiedenen Datenquellen zu Importen und Exporten in das bzw. aus dem deutschen Stromsystem vorgestellt und ihre unterschiedlichen Abgrenzungen erläutert.

In Kapitel 3 wird die Entwicklung der Stromerzeugung und der Strompreise beschrieben. Insbesondere werden Betrieb und Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken im Zeitverlauf als Grundlage für die nachfolgenden Analysen dokumentiert. Auch die Spotpreisentwicklung in wichtigen europäischen Nachbarländern wird dargestellt.

In Kapitel 4 wird der internationale Stromaustausch verschiedenen quantitativen Analysen unterzogen:

- Ausgangspunkt der Analyse sind jährliche und monatliche Daten zum Stromaustauschsaldo Deutschlands in historischer Entwicklung.
- In einem zweiten Schritt werden der jährliche und der monatliche Stromaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern nach einzelnen Ländern differenziert untersucht.
- Schließlich werden die stündlichen Lastflüsse Deutschlands mit seinen Nachbarländern dargestellt. Dies umfasst sowohl die kommerziellen, als auch die physikalischen Lastflüsse. Auf Basis von stündlichen Mittelwerten für den Stromaustausch im Tagesverlauf für Sommer- und Winterhalbjahre werden Schwankungen im Tagesverlauf und jahreszeitliche Effekte dokumentiert.

Kapitel 5 umfasst zwei Sonderanalysen: Hier werden erstens die Transitflüsse von Frankreich durch Deutschland in die Schweiz und der Zusammenhang zwischen dem französischen Import-/Export-Saldo und der Produktion französischer Kraftwerke untersucht. Zweitens werden Ringflüsse von Norddeutschland durch die osteuropäischen Nachbarländer und Österreich nach Süddeutschland analysiert.

Das abschließende Kapitel 6 enthält zentrale Schlussfolgerungen aus den vorhergehenden Analysen.

Im Anhang sind ergänzende Daten bzw. ausgewählte Abbildungen zu den Austauschsalen verschiedener Länder und zum Stromaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern zusammengestellt.

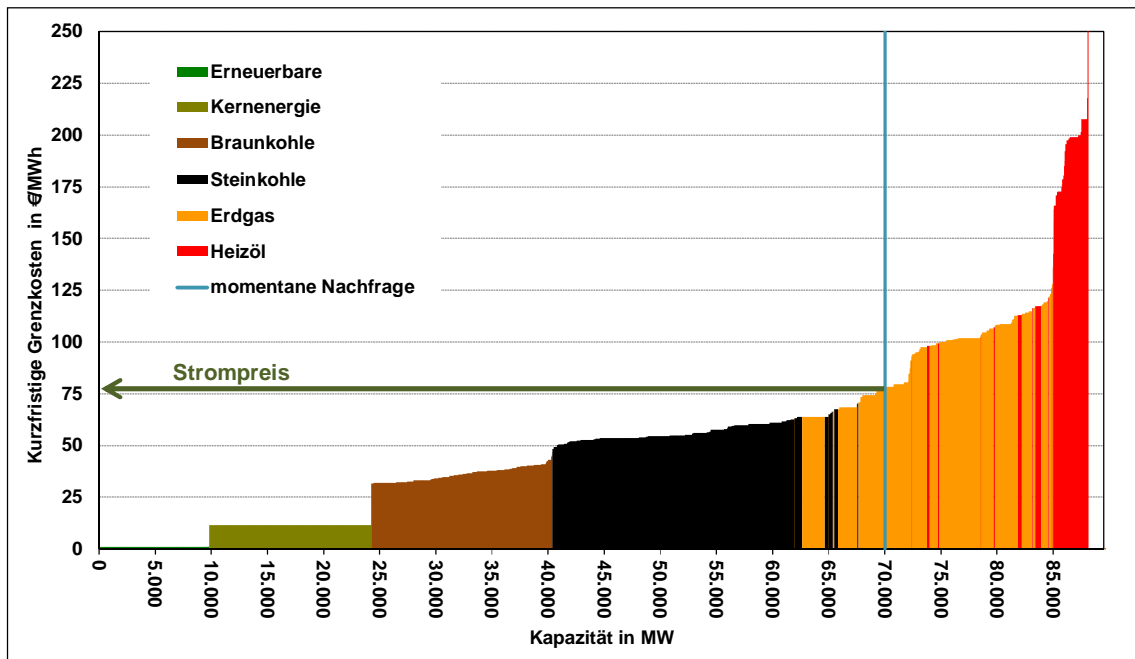
2 Methodische Vorbemerkungen

2.1 Funktionsweise des Strommarkts und Entscheidungsfindung über Importe und Exporte

In liberalisierten Strommärkten erfolgen die Preisbildung und der Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in der Regel über eine Strombörse. In Deutschland, Frankreich und der Schweiz ist diese Strombörse die EPEX Spot mit Hauptsitz in Paris, die aus einer Fusion der Spotmärkte der EEX (Deutschland) und der Powernext (Frankreich) hervorgegangen ist.

Die Preisbildung an der Strombörse EPEX Spot basiert auf Angebot und Nachfrage. Kraftwerke bieten hier ihren Strom zu kurzfristigen Grenzkosten an. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoffkosten und ggf. CO₂-Kosten, sowie zum kleineren Teil aus weiteren variablen Betriebskosten zusammen. Die so entstehende Angebotskurve wird als „Merit-Order“ bezeichnet. Das letzte Kraftwerk, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt den Strompreis (Grenzkraftwerk) für alle benötigten Kraftwerke. Alle teureren Kraftwerke kommen nicht mehr zum Zuge. In Abbildung 1 ist die Merit-Order für den deutschen Kraftwerkspark beispielhaft dargestellt.

Abbildung 1 Beispielhafte Darstellung der Merit-Order der deutschen Kraftwerke



Quelle: Öko-Institut, eigene Darstellung

Die erneuerbaren Energien gehen in dieses Preisgefüge mit kurzfristigen Grenzkosten von nahe Null ein, da sie entweder keine Brennstoffkosten haben (z.B. Wind, Photovoltaik) oder durch EEG-Vergütung und Vorrangregelung faktisch mit Grenzkosten von Null anbieten (Biomasse). Bei den konventionellen Kraftwerken sind die kurzfristigen Grenzkosten der Kernkraftwerke am niedrigsten. Darauf folgen Kraftwerke auf Basis von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl, wobei sich die Brennstoffgruppen je nach

Wirkungsgrad der Kraftwerke und Verhältnis von Brennstoff- zu CO₂-Kosten auch verschränken können. Wenn also Kernkraftwerke verfügbar sind, werden sie bei entsprechender Nachfrage stets voll ausgelastet sein, bevor die nächstteuren Kraftwerke zum Zug kommen.

Täglich um 12:00 Uhr wird an der EPEX eine Auktion für den folgenden Tag durchgeführt, bei der die Preise für jede Stunde ermittelt werden.

Bis vor kurzem wurden die Übertragungskapazitäten zwischen zwei Ländern versteigert. Sie konnten von erfolgreichen Bietern genutzt werden, um Strom von einem Land ins andere zu transportieren (explicit auction). Diese Versteigerung der Übertragungskapazitäten wird derzeit Schritt für Schritt durch die Marktkopplung ersetzt, bei der die Übertragungskapazitäten in die Stromhandelsauktion integriert sind. Am 9. November 2010 wurde das CWE²-Market-Coupling eingeführt. Es umfasst Deutschland, Frankreich und die Benelux-Länder. Über das ITVC (Interim Tight Volume Coupling) erfolgt gleichzeitig eine Kopplung mit Skandinavien.

Zurzeit wird noch ein (kleinerer) Anteil der Übertragungskapazität zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Ländern in jährlichen und monatlichen Auktionen versteigert, die restliche Übertragungskapazität wird automatisch im Rahmen der Marktkopplung von der Strombörse EPEX eingesetzt. Im Jahr 2010 wurde bei der jährlichen Auktion noch eine Übertragungskapazität von 3500 MW von Frankreich nach Deutschland versteigert. 2011 sank die für das gesamte Jahr versteigerte Übertragungskapazität auf 900 MW, im Jahr 2012 noch einmal auf 800 MW.³

Nach Abgabe der Gebote für die tägliche Day-ahead-Spotauktion erstellt die Strombörse EPEX Spot eine gemeinsame Merit-Order für den französischen und den deutschen Markt (sowie für alle anderen gekoppelten Märkte). Dabei werden das Grenzgebot und der Strompreis berechnet, der notwendig ist, um die Last (Nachfrage) zu decken. Ein weiteres Ergebnis der Berechnungen sind die Importe und Exporte zwischen den beiden Marktgebieten. Sofern die berechneten Lastflüsse kleiner als die Übertragungskapazitäten sind, gilt z.B. im französischen und im deutschen Markt derselbe Preis. In den meisten Stunden sind die Spotpreise in Deutschland und Frankreich gleich hoch. (2011 war dies in 70% der Stunden der Fall.⁴) Reicht dagegen die Übertragungskapazität nicht aus, so zerfällt die Merit-Order in eine deutsche und eine französische Einsatzreihenfolge. Die Übertragungskapazität wird dann vollständig genutzt, um Strom von dem Marktgebiet mit dem niedrigeren Preis zum Marktgebiet mit dem höheren Preis zu transportieren. Abbildung 2 verdeutlicht dies. Ohne Marktkopplung betrüge der Marktpreis in der betrachteten Stunde und dem betrachteten Marktgebiet 200 €/je MWh. Dadurch, dass 1500 MW von einer Zone mit niedrigen Preisen in eine

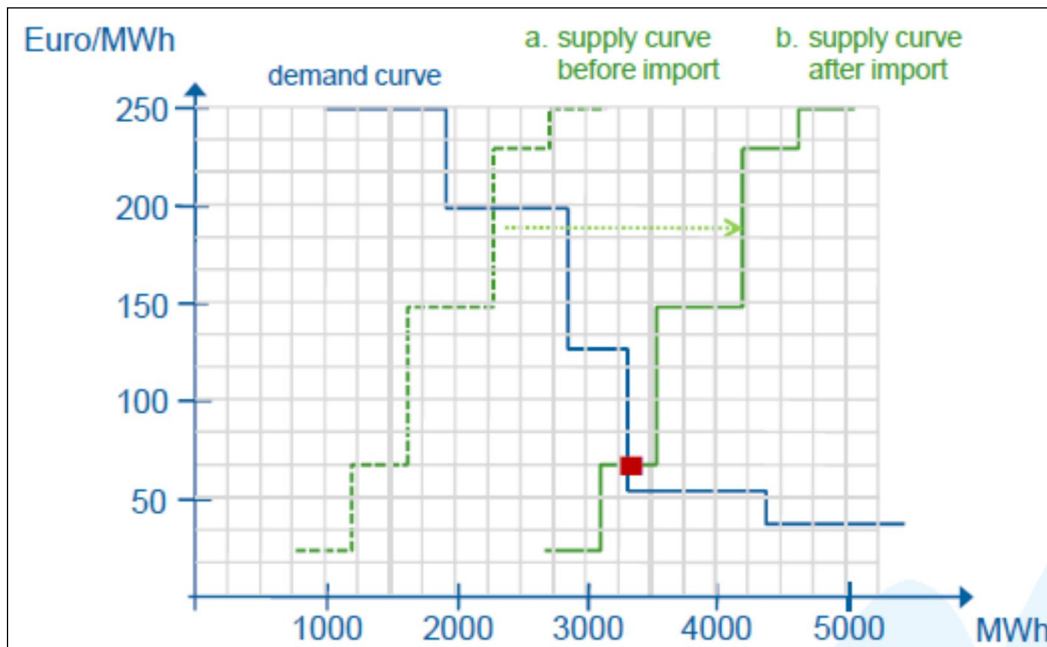
² Central Western European

³ <http://www.casc.eu/en/Market-data/Cumulative-curves/Allocated-Capacity#%20FR%20%3E%3E%20DE>

⁴ Eigene Berechnungen auf Basis der Daten von EPEX Spot

andere mit höheren Preisen exportiert werden, verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts. Dies führt zu einem niedrigeren Preis auf dem Spotmarkt – im hier angeführten Beispiel nur noch 66 €/ MWh. Umgekehrt steigt der Strompreis in der Preiszone, aus der exportiert wird (hier nicht dargestellt).

Abbildung 2 Beispiel Marktkopplung – Erklärung der Mechanismen



Quelle: EMCC (2009)

Besonders interessant ist, dass physikalische Übertragungskapazitäten, die nicht für einen Stromtransport nominiert sind, automatisch durch die Börse für die Marktkopplung eingesetzt werden (Artikel 9.07 (b) CWE Auction Rules). Der Besitzer des Übertragungsrechts erhält in diesem Fall eine Vergütung in Höhe der Preisdifferenz, die im Zuge der Marktkopplung zwischen den beiden Marktgebieten festgestellt wird (Artikel 4.01 (c) CWE Auction Rules). Diese Vergütung kann auch entfallen, wenn Preisgleichheit herrscht oder wenn ein Stromhändler beispielsweise Übertragungskapazität von Frankreich nach Deutschland gekauft hat, der Strom nach dem Börsenergebnis aber von Deutschland nach Frankreich fließt. In letzterem Fall erhält nur der Besitzer der Übertragungskapazität von Deutschland nach Frankreich eine Vergütung. Das hat zur Folge, dass Stromhändler die erworbenen Übertragungskapazitäten in Abhängigkeit von den Entwicklungen an der Strombörse einsetzen.⁵ Das Ausmaß der Importe und Exporte bestimmt sich also hauptsächlich über die Optimierung an der Strombörse, und nicht mehr durch die Entscheidung einzelner Versorger, Strom von einem Land ins andere zu verkaufen. Für die Schweiz und die östlichen Nachbarländer Polen und

⁵ In einem effizienten Markt entspricht der Preis, der sich bei der Auktion der jährlichen Übertragungskapazitäten ergibt, der Preisdifferenz zwischen den Terminmärkten der beiden beteiligten Länder.

Tschechien besteht noch keine Marktkopplung. Ihre Übertragungskapazitäten werden auktioniert, die Ergebnisse auf der Internetsite www.central-ao.com veröffentlicht. Ergebnisse der Auktion von Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz sind auf www.casc.eu einzusehen.

2.2 Datenquellen und Abgrenzungen

2.2.1 Definition und Abgrenzung der monatlichen Importe und Exporte der ENTSO-E

Die auf www.ENTSO-E.eu veröffentlichten monatlichen Lastflüsse für den Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern sind physikalische Lastflüsse. Die Abgrenzung der Bilanzräume stimmt mit den nationalstaatlichen Grenzen überein. Diese veröffentlichten monatlichen Lastflüsse entsprechen damit auch den Werten, die in inländischen Import- und Exportstatistiken genannt werden. Da diese Daten mit einigen Monaten Verspätung veröffentlicht werden, wurden in dieser Studie monatliche Import-/Export-Daten bis einschließlich September 2012 berücksichtigt.

2.2.2 Definition und Abgrenzung der stündlichen Importe und Exporte der ENTSO-E

Die auf www.ENTSO-E.net veröffentlichten, stündlichen physikalischen und kommerziellen Lastflüsse für den Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern stimmen nicht mit den Lastflüssen über nationalstaatliche Grenzen überein, sondern bilden die Grenzen der Regelzonen ab.

Daraus ergeben sich Abweichungen zu den monatlichen Daten, die entlang nationalstaatlicher Grenzen bilanzieren, denn teilweise gehören ausländische Kraftwerke oder Netze zu deutschen Regelzonen: Bis Ende 2010 umfasste der „deutsche Kontrollblock“ die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, den luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber Cegedel Net S.A., die österreichische TIWAG und die österreichische Vorarlberger Energienetze GmbH (VKW).

Mit Beginn des Jahres 2011 wurde das Netz der TIWAG dem „österreichischen Kontrollblock“ unter Führung des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG zugeordnet. Das Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH (VKW) gehört seit Januar 2012 ebenfalls zum „österreichischen Kontrollblock“.

Seit Anfang 2012 umfasst der „deutsche Kontrollblock“ also nur noch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und den luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber Cegedel Net S.A. (www.ENTSO-E.net).

Während die von ENTSO-E veröffentlichten monatlichen Daten nur physikalische Lastflüsse darstellen, liegen in stündlicher Auflösung sowohl die physikalischen, als auch die kommerziellen Lastflüsse vor.

Grundsätzlich ist zwischen diesen beiden zu differenzieren: Die kommerziellen Lastflüsse ergeben sich aus dem Energiehandel zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen, oder werden im Falle einer Marktkopplung von den Strombörsen berechnet. Für die kommerziellen Lastflüsse wird am Vorabend des Lieferungstages eine Prognose (D-1 Cross-Border Commercial Schedules) erstellt. Sie beruht auf den Ergebnissen der Day-ahead-Auktionen, die ebenfalls am Vortag stattfinden. Die endgültigen kommerziellen Lastflüsse (Final Cross-Border Schedules) werden jeweils mit sieben Tagen Ver-

spätung veröffentlicht und enthalten gegebenenfalls Korrekturen (FAQ www.ENTSO-E.net).

Physikalische Lastflüssen werden an den Kuppelstellen gemessen. Sie können aus mehreren Gründen von den kommerziellen abweichen:

- Ringflüsse
- grenzüberschreitender Redispatch
- Einsatz von Regelenergie

Von besonderer Bedeutung sind die sogenannten „Ringflüsse“. Sie treten auf, weil der Strom bei mehreren parallelen Leitern nicht automatisch den geographisch kürzesten Weg nimmt, sondern sich gemäß dem Ohmschen Gesetz und den Kirchhoff'schen Regeln entsprechend der elektrischen Widerstände der Leiter aufteilt. Deutschland ist von Ringflüssen betroffen, weil etwa bei hoher Windenergieeinspeisung in Norddeutschland Strom über Polen und Tschechien nach Süddeutschland fließt. Auch französische Exporte in die Schweiz führen zu Ringflüssen.

3 Entwicklung der Stromerzeugung

3.1 Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung in Deutschland

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des Brennstoffmixes für die Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011. Zwischen 1993 und 2007 sind der inländische Verbrauch und die Stromerzeugung gestiegen. Sie erreichten nach einem Einbruch 2009 in den beiden darauf folgenden Jahren beinahe wieder das hohe Niveau der Zeit davor. Aus Kernkraftwerken stammte dabei bis 2006 ein stabiler Beitrag von 150 TWh bis 170 TWh, der sich in den Jahren 2007 bis 2010 auf Werte um die 140 TWh reduzierte und im Jahr 2011 weiter auf 108 TWh zurückging. Die Stromerzeugung aus Braunkohle blieb im dargestellten Zeitraum ungefähr konstant, während die Erzeugung aus Steinkohle leicht zurückging und die aus Erdgas zunahm.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg im Betrachtungszeitraum stetig an. Doch dies führte wegen des ebenfalls steigenden Verbrauchs über mehrere Jahre nicht zu einer Reduzierung der konventionellen Stromerzeugung. Erst 2009 und 2011 wurde weniger konventioneller Strom erzeugt als in den frühen Neunzigerjahren, in denen die konventionelle Stromerzeugung seit 1990 am geringsten war. Es haben also in den vergangenen Jahren Verschiebungen zwischen Brennstoffen und Änderungen der Bruttostromerzeugung insgesamt von wechselndem Umfang stattgefunden.

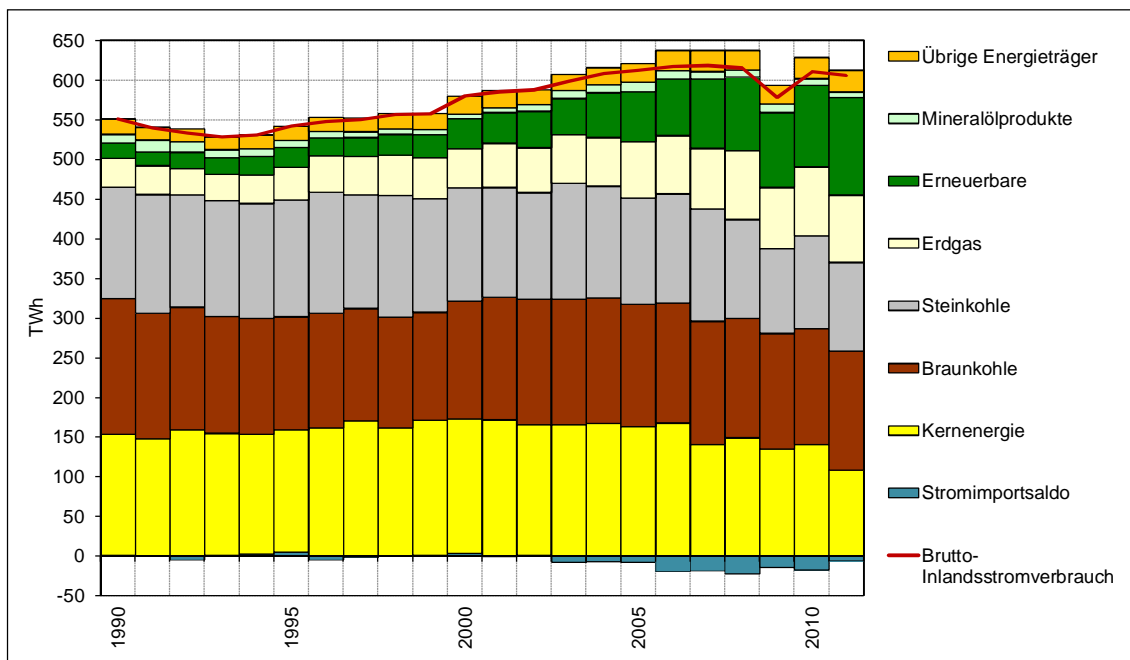
Die Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2011 bedeutet im Vergleich zum Vorjahr eine deutliche Reduzierung der Bruttostromerzeugung aus Kernenergie: Diese sank von 140,6 TWh im Jahr 2010 auf 108,0 TWh im Jahr 2011. Gegenüber dem Vorjahr ist 2011 also eine Stromproduktion von 32,6 TWh aus Kernenergie weggefallen.

Gleichzeitig erhöhte sich im Jahr 2011 die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Vorjahr um 20,2 TWh von 103,3 auf nun 123,5 TWh. Der Exportüberschuss sank im gleichen Zeitraum um 11,4 TWh von 17,7 TWh im Jahr 2010 auf 6,3 TWh im Jahr 2011. Rein rechnerisch entspricht also die Summe aus zusätzlichem erneuerbarem Strom und verminderten Exporten mit insgesamt 31,6 TWh beinahe der Höhe der weggefallenen Stromproduktion aus Kernenergie.

Darüber hinaus gab es weitere, geringfügige Veränderungen bei der fossilen Stromerzeugung: Die Erzeugung aus Braunkohle nahm um 4,2 TWh zu, während die Produktion aus Steinkohle (-4,6 TWh), Erdgas (-4,3 TWh) und Mineralöl (-1,6 TWh) zurückging. Damit sank die fossile Stromerzeugung insgesamt um 6,3 TWh.

Auch wurde insgesamt weniger Strom produziert und verbraucht: Die Bruttostromerzeugung fiel von 628,6 TWh im Jahr 2010 um 19,8 TWh auf 608,8 TWh im Jahr 2011. Auch der Bruttoinlandsverbrauch reduzierte sich um 8,3 TWh von 610,9 TWh (2010) auf 602,6 TWh (2011).

Abbildung 3 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2011



Quelle: AG Energiebilanzen, Darstellung des Öko-Instituts.

In Summe wurde also 2011 die im Vergleich zum Vorjahr gesunkene Stromerzeugung aus Kernenergie, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten und anderen Energieträgern (insgesamt 38,9 TWh) zur Hälfte durch die gestiegene Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (+20,2 TWh) und zum kleineren Teil durch Braunkohlestromerzeugung (+4,2 TWh) ersetzt – oder konnte entfallen, weil der Exportüberschuss abgebaut wurde (-11,4 TWh) und der Inlandsverbrauch sank (-8,3 TWh).

Die dargestellten Verschiebungen im Strommix des Jahres 2011 gegenüber dem Vorjahr sind auf verschiedene, von der Abschaltung der Kernkraftwerke teilweise unabhängige Faktoren zurückzuführen: So resultiert die höhere Stromerzeugung aus Braunkohle im Umfang von etwa 2 TWh⁶ – also etwa zur Hälfte – aus der Aufnahme des Probebetriebs der neuen Kraftwerksblöcke BoA 2 & BoA 3 von RWE, die für einen begrenzten Zeitraum parallel zu den im Gegenzug stillzulegenden alten Braunkohlenblöcken betrieben werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wurde, unabhängig von der Entscheidung für die Stilllegung der Kernkraftwerke im Jahr 2011, bereits zuvor politisch beschlossen und auf den Weg gebracht.

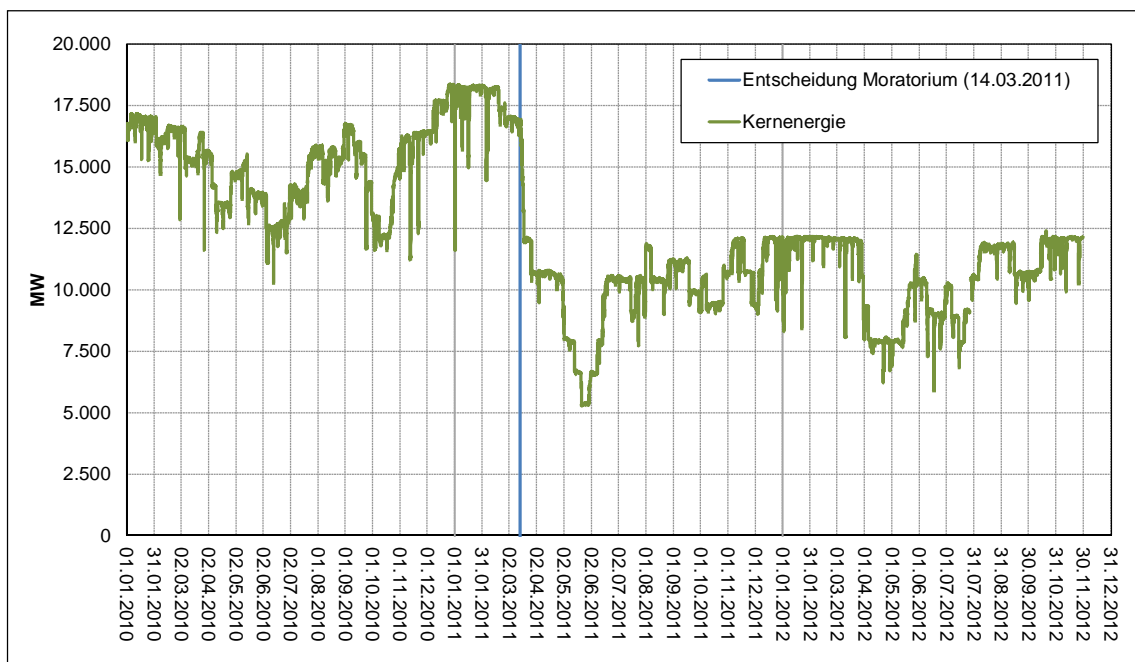
⁶ In einer Pressemitteilung vom 29.11.2011 gibt RWE die Stromproduktion der Kraftwerksblöcke BoA 2&3 bis zum 16.12.2011 mit 1,5 TWh an. Hochgerechnet bis zum Ende des Jahres 2011 ergibt sich eine Stromproduktion von 2 TWh.

<http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4007273>

3.2 Erzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland in stündlicher Auflösung

Am 14. März 2011 hat die Bundesregierung als Folge der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima die mit der 11. Novelle des Atomgesetzes verabschiedete Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke ausgesetzt und im Rahmen eines dreimonatigen Moratoriums eine Neubewertung der Sicherheit aller deutschen KKW angekündigt. Als Folge dieses Moratoriums bzw. politischen Kurswechsels wurden am 17. März 2011 drei Kernkraftwerksblöcke (Neckarwestheim 1, Philippsburg 1, Isar 1) und einen Tag später zwei weitere Blöcke (Unterweser, Biblis A) außer Betrieb genommen. Außerdem waren zu diesem Zeitpunkt die KKW Brunsbüttel und Krümmel wegen technischer Probleme seit Sommer 2007 durchgängig außer Betrieb und das KKW Biblis B seit Ende Februar 2011 revisionsbedingt stillgelegt. Damit sind seit dem 18. März insgesamt acht KKW dauerhaft außer Betrieb und nur noch etwa 60% der Nettoleistung deutscher KKW am Netz.

Abbildung 4 Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke vom 1. Januar 2010 bis zum 30. November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, Berechnungen des Öko-Instituts

Bis Mai 2011 gingen zudem die folgenden Kernkraftwerke auf Grund fest und mit langem Vorlauf eingepplanter Revisionen für unterschiedliche Zeiträume vom Netz:

- KKW Grafenrheinfeld vom 26. März 2011 bis zum 16. Juni 2011;
- KKW Gundremmingen B vom 1. Mai 2011 bis zum 31. Mai 2011;
- KKW Grohnde vom 2. Mai 2011 bis zum 14. Juni 2011;
- KKW Lingen vom 21. Mai 2011 bis zum 8. Juni 2011;

- KKW Philippsburg 2 vom 15. Mai 2011 bis zum 14. Juni 2011.

In der Zeit vom 21. Mai bis zum 31. Mai 2011 stand dem deutschen Strommarkt nur etwa ein Viertel (26%) der deutschen KKW-Kapazität zur Verfügung. Es waren nur noch die vier Kernkraftwerke Brokdorf, Neckarwestheim 2, Gundremmingen C und Isar 2 am Netz.

Die Erzeugungssituation in den Jahren 2011 und 2012 kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Im Januar 2011 betrug die Erzeugung aus Kernkraftwerken noch 18 GW.
- Bedingt durch die Revision von Biblis B sank die Erzeugung ab der zweiten Februarhälfte auf 17 GW.
- Seit dem 19. März 2011 betrug die Erzeugung nur noch 12 GW.
- Bedingt durch die Revisionen sank die Erzeugung aus Kernkraftwerken kontinuierlich und erreichte mit nur 5 GW im Zeitraum vom 21. Mai bis zum 31. Mai 2011 ihren Tiefpunkt;
- Ab dem 17. Juni 2011 stieg die Erzeugung aus Kernkraftwerken wieder auf 10 GW.
- Von Dezember 2011 bis März 2012 waren 12 GW verfügbar.
- Durch Revisionen im April und Mai 2012 reduzierte sich die Kapazität in diesem Zeitraum auf 7,5 GW.

Für die nachfolgenden Analysen ist vor allem von Bedeutung, welche Effekte sich aus der kurzfristigen Abschaltung von etwa 5 GW KKW-Leistung (17./18. März 2011) bzw. insgesamt 12 GW (ab dem 21. Mai 2011) für den internationalen Stromaustausch ergeben haben.⁷

⁷ Die EEX-Transparenzdaten weisen für einige wenige Tage unplausible Erzeugungsdaten zur Summe der Erzeugung aus Kernenergie aus: Am 27.07.2012, am 12.10.2012, am 26.10.2012, am 4.11.2012, am 9.11.2012 und am 30.11.2012 wurde jeweils für alle 24 Stunden eine Mindererzeugung um 3,9 GW oder 5,4 GW gegenüber den vorhergehenden und den nachfolgenden Tagen an die EEX gemeldet. Die Sprünge entsprechen der Leistung von drei bzw. vier Kernkraftwerken mit einer Leistung von jeweils 1,3 GW bis 1,4 GW. Technisch sind solche Sprünge nicht zu erklären. Daher muss man davon ausgehen, dass Datenfehler vorliegen und einer der großen Betreiber an diesen Tagen nicht gemeldet hat. Die Erzeugungsdaten der genannten Tage wurden in den Diagrammen daher nicht dargestellt.

3.3 Entwicklung der Spotpreise in Deutschland und den Nachbarländern

Importe und Exporte werden in einem liberalisierten Markt in erster Linie durch die Höhe der Strompreise auf dem Spotmarkt beeinflusst. Im Folgenden werden daher die Spotmarkt-Strompreise in Deutschland mit den Preisen in verschiedenen anderen europäischen Ländern zwischen dem Sommer 2010 und dem Sommer 2012 verglichen. Die Strompreise auf dem Spotmarkt werden durch viele Faktoren beeinflusst, z.B. durch das Angebot an erneuerbaren Energien, die Kraftwerksverfügbarkeit, die fossilen Energiepreise und die Last (Nachfrage). Die Last variiert mit der Tages- und Jahreszeit: Sie ist tagsüber hoch, in der Nacht gering, und im Winter in der Regel höher als im Sommer. Gleichzeitig ist die Erzeugung aus Wasserkraftwerken im Sommer bedingt durch die Schneeschmelze in der Regel höher.

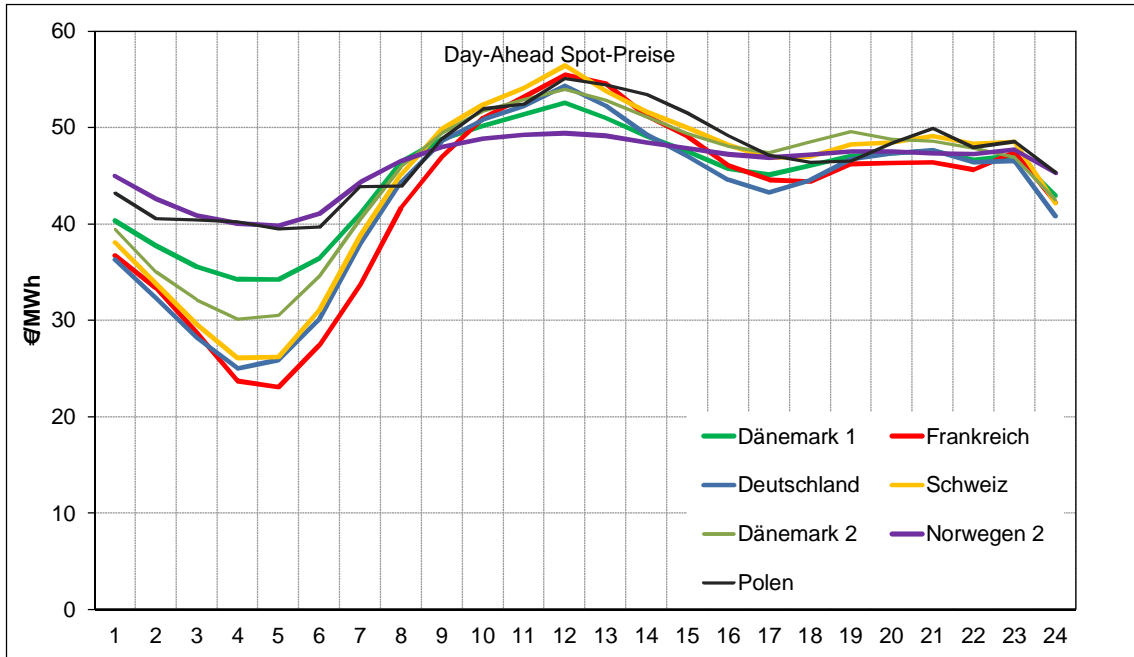
Daher werden zur Analyse der Spotpreise die durchschnittlichen Spotpreise im Tagesverlauf jeweils für das Sommerhalbjahr und das Winterhalbjahr getrennt dargestellt.

Für Norwegen wurde der Spotpreis der Region 2 gewählt, weil diese mit Seekabeln an Dänemark und die Niederlande angebunden ist. In Dänemark gibt es zwei Preiszonen: Dänemark 1 umfasst das Festland, Dänemark 2 den Großraum Kopenhagen.

Abbildung 5 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise im Sommer 2010. Für Deutschland wird das klassische Preisprofil sichtbar. Nachts sind die Preise niedrig und erreichen mit durchschnittlich 25 €/MWh in der 4. Stunde ihr Minimum. Zur Mittagsspitze werden mit 55 €/MWh die höchsten Preise erreicht. Für die meisten Nachbarländer ist ein sehr ähnliches Profil zu beobachten. In Frankreich tritt das durchschnittliche Strompreisminimum in der 5. Stunde auf und liegt mit 23 €/MWh leicht unter dem deutschen Tiefststand. Die Preise der Schweiz bewegen sich parallel zum deutschen Spotpreis.

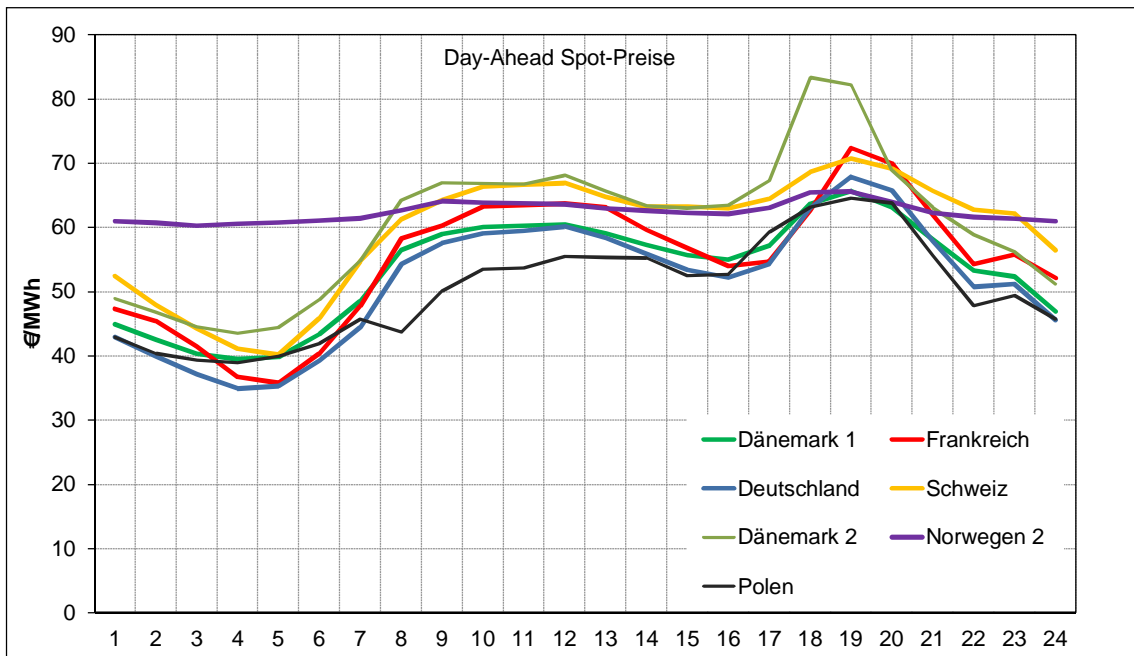
Norwegen weist ein auffallend flaches Profil auf. Nachts sind die Preise hier höher, am Tag bleiben sie etwas unter dem kontinentaleuropäischen Niveau. Im Durchschnitt bewegen sich die norwegischen Spotpreise etwa auf dem Niveau Kontinentaleuropas.

Abbildung 5 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2010 (1. April 2010 bis 30. September 2010)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PoIPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 6 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2010/2011 (1. Oktober 2010 bis 31. März 2011)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PoIPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 6 bildet den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise im Winter 2010/2011 ab. Für Deutschland ist wieder das klassische Preisprofil zu beobachten. Nachts sind die Preise niedrig und erreichen mit durchschnittlich 35 €/ MWh in der 4. Stunde ihr Minimum. Die höchsten Preise werden während der Abendspitze mit 68 €/ MWh erreicht. Für Frankreich fällt auf, dass das Strompreisniveau im Winter tagsüber strukturell höher als in Deutschland liegt (z.B. um 4 €/ MWh im Zeitraum von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr). Auch die Preise in der Schweiz sind um etwa 7 €/ MWh höher als in Deutschland. Dies lässt sich mit hoher Wahrscheinlichkeit durch die Exporte nach Italien und die niedrige Produktion aus Wasserkraft im Winter erklären.

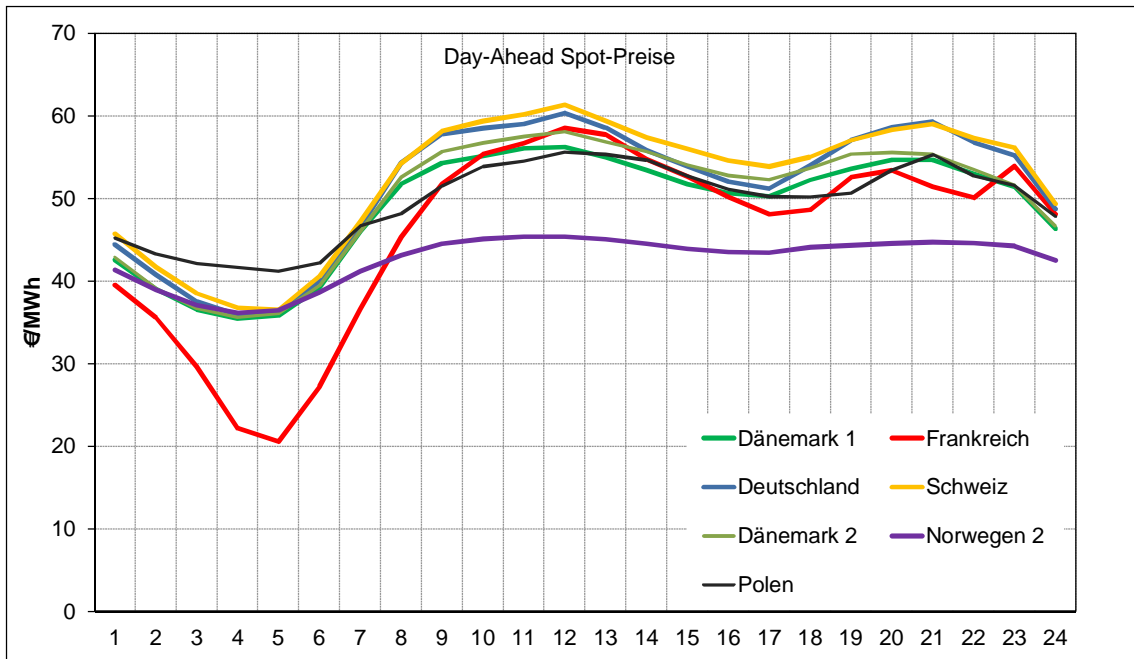
Für Norwegen ist ein höheres Preisniveau von durchgängig über 60 €/ MWh zu beobachten. Die Spotpreise in Norwegen liegen also auf dem Niveau der Lastspitze Kontinentaleuropas.

Abbildung 7 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise im Sommer 2011. Für Deutschland werden nachts Preise von durchschnittlich 36 €/ MWh in der 4. und 5. Stunde beobachtet. In der Mittags- und Abendspitze werden bis zu 60 €/ MWh erreicht. Im Sommer 2011 war das Preisniveau Frankreichs insbesondere in den Nachstunden mit durchschnittlich 20 €/ MWh in der 5. Stunde deutlich niedriger. Die Preise der Schweiz bewegen sich wie schon im Sommer 2010 parallel zum deutschen Spotpreis.

Das Preisniveau Norwegens ist im Vergleich zum Winter 2010/2011 deutlich gesunken und nähert sich im Offpeak, also zu nachfragearmen Zeiten, dem deutschen Preisniveau an.

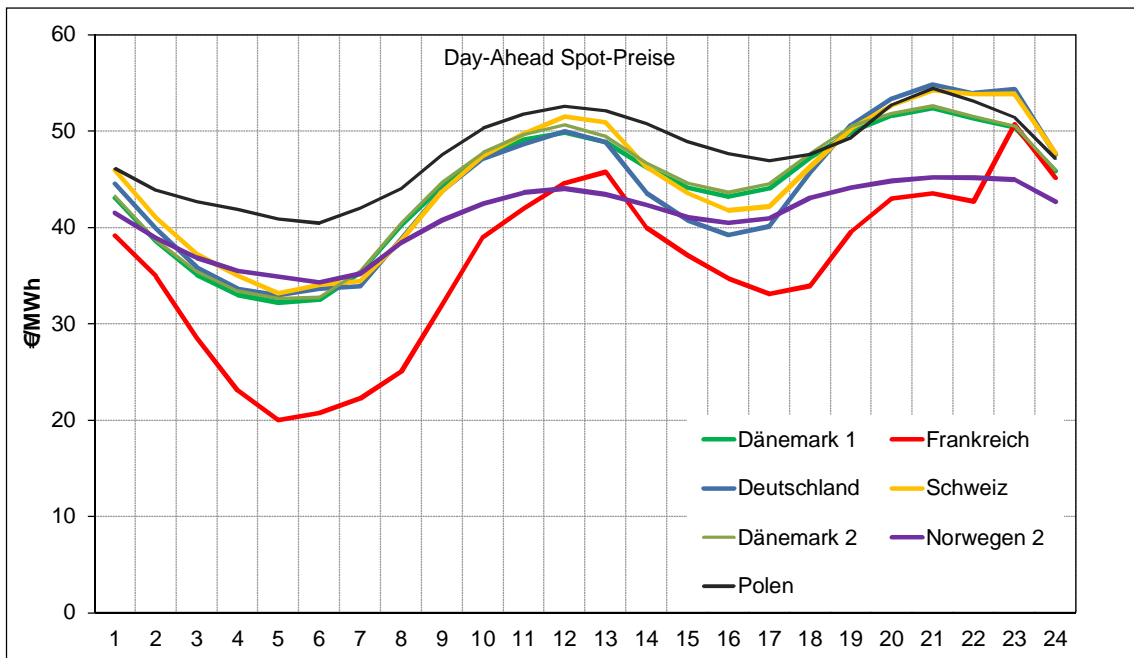
Abbildung 8 stellt, ebenfalls für das Sommerhalbjahr 2011, den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise an Wochenenden und Feiertagen dar. Im Unterschied zu Abbildung 7 wird deutlich, dass die Strompreise an Wochenenden niedriger sind und im Tagesverlauf weniger stark schwanken. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die Last am Wochenende niedriger ist und die Stromnachfrage mit kostengünstigen Kraftwerken gedeckt werden kann. An Wochenenden ist die Preisdifferenz zwischen Frankreich und Deutschland deutlich größer als im Wochendurchschnitt. Dies deutet darauf hin, dass Frankreich insbesondere in lastschwachen Zeiten viel Strom exportiert.

Abbildung 7 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PoIPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 8 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011) an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen



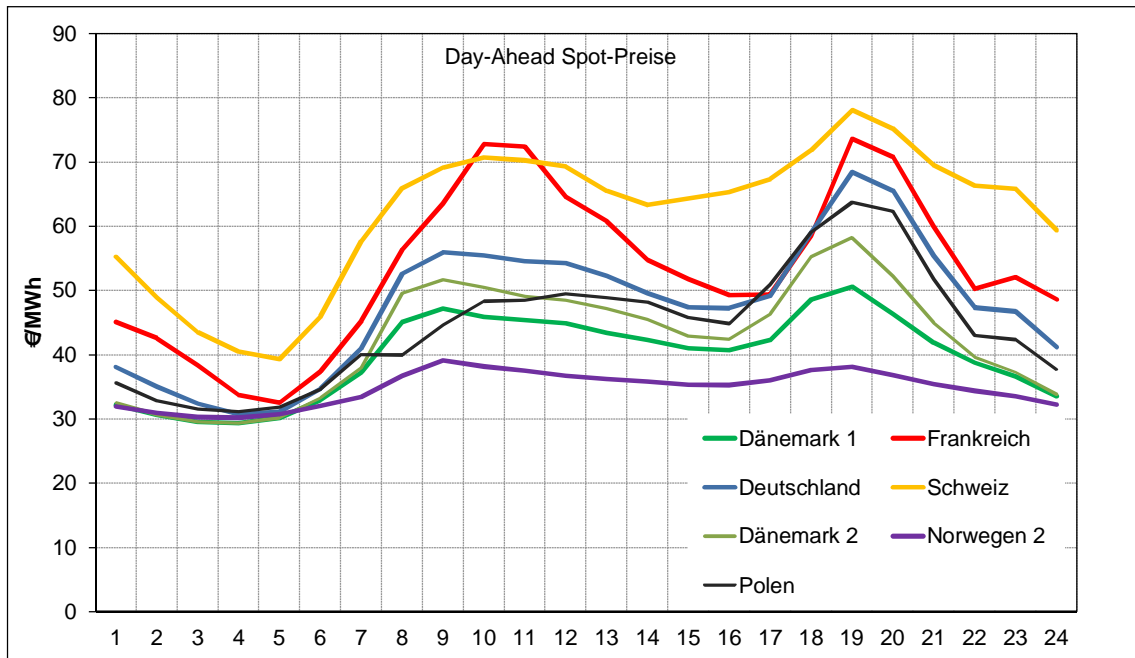
Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PoIPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 9 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise im Winter 2011/2012. Wie im Winter 2010/2011 bewegen sich die Preise in Frankreich wieder leicht über dem deutschen Niveau. Interessant ist, dass in Frankreich in den Mittagsstunden eine Preisspitze auftritt, die es in dieser Form in Deutschland nicht gibt. Dies ist wahrscheinlich auf den Einfluss der Photovoltaik zurückzuführen.

Die Preise der Schweiz sind um ca. 14 €/MWh höher als in Deutschland. Dies liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit an den Exporten nach Italien und an der niedrigen Produktion aus Wasserkraft im Winter.

Das Preisniveau Norwegens liegt - wie schon im Sommer 2011 - auf dem Niveau der deutschen Offpeak-Preise.

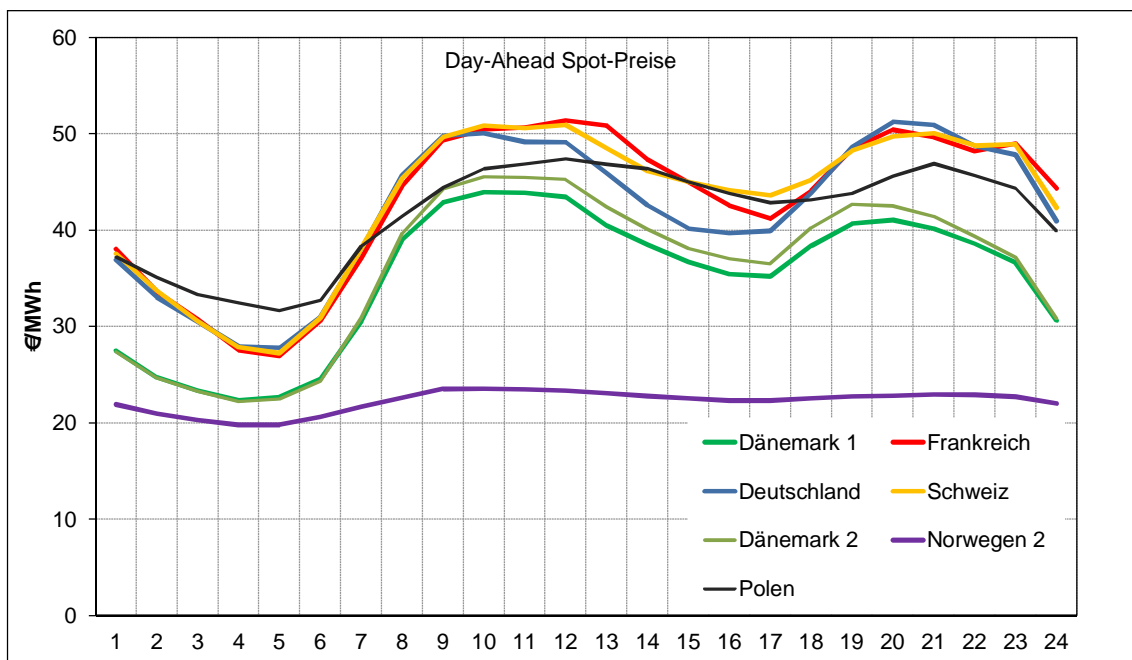
Abbildung 9 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2011/12 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PoIPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 10 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Spotpreise im Sommer 2012. Im Vergleich zum Vorjahr ist das Preisniveau in Frankreich höher und bewegt sich nun auf dem Niveau Deutschlands. Am Nachmittag sinken die Preise in Deutschland unter das französische Niveau (vermutlich auf Grund der Photovoltaik). Die Preise in Polen sind nachts und am Nachmittag höher als in Deutschland. Am Vormittag und am Abend liegen die Preise in Polen auf niedrigerem Niveau. Das Preisniveau Norwegens ist im Vergleich zum Sommer 2011 gesunken und liegt jetzt deutlich unter dem deutschen.

Abbildung 10 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2012
(1. April 2012 bis 30. September 2012)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PolPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Entwicklung der Spotpreise lässt sich insgesamt folgendermaßen zusammenfassen:

- Im Winter 2010/11 und auch im Winter 2011/12 waren die Strompreise in Deutschland niedriger als in Frankreich, im Sommer 2011 höher als in Frankreich. In den Sommerhalbjahren 2010 und 2012 verhielten sich die durchschnittlichen Preise in Deutschland und Frankreich ähnlich, wobei tendenziell in den Nachmittagsstunden Strom in Frankreich teurer war.
- In den beiden betrachteten Winterhalbjahren waren die Strompreise in der Schweiz höher als in Deutschland, im Sommer glichen sich die Schweizer Preise dem deutschen Niveau an. Offensichtlich nähern sich die Spotpreise in der Schweiz im Winter dem (hohen) italienischen Niveau und sinken im Sommer auf das (niedrigere) deutsche Niveau.

- In Norwegen bewegten sich die Strompreise im Winter 2010/2011 auf sehr hohem Niveau. Dies erklärt sich dadurch, dass im Jahr 2010 sehr geringe Niederschläge verzeichnet wurden, so dass das Land Strom importieren musste. Nach ausgiebigen Niederschlägen im Verlauf des Sommers 2011 sank das Preisniveau in Norwegen auf den deutschen Offpeak-Preis und verharrte im Winter 2011/2012 auf diesem Tiefstand.
- Die Preise in Dänemark bewegen sich in der Regel zwischen dem norwegischen und dem deutschen Preisniveau.
- In Polen zeigen die Spotpreise einen ähnlichen Verlauf wie in Dänemark. Im Sommer 2010 waren die Spotpreise in Polen insbesondere zu Offpeak-Zeiten höher als in Deutschland. Im Winter 2010/2011, im Sommer 2011 und im Winter 2011/2012 lagen die polnischen Spotpreise im Offpeak höher als in Deutschland, tagsüber jedoch darunter. Dies könnte damit zusammenhängen, dass in Polen sowohl nachts als auch tagsüber ein Steinkohlekraftwerk preissetzend ist.

4 Importe und Exporte

4.1 Historische Entwicklung der Importe und Exporte Deutschlands insgesamt

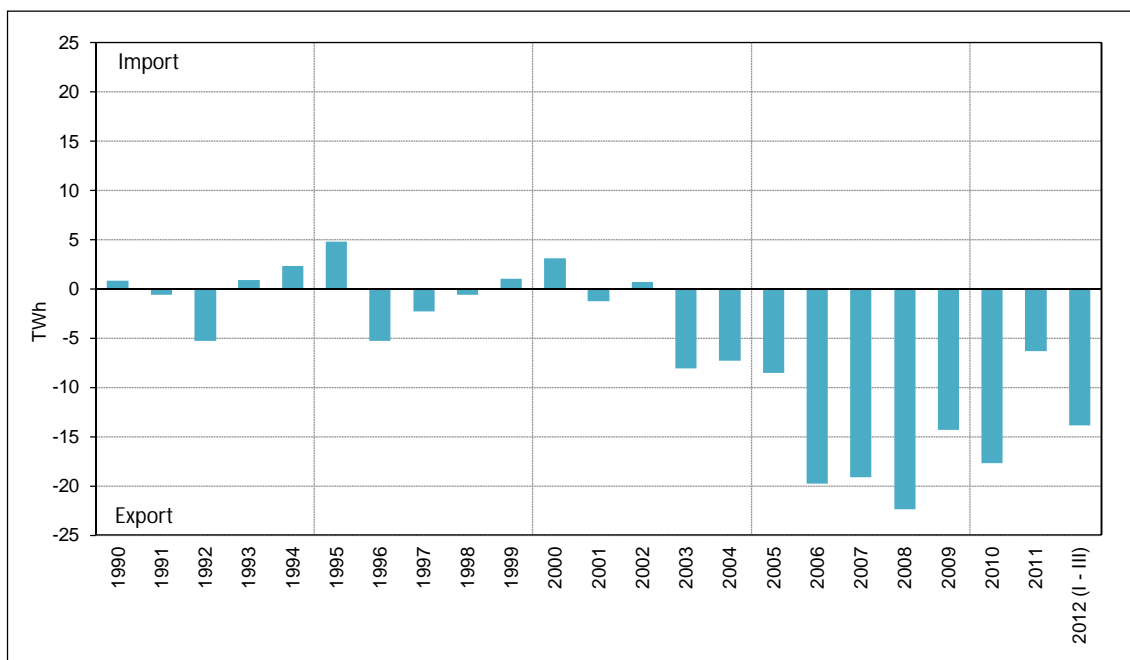
4.1.1 Jährliche Import- und Exportbilanzen Deutschlands

Wie in Kapitel 2, Abbildung 3 gezeigt, hat sich der Import-/Export-Saldo zwischen 1990 und 2011 verändert. Dies ist in Abbildung 11 und Tabelle 1 im Einzelnen dargestellt.

Zwischen 1990 und 2002 traten sowohl jährliche Nettoimporte, als auch jährliche Nettoexporte auf, die maximal ca. 5 TWh betragen. Erst ab 2003 war Deutschland durchgehend Nettoexporteur, wobei im Saldo in den Jahren 2003 bis 2010 zwischen 7 TWh und 22 TWh jährlich exportiert wurden.

Im historischen Vergleich mit anderen Jahrgängen seit 1990 bildet das Jahr 2011 mit einem Exportsaldo von 6 TWh keine besondere Ausnahme. Für 2012 liegen die Daten bisher nur zu den ersten drei Quartalen vor. Nach einem Rückgang des Exportsaldos im Jahr 2011 ist dieser in den ersten drei Quartalen des Jahres 2012 wieder auf fast 14 TWh angestiegen. Da Deutschland im Winter traditionell Strom exportiert, kann man davon ausgehen, dass sich der Exportsaldo bis Ende 2012 weiter erhöhen wird.

Abbildung 11 Entwicklung des deutschen Stromimportsaldo von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III, 2012

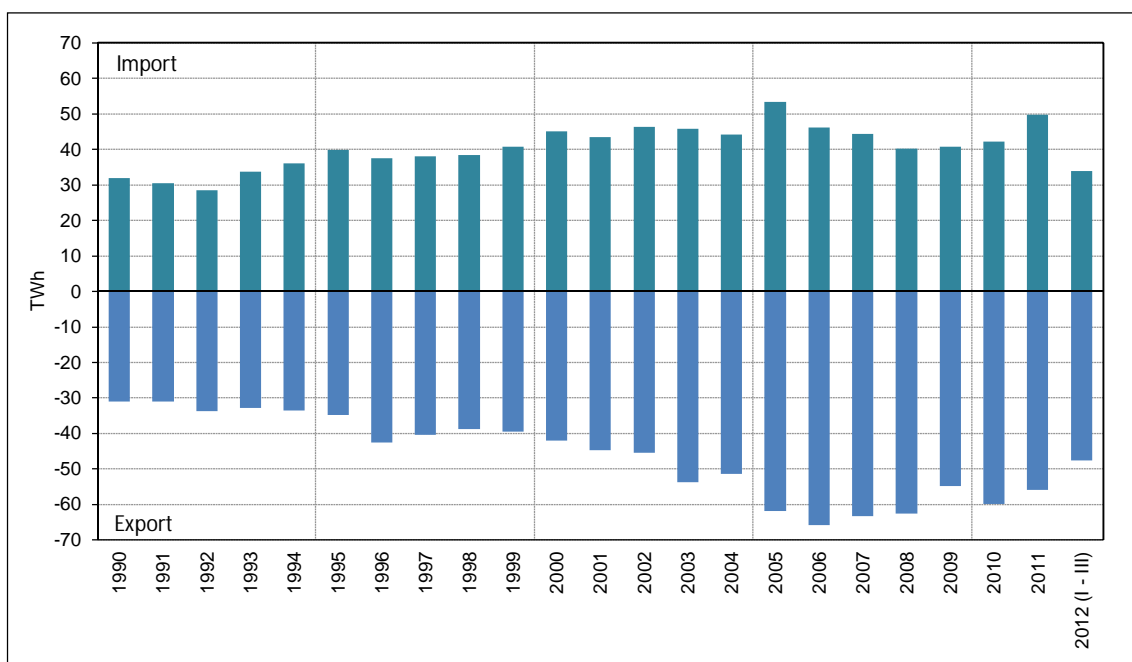


Quelle: AG Energiebilanzen, Quartal I-III 2012 ENTSO-E, Darstellung des Öko-Instituts

Abbildung 12 weist die jährlichen Stromimporte und -exporte getrennt aus. Im Jahr 2011 wurden 49,7 TWh importiert und 56,0 TWh exportiert. Die Importe erreichten damit 2011 den zweithöchsten Wert seit 1990, blieben jedoch unter dem Import-Maximum des Jahres 2005. Die Exporte des Jahres 2011 liegen trotz eines Rückgangs

gegenüber dem Vorjahr weiterhin auf dem hohen Niveau der letzten sieben Jahre. Aus den bisher für 2012 vorliegenden Daten ergibt sich, dass die Importe stärker zurückgegangen sind und unverändert viel Strom exportiert wird.

Abbildung 12 Entwicklung der jährlichen Stromimporte und -exporte in Deutschland von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012



Quelle: AG Energiebilanzen, Quartal I-III 2012 ENTSO-E, Darstellung des Öko-Instituts

Tabelle 1 Entwicklung der jährlichen Stromimporte und -exporte in Deutschland von 1990 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Stromimport (TWh)	31,9	30,4	28,4	33,6	35,9	39,7	37,4	38	38,3	40,6	45,1	43,5
Stromexport (TWh)	31,1	31	33,7	32,8	33,6	34,9	42,7	40,4	38,9	39,6	42,1	44,8
Stromimportsaldo (TWh)	0,8	-0,6	-5,3	0,9	2,3	4,8	-5,3	-2,3	-0,6	1	3,1	-1,3
Jahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (I-III)	
Stromimport (TWh)	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	34,0	
Stromexport (TWh)	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	47,6	
Stromimportsaldo (TWh)	0,7	-8,1	-7,3	-8,5	-19,8	-19,1	-22,4	-14,3	-17,7	-6,3	-13,6	

Quelle: AG Energiebilanzen, Quartal I-III 2012 ENTSO-E

4.1.2 Monatliche Import- und Exportbilanzen Deutschlands

Während Deutschland bei Betrachtung der **jährlichen** Saldi in den vergangenen 9 Jahren stets Netto-Exporteur war, gilt dies nicht für jeden einzelnen Monat des Jahres.

Abbildung 13 zeigt die monatlichen Werte für den Import-/Export-Saldo Deutschlands im Zeitraum von Januar 2003 bis März 2012. Positive Werte bedeuten hier Import, negative Werte Export. Ein saisonales Muster ist klar erkennbar: Deutschland exportiert im Saldo regelmäßig Strom im Winter und importiert im Sommer.

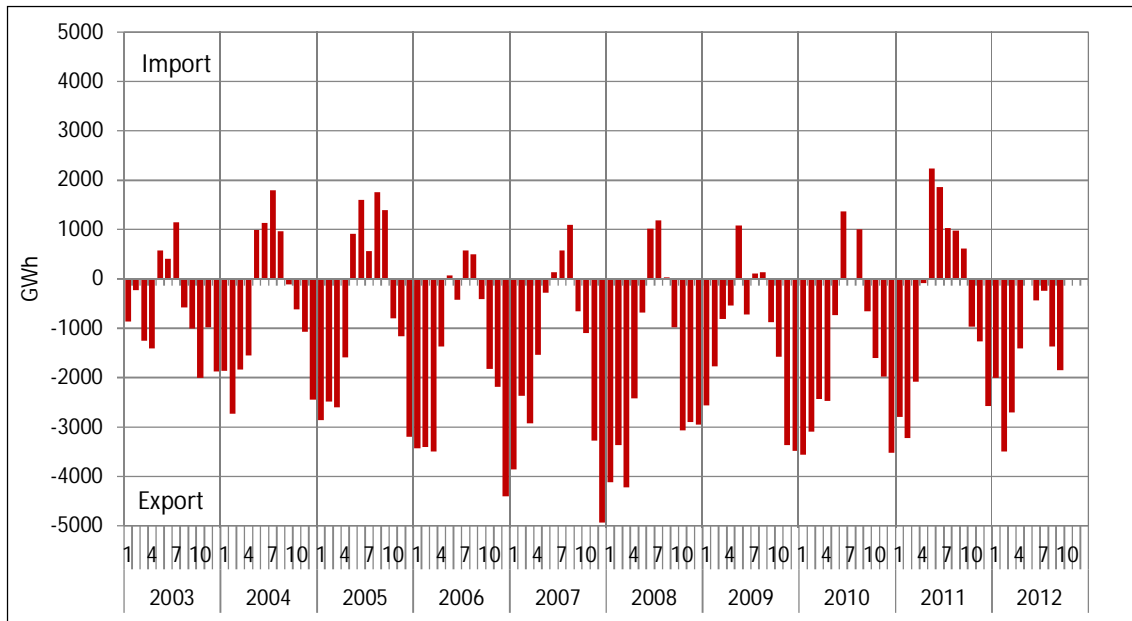
Dies zeigt bereits: Importe finden nicht aufgrund eines (technischen) Mangels an Kraftwerkskapazität statt. Denn obwohl die inländische Nachfrage gerade im Winter am höchsten ist, stehen auch in dieser Zeit offenbar genug deutsche Kraftwerke zur Verfügung, um nicht nur die hohe inländische Nachfrage zu decken, sondern darüber hinaus – und auf Wettbewerbsbasis – noch Strom zu exportieren. Dagegen überwiegen im Saldo die Importe genau in den Sommermonaten, wenn die inländische Nachfrage tendenziell niedriger ist als im Winter. In diesen Monaten scheint Kraftwerkskapazität im Ausland kostengünstiger zur Verfügung zu stehen als im Inland, so dass es im Monatssaldo zu marktgetriebenen Importen kommt.

Auch das Jahr 2011 weist diese saisonale Struktur auf, wobei die Importe insbesondere in den Monaten Mai und Juni höher als in den Vergleichszeiträumen der Jahre 2003 bis 2010 ausfielen. Im September 2011 kam es anders als in den Vorjahren ebenfalls zu Importen. In den Monaten Oktober, November und Dezember 2011, sowie von Januar bis April 2012, lassen sich wieder monatliche Netto-Exporte beobachten. Nur im Mai 2012 gab es – sehr geringe – Nettoimporte, in den folgenden Monaten Juni, Juli, August und September 2012 erneut Nettoexporte.

Deutschland war also, wie schon in den Vorjahren, auch im Winter 2011/2012 Netto-Exporteur. Anders als in den Vorjahren trat Deutschland aber 2012 auch im Sommer praktisch nicht als Nettoimporteuer auf, sondern exportierte im Saldo durchgängig Strom.

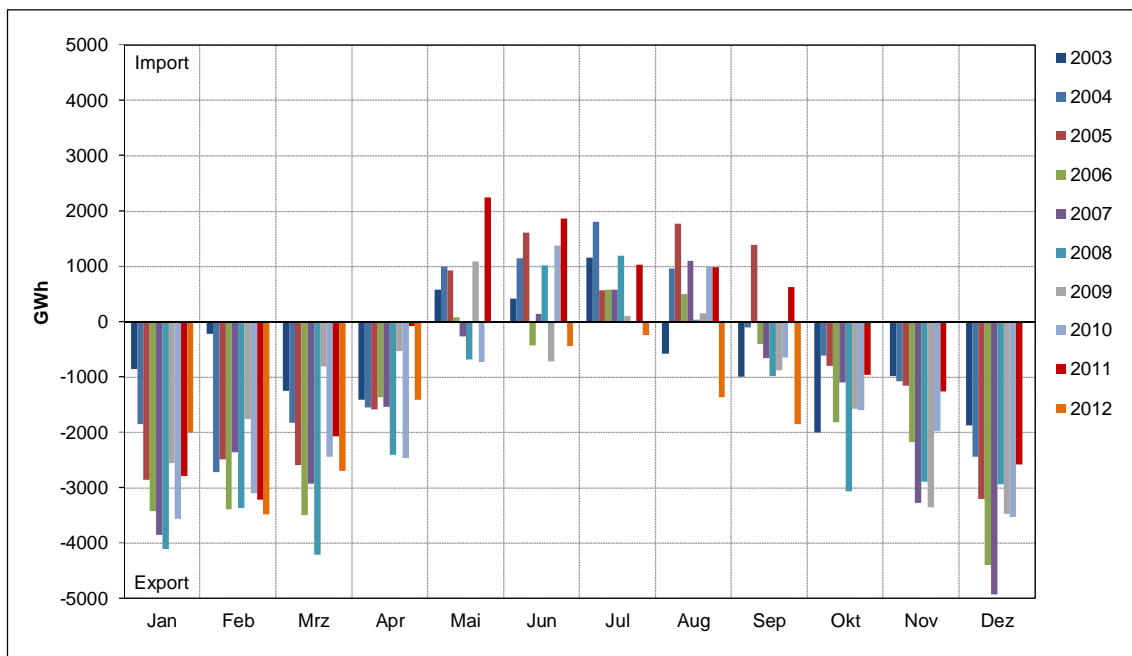
Abbildung 14 zeigt dieselben Werte für die monatlichen Import-/Export-Saldi wie Abbildung 13, jedoch nicht chronologisch, sondern nach Monaten sortiert. Dies verdeutlicht noch einmal die erhöhte Importbilanz in den Monaten Mai und (geringfügiger) Juni 2011 gegenüber den Vergleichszeiträumen der Jahre 2003 bis 2010. Seit Juli 2011 bewegen sich die Werte für den monatlichen Import-/Export-Saldo wieder in dem seit 2003 beobachteten Wertebereich. Nur im September 2011 wurde, wie zuletzt 2005, im Saldo importiert. Der jahreszeitliche Verlauf der Import-/Export-Bilanz ist in Abbildung 14 besonders gut zu erkennen.

Abbildung 13 Monatlicher Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Abbildung 14 Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012 im monatlichen Vergleich

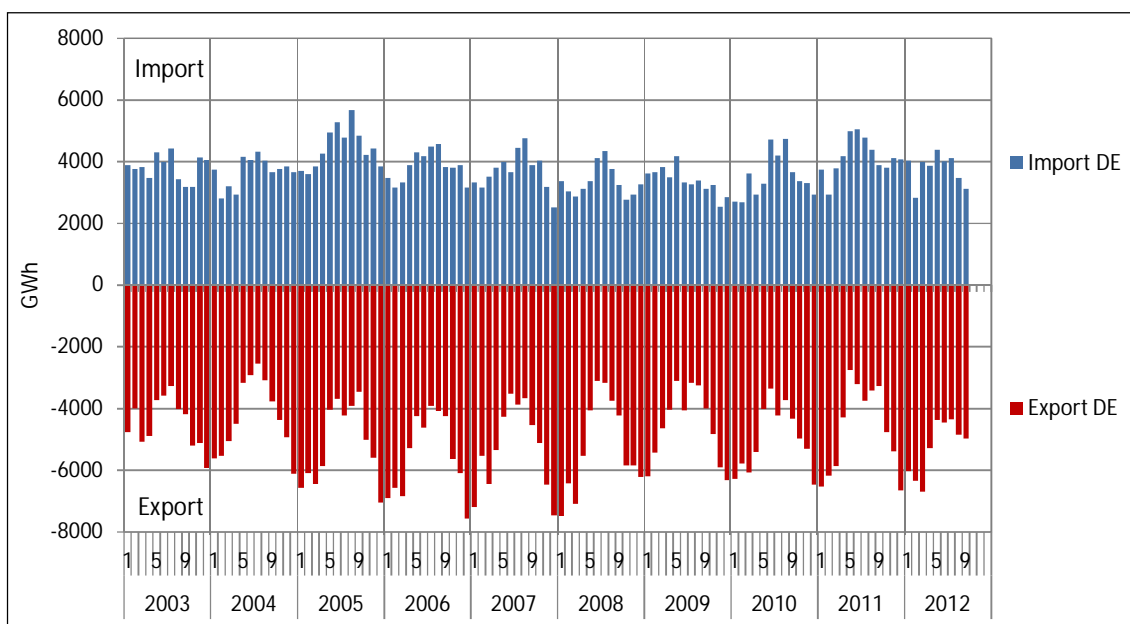


Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Abbildung 15 weist die monatlichen Importe und Exporte Deutschlands von Januar 2003 bis März 2012 nicht im Saldo, sondern getrennt aus. In allen Monaten fanden sowohl Importe, als auch Exporte statt. Importe und Exporte zeigen ein saisonales Muster: Der Import war in den Sommermonaten tendenziell höher als in den Wintermonaten. Allerdings traten in den Vergleichszeiträumen deutliche Unterschiede in der zeitlichen Struktur der monatlichen Importe auf. Die Exporte folgten eher dem saisonalen Muster: Im Winter kam es regelmäßig zu deutlich höheren Exporten als im Sommer.

Das Jahr 2011 zeichnete sich durch vergleichsweise erhöhte Importe in den Monaten Mai bis August aus, die jedoch historisch keine einmalige Situation darstellen, sondern im Jahr 2005 noch übertroffen wurden. Die Exporte des Jahres 2011 waren insbesondere im Mai und im September vergleichsweise niedrig, während die Importe in diesen Monaten überwogen. Im Sommer 2012 waren die Importe immer noch vergleichsweise hoch. Gleichzeitig nahmen aber die Exporte im Vergleich zum Vorjahr deutlich zu.

Abbildung 15 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

4.2 Stromaustausch Deutschlands mit einzelnen Nachbarländern

4.2.1 Jährlicher Stromaustausch mit den Nachbarländern

Tabelle 2 und Abbildung 16 zeigen den jährlichen Importsaldo der physikalischen Stromflüsse zwischen Deutschland und den verschiedenen Nachbarländern von 2003 bis September 2012. Es gibt klassische Import- und klassische Exportländer: In allen Jahren wurde im Saldo Strom aus Frankreich und Tschechien importiert. Exportiert wurde – in dieser Reihenfolge – in die Niederlande und die Schweiz, nach Österreich, Luxemburg und Polen. Der Austausch mit Dänemark war in den meisten Jahren durch Nettoimporte charakterisiert, mit Schweden gab es in manchen Jahren einen Nettoimport, in anderen einen Nettoexport.

Im Jahr 2011 stammten die physikalischen Nettostromimporte Deutschlands aus Frankreich, Tschechien, Dänemark und Schweden. Nettoexporte fanden nach Österreich, in die Schweiz und die Niederlande, nach Polen und nach Luxemburg statt.

Im Jahr 2012 nahmen die physikalischen Nettostromimporte Deutschlands aus Dänemark und Schweden zu. In den ersten neun Monaten des Jahres 2012 wurden aus diesen Ländern bereits 4 TWh mehr importiert als im gesamten Jahr 2011.

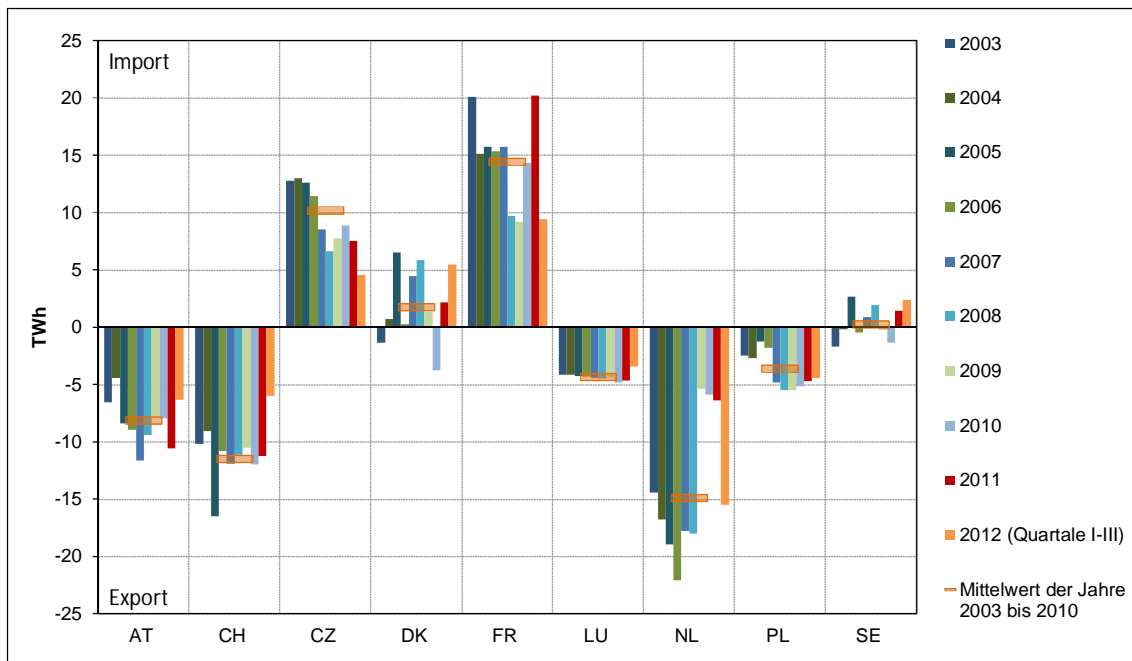
Tabelle 2 Jährlicher physikalischer Importsaldo Deutschlands nach Ländern von Januar 2003 bis September 2012

	AT	CH	CZ	DK	FR	LU	NL	PL	SE	Summe
	<i>TWh</i>									
2003	-6,6	-10,2	12,7	-1,4	20,1	-4,1	-14,4	-2,5	-1,7	-8,0
2004	-4,5	-9,0	13,0	0,7	15,1	-4,2	-16,8	-2,7	-0,2	-8,6
2005	-8,4	-16,5	12,6	6,5	15,7	-4,2	-18,9	-1,2	2,7	-11,8
2006	-9,0	-10,8	11,4	0,3	15,3	-4,3	-22,1	-1,8	-0,5	-21,4
2007	-11,6	-11,9	8,5	4,4	15,7	-4,4	-17,8	-4,8	0,9	-21,0
2008	-9,4	-11,1	6,6	5,8	9,7	-4,5	-18,0	-5,5	2,0	-24,4
2009	-7,9	-10,5	7,7	1,3	9,2	-4,4	-5,4	-5,5	-0,2	-15,6
2010	-8,0	-12,0	8,8	-3,8	14,3	-4,8	-5,9	-5,2	-1,3	-17,7
2011	-10,6	-11,2	7,5	2,1	20,2	-4,7	-6,4	-4,7	1,4	-6,3
2012 (Quartale I-III)	-6,3	-6,0	4,5	5,4	9,4	-3,4	-15,2	-4,4	2,4	-13,6
Mittelwert der Jahre 2003 bis 2010	-8,2	-11,5	10,2	1,7	14,4	-4,4	-14,9	-3,7	0,2	-16,1
Differenz zwischen 2011 und Mittelwert (2003-2010)	-2,4	0,3	-2,7	0,4	5,8	-0,3	8,5	-1,1	1,2	9,8
Differenz zwischen 2012 und Mittelwert (2003-2010)	1,8	5,5	-5,7	3,7	-5,0	1,0	-0,3	-0,8	2,2	2,5

Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

In Tabelle 2 sind auch der Mittelwert der Jahre 2003 bis 2010 und die Differenz der Werte des Jahres 2011 zu diesem Mittelwert dargestellt, um einen ersten Anhaltspunkt für die Beurteilung der Import-Export-Situation im Jahr 2011 zu gewinnen. Hier fällt vor allem auf, dass die physikalischen Nettoimporte aus Frankreich im Jahr 2011 um 5 TWh höher lagen als im Mittel der Vorjahre und dass die Exporte in die Niederlande 2011 um 8,5 TWh geringer waren als in den Jahren davor.

Abbildung 16 Jährlicher physikalischer Importsaldo Deutschlands nach Ländern von 2003 bis 2011 und in den Quartalen I-III 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Allerdings variiert die Höhe der Importe und Exporte bei einigen Ländern im dargestellten Zeitraum von einem Jahr zum anderen stark, wie Abbildung 16 zeigt: So wurden aus **Frankreich** im Jahressaldo zwischen 9 TWh und 20 TWh importiert. Im Jahr 2011 erreichte der jährliche Importsaldo mit Frankreich das Maximum von 20 TWh. In den ersten neun Monaten des Jahres 2012 gingen die Importe aus Frankreich deutlich zurück. Sie lagen mehr als 6 TWh unter den Importen im Vergleichszeitraum des Vorjahres.

Die Nettoexporte Deutschlands in die **Niederlande** erreichten bis 2008 mit 14 bis 22 TWh die höchsten Werte. Seit 2009 haben sich diese Exporte jedoch auf ein Drittel dessen reduziert, so dass das Jahr 2011 mit 6 TWh Nettoexport in die Niederlande dem Trend entspricht und ihn fortsetzt. Für den Rückgang der Nettoexporte seit 2009 sind mehrere Faktoren verantwortlich: Kraftwerksneubauten und ein Rückgang des Verbrauchs in den Niederlanden, der Bau eines Kabels zwischen den Niederlanden und Norwegen, sowie niedrige Gaspreise seit Beginn der Finanzkrise. Im Jahr 2012 stiegen die Exporte in die Niederlande wieder stark an und erreichten das Niveau aus der Zeit davor. Hintergrund dürften die wieder stark gestiegenen Gaspreise und der damit einhergehende Verlust von Wettbewerbsfähigkeit seitens der niederländischen Gaskraftwerke sein.

Die Nettoimporte aus der **tschechischen Republik** bewegten sich seit 2007 auf einem niedrigeren Niveau als in den Jahren 2003 bis 2006. Sie lagen im Jahr 2011 mit 7,5 TWh an zweitniedrigster Stelle im betrachteten Zeitraum.

Der jährliche Nettoexport von Deutschland nach **Polen** hat sich im dargestellten Zeitraum ebenfalls verändert: Seit 2007 wird im Saldo etwa doppelt so viel Strom nach Polen exportiert wie in den Vorjahren.

4.2.2 Monatlicher Stromtausch mit den Nachbarländern

Die folgenden Abbildungen zeigen den monatlichen physikalischen Stromtausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern von Januar 2003 bis September 2012. In Summe ergeben sich daraus die im vorangegangenen Abschnitt dargestellten gesamten Importe, Exporte und Saldi. In Abbildung 17 ist der monatliche Saldo zwischen Deutschland und verschiedenen Ländern dargestellt. Abbildung 18 und Abbildung 19 veranschaulichen die absoluten Exporte in bzw. die Importe aus diesen Ländern.

Für die klassischen Abnehmerländer, nämlich Österreich, Schweiz, Luxemburg, die Niederlande und Polen, für die in der Jahresbilanz Nettoexporte zu verzeichnen sind, ergibt sich auch in fast allen Monaten im Saldo ein Nettoexport. Ebenso zeigen sich für alle Monate durchgehend Nettoimporte aus Tschechien und Frankreich (hier mit Ausnahme des Februars 2006). Schwankungen zwischen Monaten mit Nettoimporten und solchen mit Nettoexporten sind für Dänemark und Schweden zu beobachten (vgl. Abbildung 17), wobei die Nettoimporte insbesondere im Austausch mit Dänemark überwiegen.

Die in Abschnitt 4.1.2 beschriebenen Nettoexporte Deutschlands in den Wintermonaten finden sich insbesondere in den Austauschsaldi mit **Österreich** und der **Schweiz** wieder. In beide Länder wurde im Saldo in fast allen Monaten exportiert, mit den höchsten Werten in den Wintermonaten. Kleine Nettoimporte traten nur vereinzelt in Sommermonaten auf.

Bis 2008 folgte auch der Austauschsaldo mit den **Niederlanden** einem ähnlichen saisonalen Muster: Deutschland exportierte besonders in den Wintermonaten im Saldo Strom in die Niederlande. Von Mitte 2009 bis Ende 2010 kam es in einzelnen Monaten zu Nettoimporten aus den Niederlanden. Im Jahr darauf wurde (außer im Mai) wieder in allen Monaten im Saldo Strom in die Niederlande exportiert. Diese Entwicklung setzte sich zwischen März und September 2012 fort.

Polen bezieht im Monatssaldo physikalisch Strom aus Deutschland. Exporte finden auf niedrigem Niveau statt und sind auch hier in den Wintermonaten höher als im Sommer. Die monatlichen Importe aus Polen sind sehr niedrig, so dass die Exporte in Höhe und Struktur den Saldo dominieren (vgl. Abbildung 18 und Abbildung 19).

Mit **Luxemburg** findet ein monatlich vergleichsweise konstanter Stromtausch statt, der im Saldo einen niedrigen, konstanten Nettoexport aus Deutschland ergibt.

Frankreich exportiert traditionell (physikalisch) Strom nach Deutschland, wie auch nach Italien, England, Spanien, Belgien und in die Schweiz. Deutschland bezieht seine höchsten Stromimporte aus Frankreich (vgl. Abbildung 19), während (zumindest in der monatlichen Aggregation) nur geringe Exporte nach Frankreich stattfinden (vgl. Abbildung 18). So ergibt sich fast durchgängig ein vergleichsweise hoher monatlicher Im-

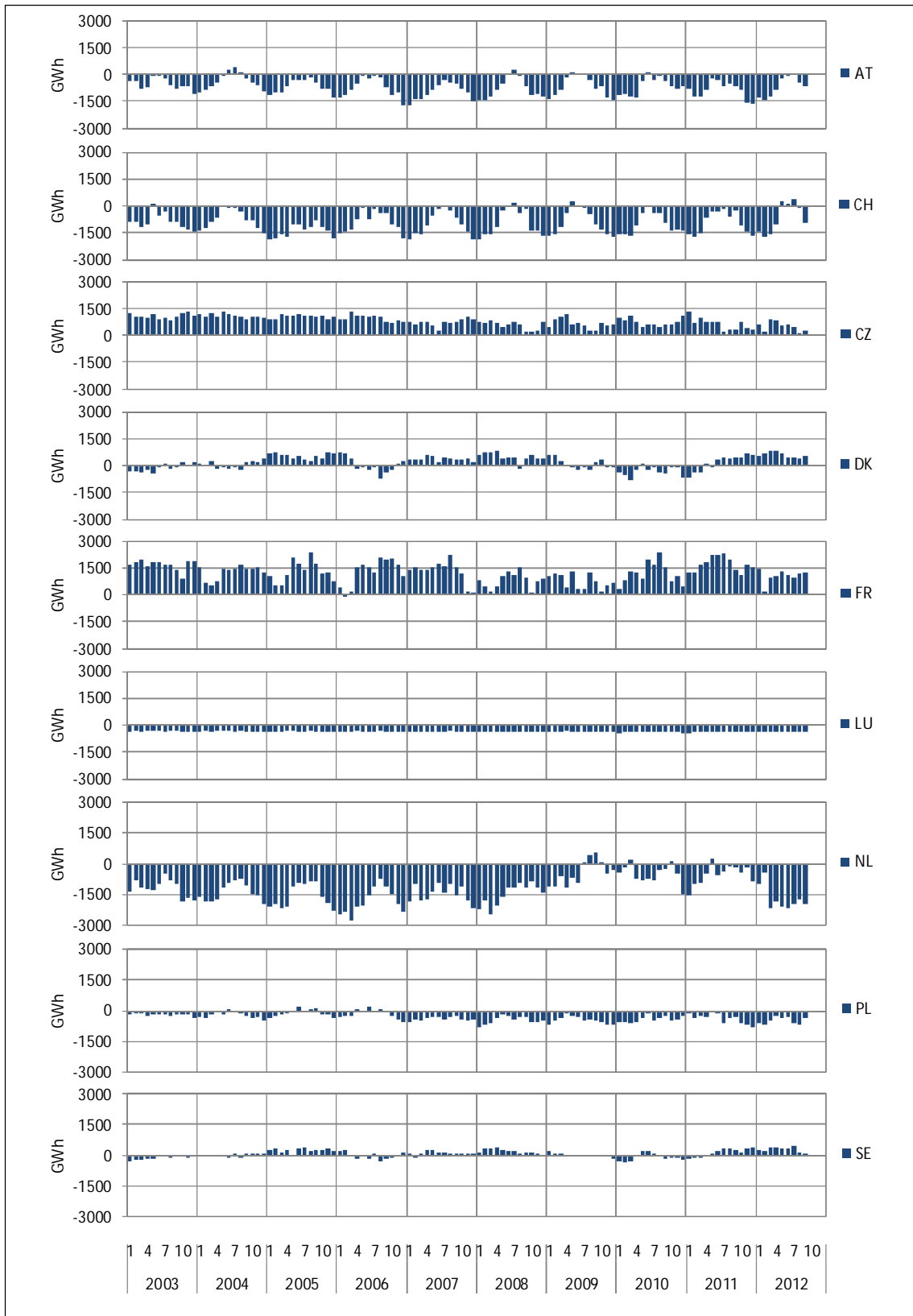
portsaldo aus Frankreich. Die deutschen physikalischen Nettoimporte aus Frankreich waren im Jahr 2011 mit ca. 20 TWh ähnlich hoch wie schon 2003. Jahreszeitliche Schwankungen treten eher unregelmäßig auf, doch kam es insbesondere 2011 in den Sommermonaten zu größeren Nettoimporten aus Frankreich als im Winter. In geringerem Ausmaß trifft das auch auf die Vorjahre zu. (vgl. die Spezialauswertung zu Frankreich in Abschnitt 5.1)

Aus der **Tschechischen Republik** fanden im dargestellten Zeitraum im Monatssaldo ausschließlich Nettoimporte nach Deutschland statt, die in den letzten Jahren tendenziell abnahmen und für den Zeitraum von Mitte 2011 bis Mai 2012 im historischen Vergleich eher niedrig ausfielen. Die getrennte Darstellung der Importe (Abbildung 19) und Exporte (Abbildung 18) zwischen Tschechien und Deutschland zeigt jedoch im Winter 2011/2012 sowohl steigende Exporte, als auch erhöhte Importe, die in Summe niedrige Saldi ergeben.

Der monatliche Austauschsaldo mit **Dänemark** ist in den meisten Monaten positiv, d.h. Deutschland importiert im Saldo Strom aus Dänemark. Dies gilt insbesondere wieder seit Juni 2011, nachdem es von Mitte 2009 bis Mitte 2011 vorübergehend zu geringen Exporten nach Dänemark kam.

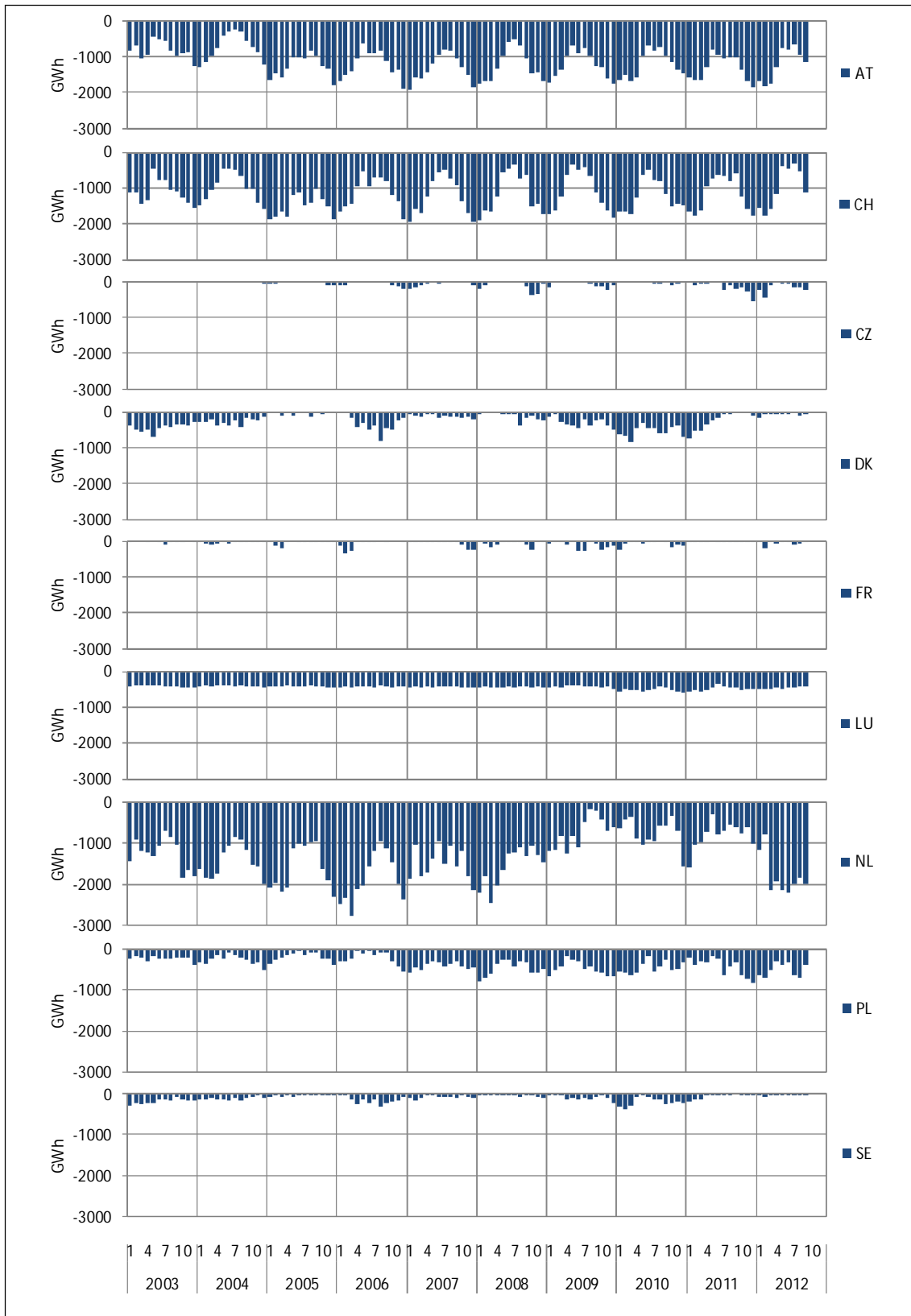
Ähnlich ist das Verhältnis zwischen Deutschland und **Schweden**: Seit Mai 2011 kommt es im Monatssaldo durchgehend zu deutschen Nettoimporten aus Schweden, nachdem die jährliche Bilanz in den Jahren 2009 und 2010 ungefähr ausgeglichen war. Der Export von Dänemark und Schweden korreliert mit den Wasserfüllständen der skandinavischen Speicherkraftwerke, die auf www.nordpoolspot.com veröffentlicht werden.

Abbildung 17 Monatlicher Importsaldo (physikalisch) zwischen Deutschland und den Nachbarländern 2003-2012 (positiv = Netto-Importe)



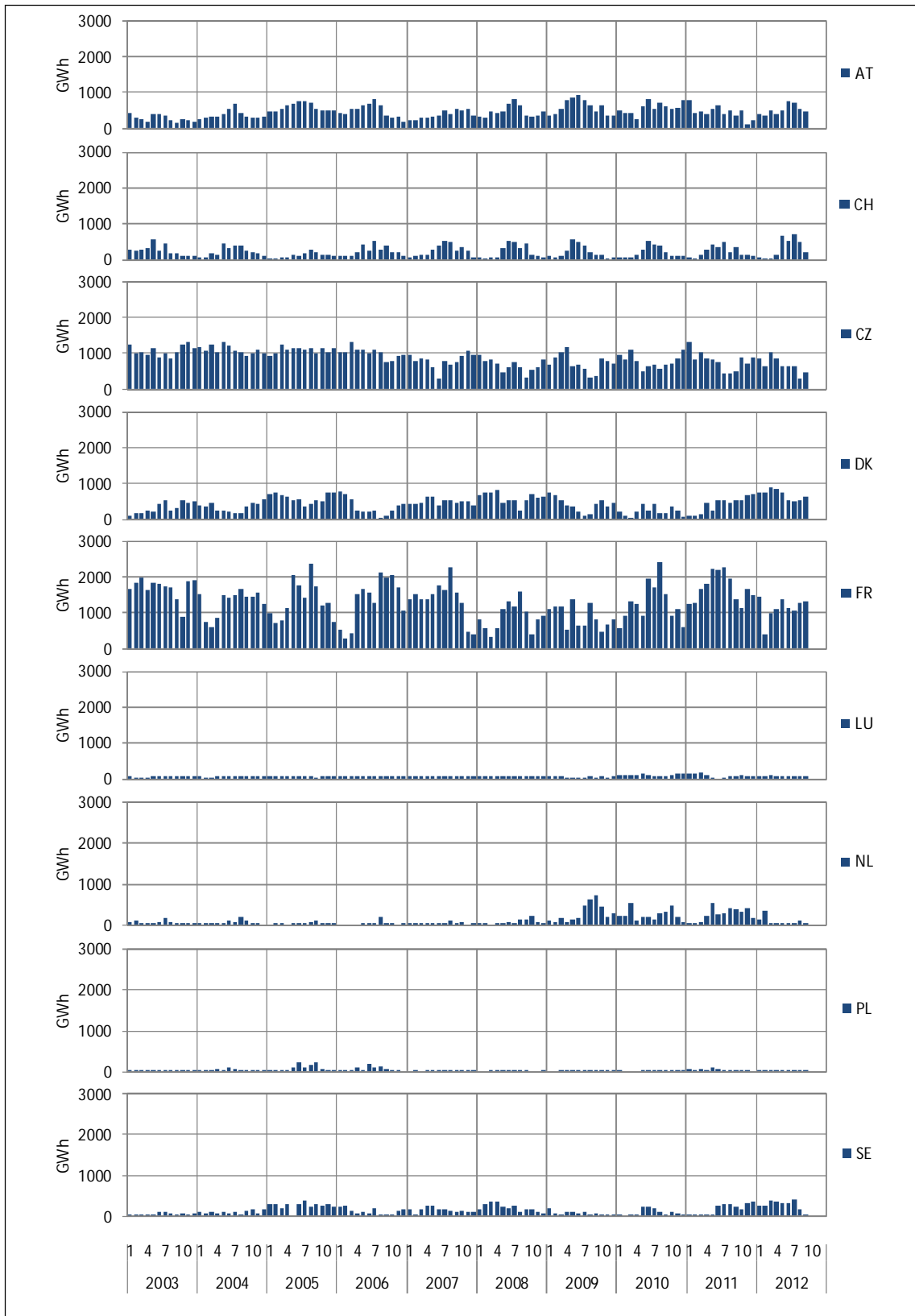
Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Abbildung 18 Monatliche physikalische Exporte aus Deutschland in die Nachbarländer 2003-2012



Quelle: ENTSO-E, eigene Darstellung

Abbildung 19 Monatliche physikalische Importe aus Nachbarländern nach Deutschland 2003-2012



Quelle: *ENTSO-E, eigene Darstellung*

4.3 Stündlicher Import-/Export-Saldo und jahreszeitliche Entwicklung von Import und Export im Tagesverlauf

In diesem Abschnitt wird der Zeitraum von Januar 2010 bis November 2012 in etwas höherer zeitlicher Auflösung dargestellt, um mögliche Veränderungen durch die Abschaltung der Kernkraftwerke im März 2011 besser einordnen zu können. Dabei ist zu beachten, dass der Stromfluss in den dafür verwendeten stündlichen Daten nicht über nationalstaatliche Grenzen, sondern über Regelzongrenzen bilanziert wird. Daraus ergeben sich geringfügige Abweichungen gegenüber den monatlichen Daten (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Schon die Analyse der monatlichen Daten für Import und Export in den vorangegangenen Abschnitten hat gezeigt: Deutschland exportiert im Saldo Strom in den Wintermonaten und importiert in den Sommermonaten. Der Übergang von Nettoimporten zu Nettoexporten findet typischerweise ungefähr im Mai statt. Dementsprechend verzeichnete der Monat Mai in der Vergangenheit in manchen Jahren eine positive, in anderen eine negative Importbilanz (vgl. Abbildung 14). Der erneute Übergang von der Import- zur Exportphase in der zweiten Jahreshälfte fand im untersuchten Zeitraum meist im September statt.

Abbildung 20 zeigt sowohl die Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke, als auch den physikalischen und den kommerziellen Importsaldo in stündlicher Auflösung zwischen Anfang 2010 und Mitte 2012. Dargestellt ist für denselben Zeitraum zudem jeweils der gleitende Mittelwert über 24 Stunden. Auch hier ist der beschriebene Trend – Exporte im Winter, Importe im Sommer – deutlich erkennbar. Die stündlichen Werte zeigen darüber hinaus, dass auch im Winter Stunden mit Nettoimporten auftreten und umgekehrt auch im Sommer in manchen Stunden im Saldo Strom exportiert wird.

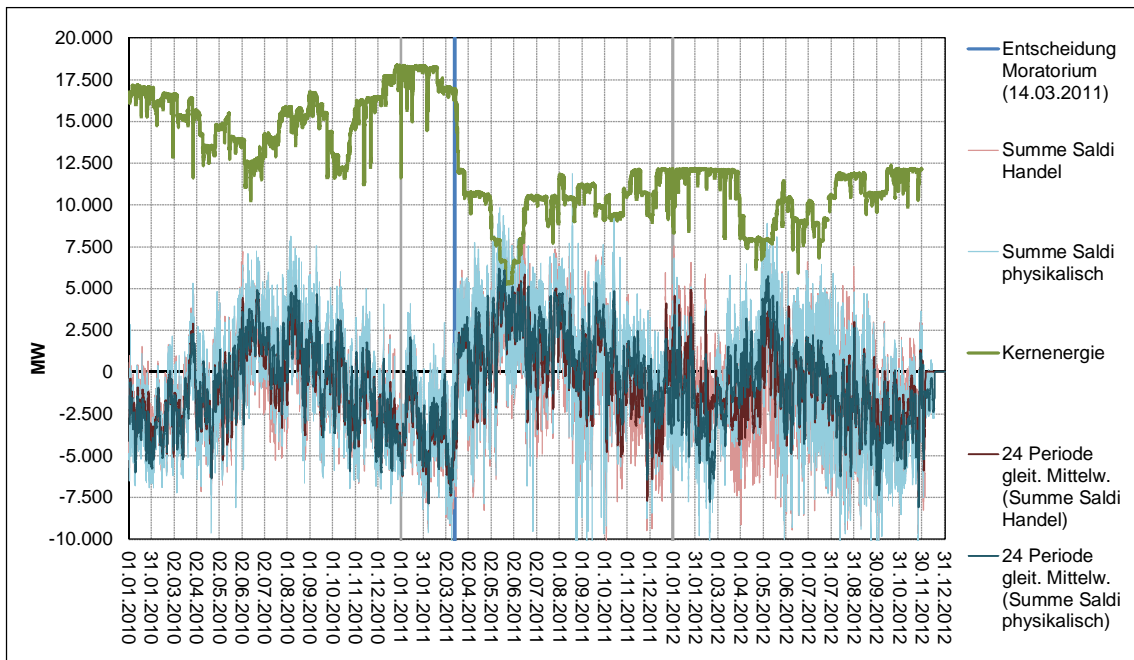
Auch im Jahr 2010 fand der Übergang vom Nettoexport zum Nettoimport ungefähr im Mai statt, wobei es im 24-Stunden-Mittel vereinzelt auch schon im März und April 2010 positive Importsaldi gab. 2011 entstanden bereits im März (im gleitenden Mittel über 24 Stunden) trotz einzelner Stunden mit Nettoexporten positive Importsaldi. In der ersten Hälfte des Jahres 2012 lässt sich ebenfalls wieder der Übergang von Nettoexporten zu Nettoimporten beobachten.

Sowohl das Jahr 2010, als auch das Jahr 2011 wiesen im Sommer einen zwischenzeitlichen Rückgang der Nettoimporte im Juli (2010) bzw. Juni/Juli (2011) und ein erneutes Ansteigen im August (2010) bzw. Juli/August (2011) auf. Im Jahr 2012 traten, wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, hauptsächlich im Mai Nettoimporte auf; in den anderen Sommermonaten überwogen im Gegensatz zu den Vorjahren die Exporte.⁸

⁸ Die Daten für den Stromaustausch mit einigen Ländern, die für einige Stunden im Januar 2012 angegeben werden, sind zum Teil unplausibel, zum Beispiel höher als die physikalische Kapazität der Leitungen. Daher konnte auch der hier gezeigte, aufsummierte Aus-

Im September 2010 ging der Saldo wieder zu Nettoexporten über, während im September 2011 die Nettoimporte überwogen. Auch das Jahr 2012 weist für den beginnenden Winter wie schon in den Vorjahren überwiegende Exporte auf.

Abbildung 20 Stündlicher Importsaldo und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch) für Deutschland; Erzeugung aus deutschen Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

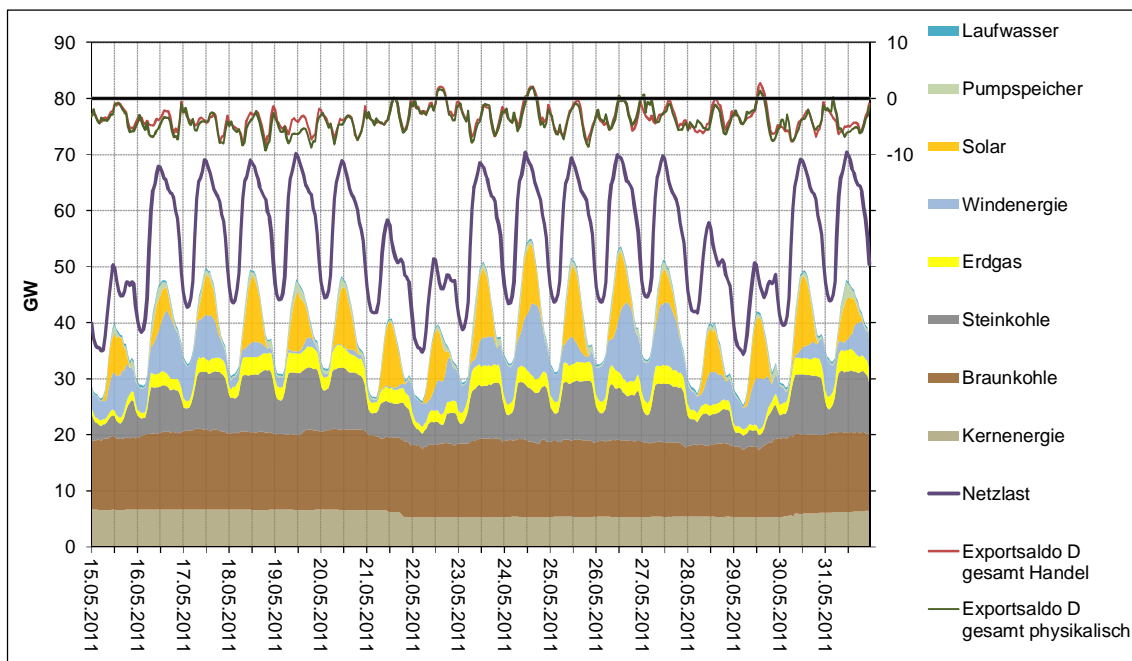
Anmerkung: Daten für Januar 2012 teilweise unplausibel, Daten für Austausch mit Österreich zwischen Januar und März 2012 nicht vorhanden

tauschsaldo Deutschlands mit allen Ländern im Januar 2012 nicht für die Analyse ausgewertet werden kann.

In höherer Auflösung ist in Abbildung 21 die zweiten Maihälfte 2011 dargestellt, denn in diesem Zeitraum erreichte die Produktion aus Kernenergie wegen langfristig geplanter Revisionen ein Minimum. Zu erkennen ist die Stromproduktion verschiedener Energieträger auf Basis der EEX-Transparenzdaten, die zwar nicht die vollständige Stromerzeugung erfassen, aber insbesondere für die großen Kraftwerke einen guten Abdeckungsgrad haben, sowie die von ENTSO-E angegebene Netzlast. Auf einer zweiten Achse darüber ist im selben Maßstab der Exportsaldo Deutschlands (physikalisch und kommerziell) dargestellt. Positive Werte bedeuten hier Nettoexporte, negative Werte Nettoimporte.

Im genannten Zeitraum fanden überwiegend Nettoimporte statt, wobei diese ca. um 8 Uhr morgens und ca. um 20 Uhr abends ihre Spitzen erreichten. Es gab aber auch Stunden, in denen die Nettoimporte niedrig waren oder sogar Nettoexporte stattfanden. Obwohl in diesen Stunden in den dargestellten Maiwochen auch die inländische Last hoch war, wurde exportiert. Das lag vor allem an der Solarstromproduktion, die mittags bzw. am frühen Nachmittag ihren Tagespeak erreicht.

Abbildung 21 Stromproduktion in Deutschland nach Energieträgern, Netzlast (Achse 1); Exportsaldo (Handel und physikalisch, Achse 2) im Mai 2011



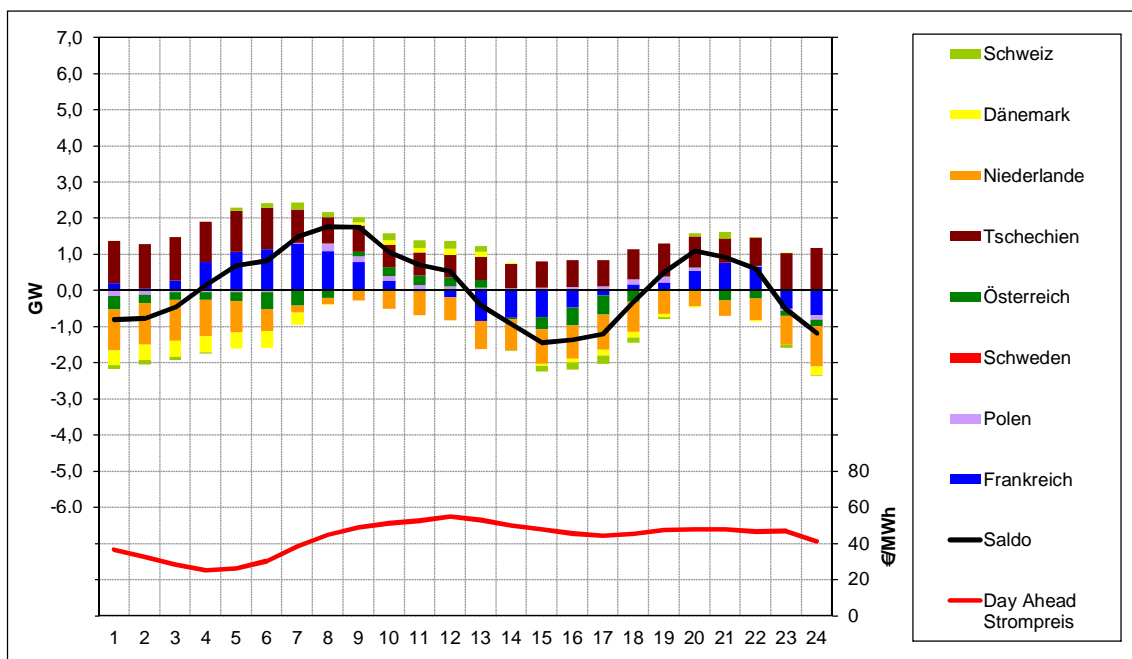
Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Anhand durchschnittlicher Tagesverläufe für verschiedene Jahreszeiten im Zeitraum Sommer 2010 bis Sommer 2012 lassen sich sowohl im Tagesverlauf, als auch zwischen den Sommer- und den Wintermonaten typische Veränderungen des Import-/Export-Saldos beobachten.

Abbildung 22 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Importe und Exporte im Sommer 2010. Positive Werte stellen Importe dar, negative Werte Exporte. Im Sommer 2010 exportierte Deutschland nachts und am Nachmittag Strom. Am frühen Morgen und am Abend wurde im Durchschnitt Strom importiert. Insbesondere Frankreich trat als flexibler Handelspartner auf. In den frühen Morgenstunden wurde Strom aus Frankreich importiert, am frühen Nachmittag aus Deutschland nach Frankreich exportiert und am Abend wieder importiert.

In Abbildung 22 ist auch der deutsche Strompreis am Spotmarkt dargestellt, der insbesondere ein deutliches Minimum in den frühen Morgenstunden aufweist.

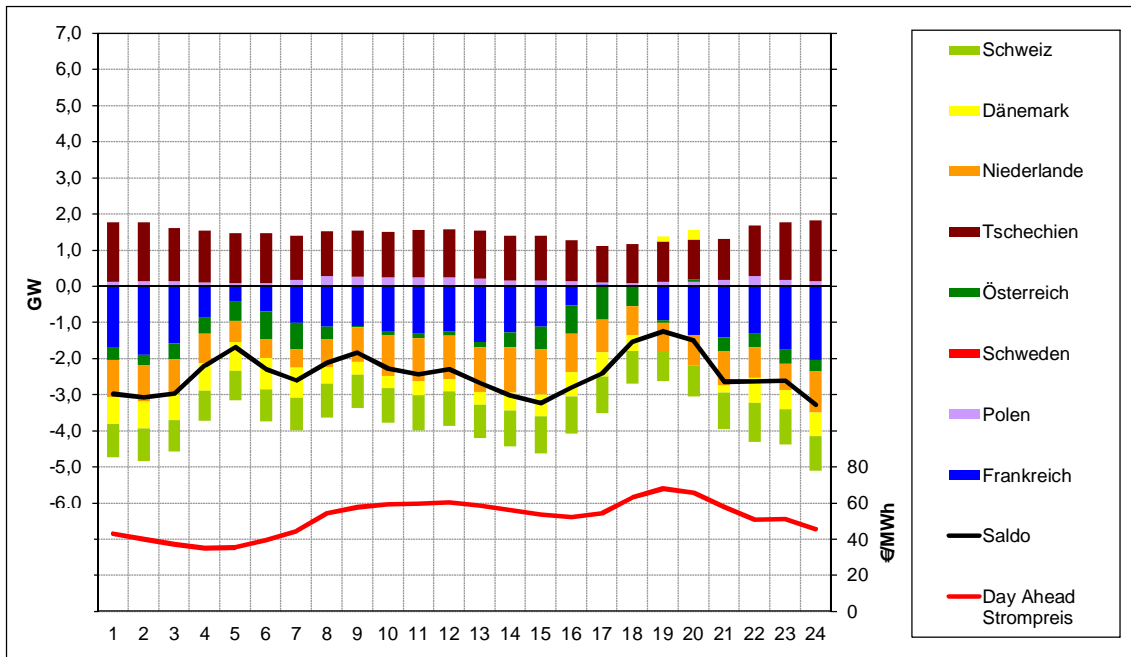
Abbildung 22 Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Sommer 2010 (13. April 2010 bis 30. September 2010)



Quelle: EPEX/EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

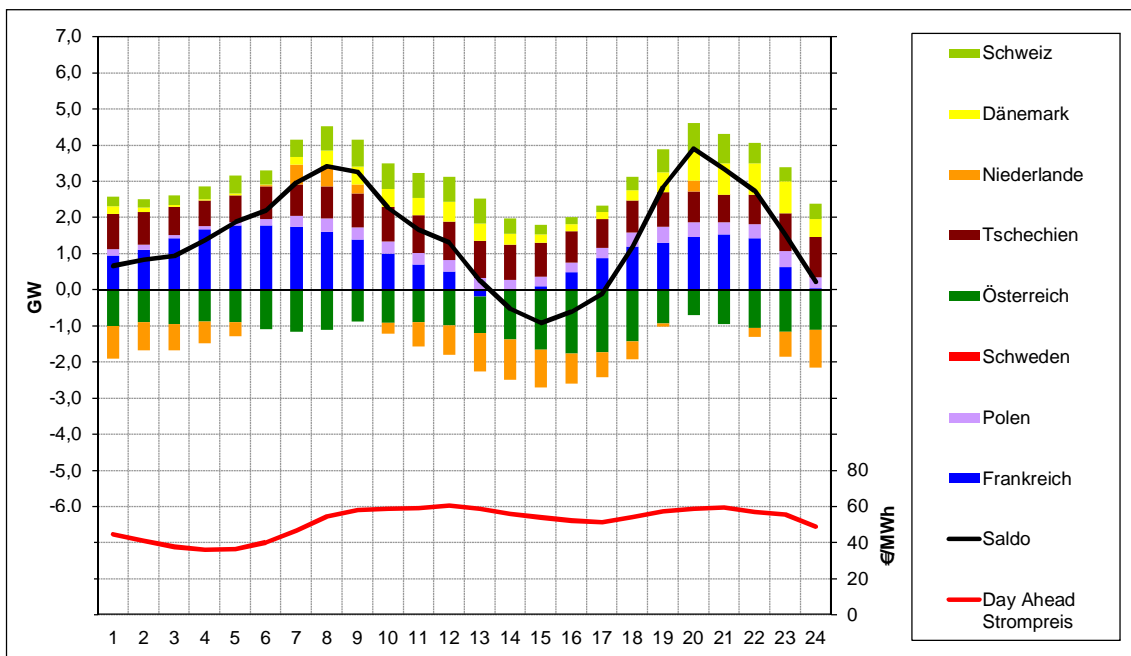
Abbildung 23 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Importe und Exporte im Winter 2010/2011. In diesem Zeitraum verzeichnete Deutschland einen durchschnittlichen stündlichen Nettoexport von 3 GW. Insbesondere während des Abendpeaks von 18:00 Uhr bis 20:00 Uhr gingen die Exporte stark zurück. Erfahrungsgemäß erhöhen um diese Zeit Speicherkraftwerke im Ausland ihre Produktion.

Abbildung 23 Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Winter 2010/11 (1. Oktober 2010 bis 31. März 2011)



Quelle: EPEX/EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 24 Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt, Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011)

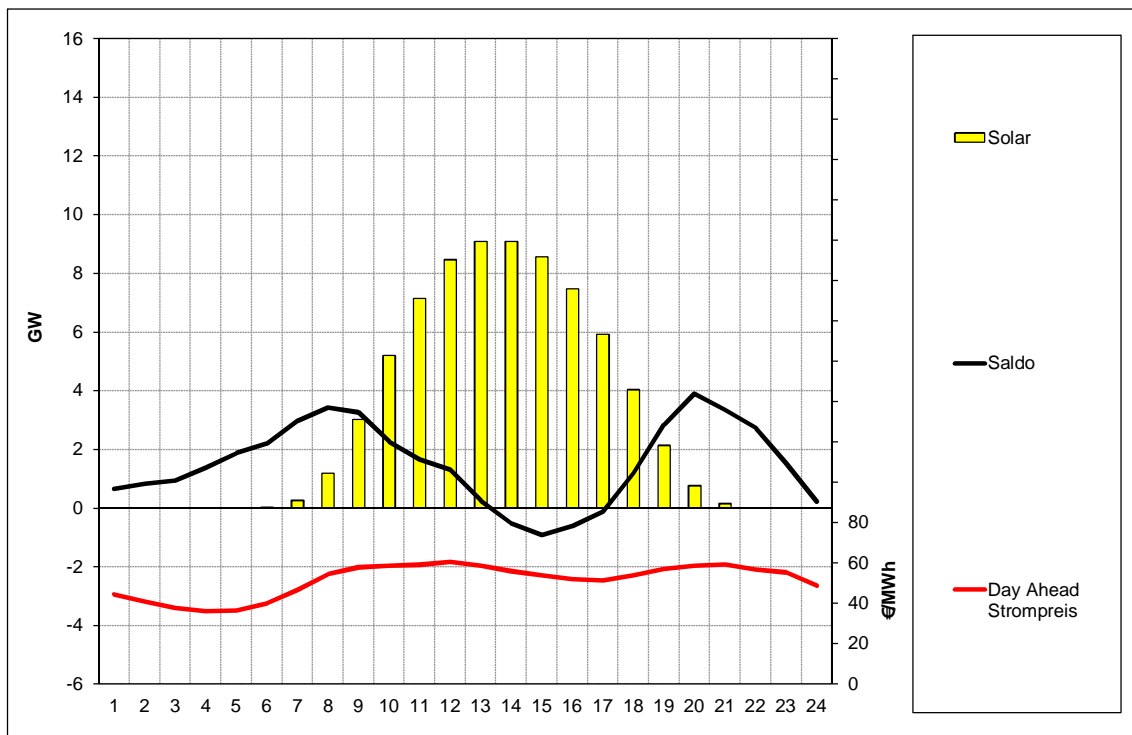


Quelle: EPEX/EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 24 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Importe und Exporte im Sommer 2011. Positive Werte stellen Importe dar, negative Werte Exporte. Am Nachmittag traten im Saldo Stromexporte auf. Abbildung 25 macht deutlich, dass die Importe und Exporte Deutschlands im Sommer bereits stark von der Photovoltaik beeinflusst wurden.

Der Importsaldo (Importe verringert um Exporte) erreichte im Tagesverlauf zwei Spitzen. Am Morgen von 07:00 Uhr bis 9:00 Uhr und am Abend von 19:00 Uhr bis 22:00 Uhr wurden durchschnittliche Nettoimporte von bis zu 4 GW erreicht. In der Nacht gingen die Nettoimporte auf unter 1 GW zurück, am Nachmittag wurde teilweise Strom exportiert.

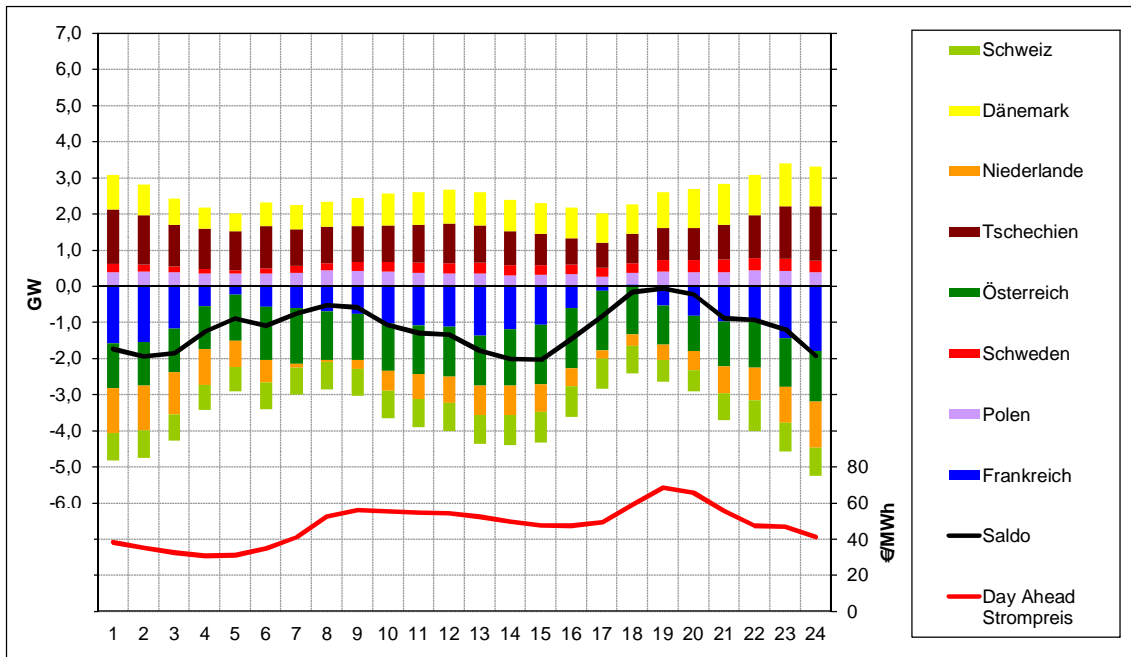
Abbildung 25 Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Sommer 2011 (1. April 2011 bis 30. September 2011, jeweils im Tagesdurchschnitt)



Quelle: EPEX/EEX, EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

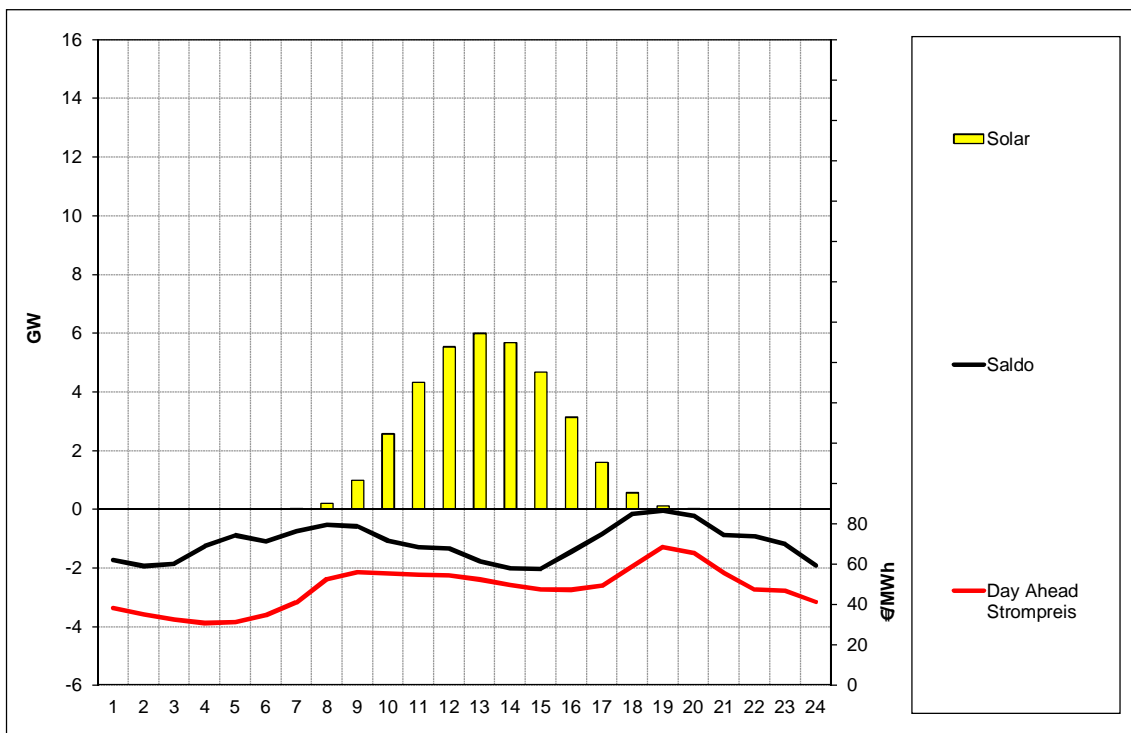
Abbildung 26 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Importe und Exporte im Winter 2011/2012. Im Winter 2010/2011 hatte Deutschland einen durchschnittlichen Nettoexport von 1 GW. Im Vergleich zum Winter 2010/2011 fällt insbesondere auf, dass Dänemark und Schweden nicht mehr als Importeure, sondern als Exporteure auftraten. Dies ist vermutlich in erster Linie auf die höhere Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke in Norwegen und Schweden zurückzuführen. Die Exporte in die Niederlande gingen zurück, während die Exporte nach Österreich anstiegen. Obwohl im Winterhalbjahr die Stromerzeugung aus Photovoltaik geringer war, zeigt Abbildung 27, dass die Stromerzeugung aus Photovoltaik auch im Winter leicht mit dem Exportsaldo korrelierte.

Abbildung 26 Entwicklung des kommerziellen Handels im Winter 2011/2012 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012)



Quelle: EPEX/EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

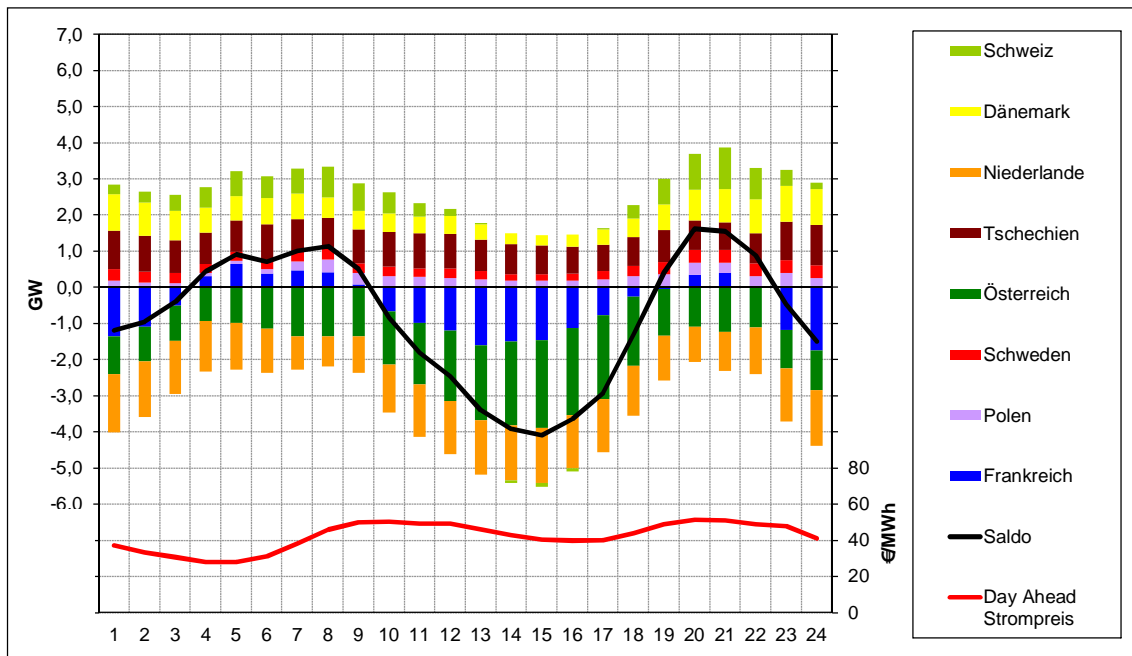
Abbildung 27 Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Winter 2011/2012 (1. Oktober 2011 bis 31. März 2012, jeweils im Tagesdurchschnitt)



Quelle: EPEX/EEX, EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 28 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Importe und Exporte im Sommer 2012. Im Vergleich zum Sommer 2011 fällt auf, dass insbesondere Frankreich nun in den Mittagsstunden kommerziell Strom aus Deutschland importierte.

Abbildung 28 Entwicklung der Nettoimporte (kommerzieller Handel) im Tagesdurchschnitt im Sommer 2012 (1. April 2012 bis 30. September 2012)

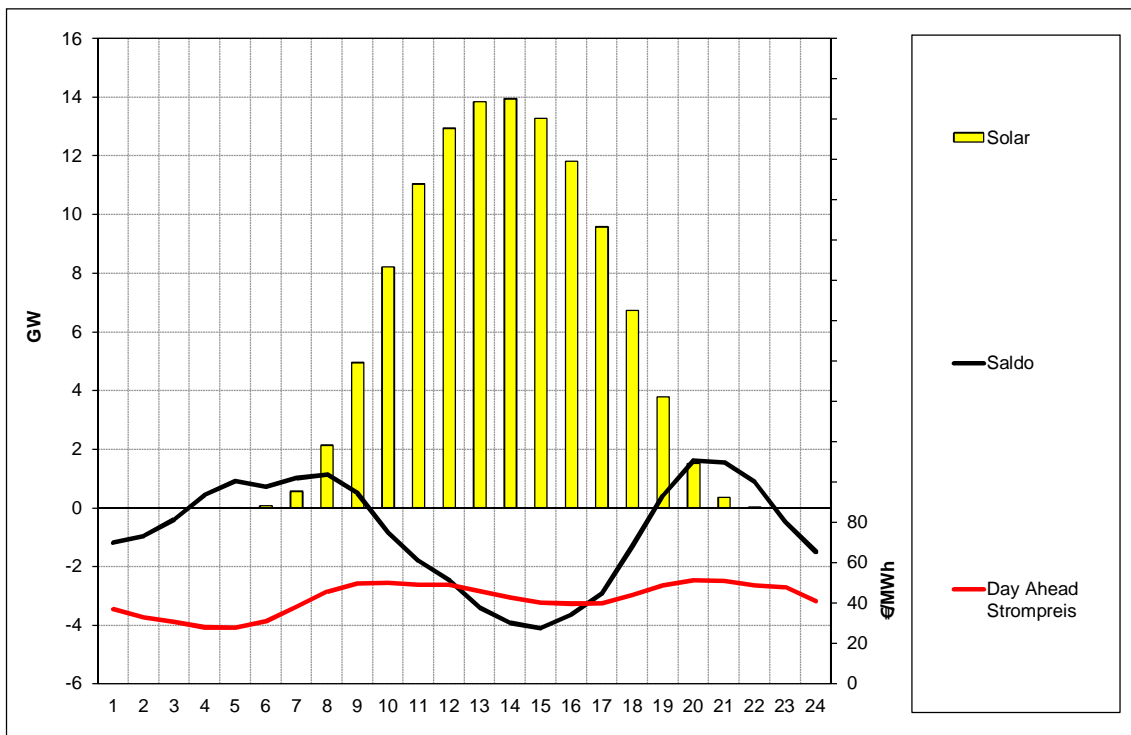


Quelle: EPEX/EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Bedingt durch den starken Ausbau der Photovoltaik war die tagesdurchschnittliche Stromerzeugung aus Photovoltaik im Sommer 2012 deutlich höher als noch im Sommer 2011. Abbildung 29 verdeutlicht, dass die Photovoltaik im Sommer 2012 einen starken Einfluss auf die Exportbilanz Deutschlands hatte. Deutschland ist nicht mehr nur ein klassischer Exporteur von Grundlaststrom in der Nacht, sondern exportiert auch tagsüber Strom. Selbst bei großer Produktion aus Photovoltaik werden fossile Kraftwerke nicht heruntergefahren. Ihr Strom wird stattdessen exportiert. Die ökonomische Optimierung auf dem europäischen Strommarkt führt dazu, dass die Integration der Photovoltaik teilweise in den europäischen Nachbarstaaten geschieht. Für deutsche Energieversorger ist es also billiger, morgens und abends Strom zu importieren, als fossile Kraftwerke für wenige Stunden in Betrieb zu nehmen. Gleichzeitig scheint es für ausländische Energieversorger billiger zu sein, mittags Solarstrom zu importieren und eigene Spitzenlastkraftwerke nicht zu betreiben – oder deren Produktion auf den Morgen oder den Abend zu verschieben.

Die Wirkung der Photovoltaik zeigt sich auch an den Strompreisen: Der Preispeak, der im Sommer 2011 noch um 12 Uhr auftrat, verschob sich im Sommer 2012 auf 9 Uhr, da die Strompreise schon in den Mittagsstunden wieder sanken.

Abbildung 29 Einfluss der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf die Entwicklung des kommerziellen Handels im Sommer 2012 (1. April 2012 bis 30. September 2012, jeweils im Tagesdurchschnitt)



Quelle: EPEX/EEX, EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

5 Sonderanalysen

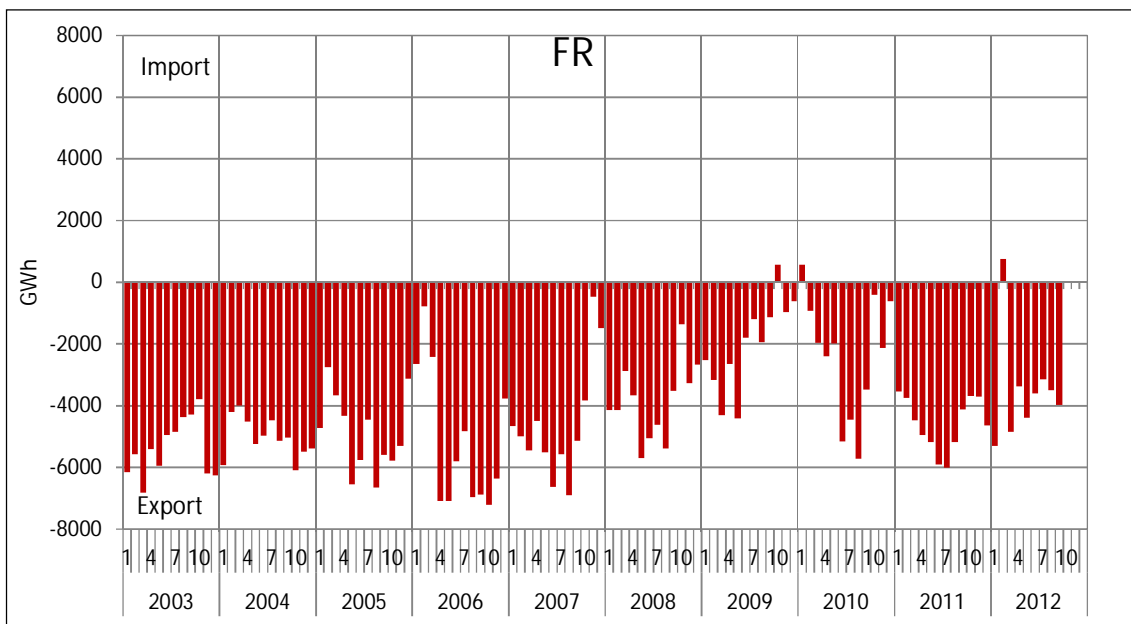
5.1 Frankreich

Ein Schwerpunkt der Debatte über Importe und das Abschalten einiger deutscher Kernkraftwerke ist die Frage, ob zusätzlicher „Atomstrom aus Frankreich“ importiert wird. Bei genauerer Betrachtung sind hier zwei verschiedene Fragen relevant, nämlich die nach „Strom aus Frankreich“ und die nach „Atomstrom“. Im Folgenden wird zunächst der Stromaustausch mit Frankreich untersucht.

Frankreich ist traditionell Stromexporteur: Abbildung 30 zeigt den monatlichen Saldo aller Stromimporte und -exporte Frankreichs mit seinen Nachbarn (Spanien, England, Belgien, Deutschland, Schweiz, Italien) von Januar 2003 bis September 2012. Frankreich war in diesem Zeitraum in beinahe jedem Monat Nettoexporteur. Das Jahr 2011 bildet dabei im historischen Vergleich keine besondere Ausnahme, allerdings traten vergleichsweise hohe Nettoexporte in den Wintermonaten 2011 auf. Dagegen zeigen die beiden vorangegangenen Jahre 2009 und 2010 vergleichsweise niedrige Exporte und mit Oktober 2009, Januar 2010 und Februar 2012 sogar die einzigen Monate mit französischen Nettoimporten.

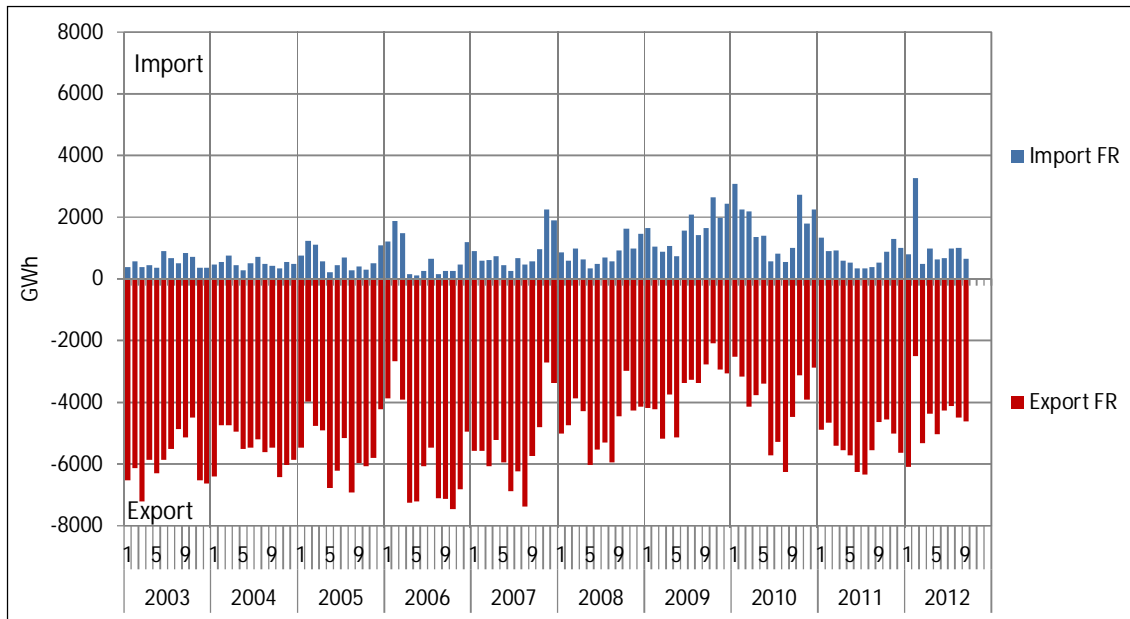
Ein saisonales Muster ist erkennbar, aber nicht so stark ausgeprägt wie in Deutschland. Allerdings lassen sich seit dem Jahr 2005 tendenziell in einzelnen Wintermonaten besonders niedrige Exporte beobachten. Bei der höheren Stromnachfrage im Winter nutzt Frankreich in den meisten Jahren seine Kraftwerke vor allem zur Deckung des inländischen Verbrauchs.

Abbildung 30 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Frankreichs, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 31 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Frankreichs, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

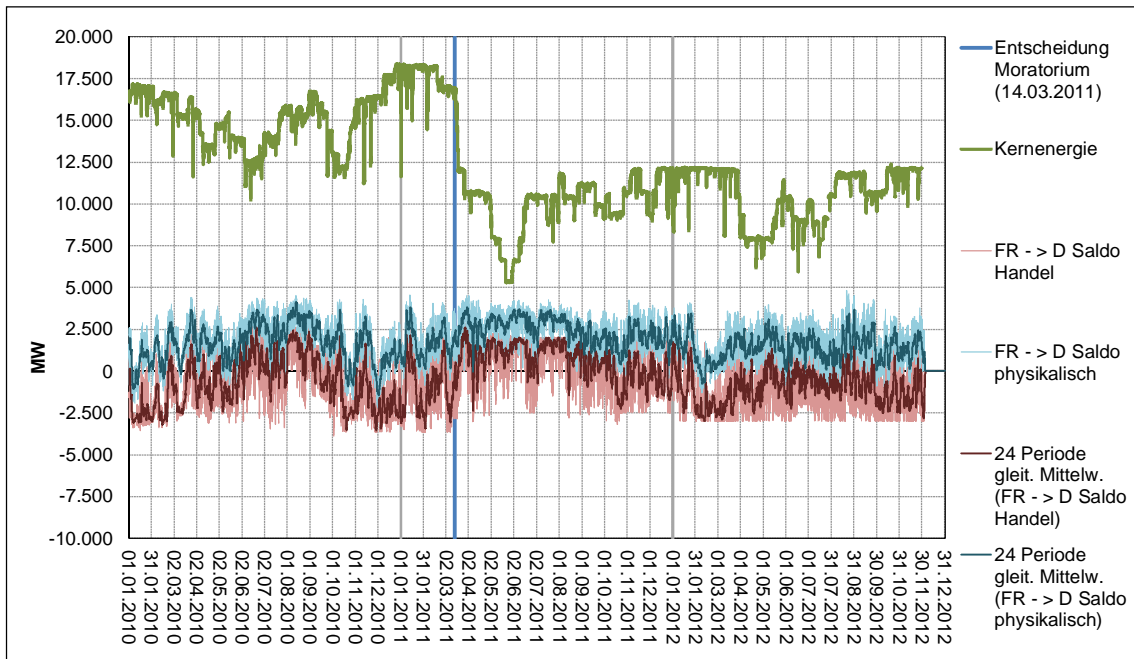
Die getrennte Darstellung der Importe und Exporte Frankreichs in Abbildung 31 zeigt, dass Frankreich in den letzten Jahren monatlich zwischen 2000 und gut 7000 GWh exportiert hat. Es kommt jedoch auch zu physikalischen Stromimporten nach Frankreich, und dies verstärkt in den Wintermonaten der letzten Jahre. Ein Importmaximum ist im Februar 2012 zu beobachten. Selbst in diesem Monat fanden jedoch weiter Stromexporte statt.

5.1.1 Transitflüsse von Frankreich durch Deutschland in die Schweiz

Abbildung 32 zeigt die Produktion der deutschen Kernkraftwerke zusammen mit dem physikalischen und dem kommerziellen Austauschsaldo zwischen Deutschland und Frankreich von Januar 2010 bis November 2012. Positive Werte bedeuten dabei Nettoimporte von Frankreich nach Deutschland, negative Werte bedeuten Nettoexporte von Deutschland nach Frankreich. Wie der gesamte Austauschsaldo Deutschlands, zeigt auch der Saldo mit Frankreich eine Tendenz zu höheren Importen aus Frankreich in den Sommermonaten und zu niedrigeren Importen bzw. Exporten im Winter.

Auffallend ist, dass der kommerzielle Austauschsaldo durchgehend vom physikalischen Stromfluss abweicht: Er bleibt systematisch um durchschnittlich 2,2 GW unter dem physikalischen Fluss. So gibt es Stunden, in denen zwar physikalisch Strom von Frankreich nach Deutschland fließt, aber gleichzeitig kommerziell Strom von Deutschland nach Frankreich verkauft wird.

Abbildung 32 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Frankreich nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 3 zeigt die jährliche Summe der physikalischen und der kommerziellen Strom-austauschsaldi. Demnach flossen im Jahr 2010 zwar 14 TWh physikalisch von Frank-reich nach Deutschland, kommerziell wurden jedoch knapp 7 TWh in die Gegenrich-tung, von Deutschland nach Frankreich, verkauft. Im Jahr 2011 kam es auch kommer-ziell zu Nettoimporten aus Frankreich. Diese fielen jedoch mit 2,4 TWh um eine Grö-ßenordnung niedriger aus als die physikalischen Nettoimporte von 20 TWh. In den Mo-naten Januar bis November 2012 flossen physikalisch im Saldo 11 TWh von Frank-reich nach Deutschland, während 8 TWh von Deutschland nach Frankreich gehandelt wurden.

Tabelle 3 Saldo der jährlichen physikalischen und kommerziellen Importe von Frankreich nach Deutschland auf Basis der stündlichen Werte der ENTSO-E

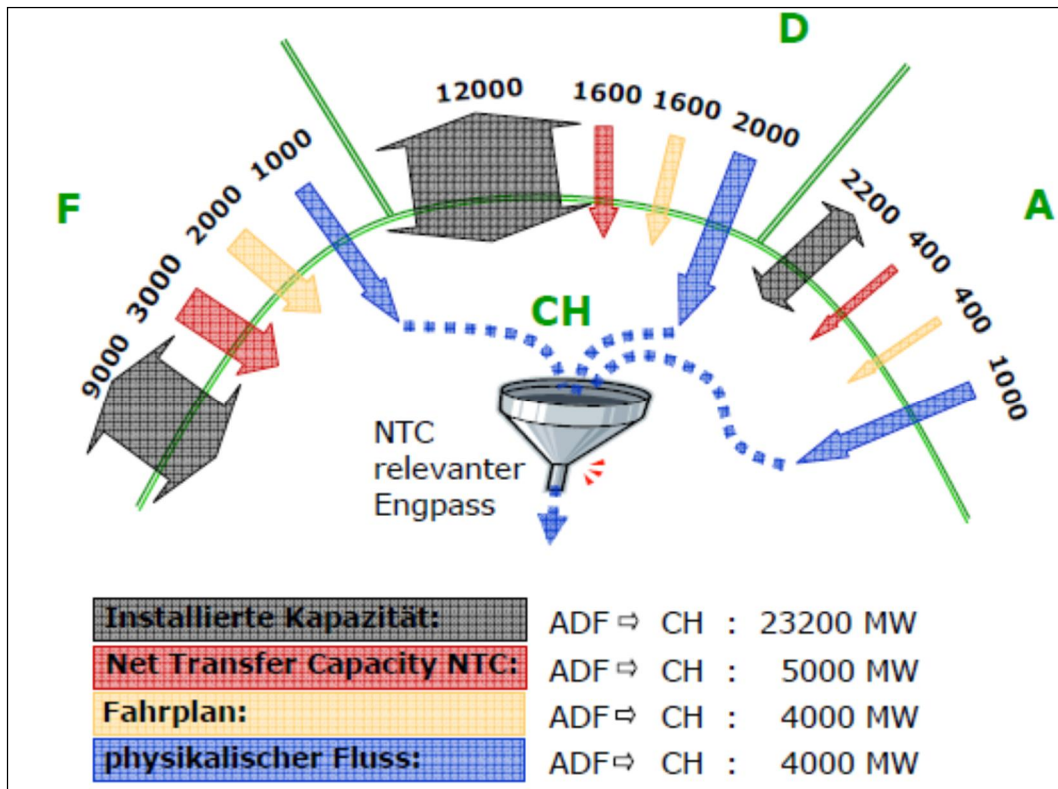
Jahr	Stromaustauschsaldo Frankreich - Deutschland	
	physikalisch GWh	kommerziell GWh
2010	14.242	-6.716
2011	20.006	2.396
Jan. - Nov. 2012	11.237	-8.070

Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Diese Unterschiede lassen sich durch das Zusammenwirken mehrerer Umstände er-klären. Mindestens zum Teil könnten Transitflüssen für diese Differenz verantwortl-ich

sein: Strom, der von Frankreich in die Schweiz verkauft wird, fließt physikalisch zum Teil von Frankreich über Deutschland in die Schweiz.

Abbildung 33 Gegenüberstellung der kommerziellen und physikalischen Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz



Quelle: Swissgrid (2007).

Weshalb solche Transitflüsse entstehen, zeigt Abbildung 33 beispielhaft. In der Schweiz treten interne Netzengpässe auf, wenn alle Kuppelstellen mit den Nachbarländern voll genutzt würden.⁹ Insbesondere ist die Übertragungskapazität über die Alpen nach Süden begrenzt. Um interne Netzüberlastungen zu vermeiden, wird deshalb bereits der Import in die Schweiz von Norden kommend begrenzt. Wie in Abbildung 33 illustriert, beträgt der „NTC relevante Engpass“ innerhalb der Schweiz 5 GW. Dies bedeutet, dass 5 GW sicher durch die Schweiz transportiert werden können. Insgesamt ist also die Summe der Importe aus Frankreich, Deutschland und Österreich in die Schweiz auf 5 GW begrenzt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese verfügbare Transportkapazität wie folgt aufgeteilt: Von Frankreich in die Schweiz dürfen 3 GW importiert werden, von Deutschland in die Schweiz 1,6 GW und von Österreich in die Schweiz 0,4 GW. Die physikalische Übertragungskapazität ist mit insgesamt 23,2 GW (davon 12 GW zwischen Deutschland und der Schweiz, 9 GW zwischen Frankreich

⁹ Daher konzentriert sich der aktuell in der Schweiz geplante Netzausbau auf die Erhöhung der internen Nord-Süd Übertragungskapazität (Swissgrid 2012).

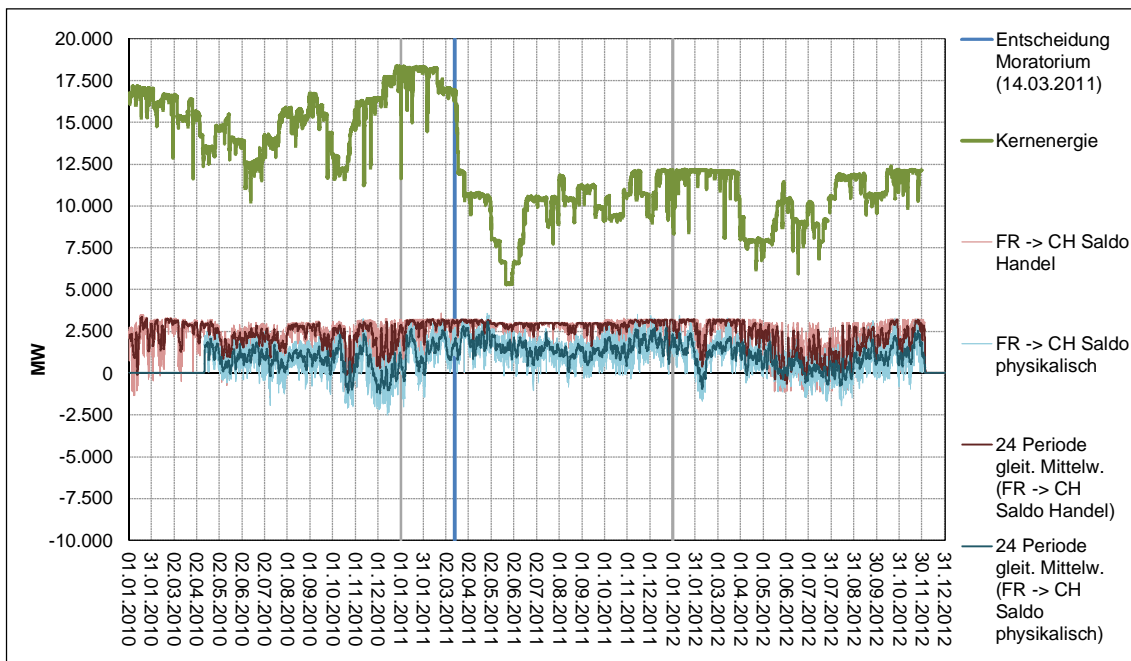
und der Schweiz, 2,2 GW zwischen Österreich und der Schweiz) viel höher als die für den kommerziellen Handel freigegebene Übertragungskapazität. Frankreich verfügt also über 60% der für den kommerziellen Handel freigegebenen Transportkapazität, während der Anteil Frankreichs an der physikalischen Übertragungskapazität nur 40% beträgt. Deutschland verfügt nur über 32% der für den kommerziellen Handel freigegebenen Transportkapazität, während der Anteil an der physikalischen Übertragungskapazität 52% beträgt. Hier wird bereits sichtbar, dass Frankreich einen überproportional großen Anteil der Importkapazität in die Schweiz nutzen kann, während Deutschland nur ein unterproportionaler Anteil zur Verfügung steht.

Dieses Ungleichgewicht bei der Festlegung der verfügbaren Transportkapazitäten führt zu Transitflüssen. Dabei teilt sich der Stromfluss bei mehreren parallelen Leitern entsprechend der elektrischen Widerstände in den Leitern auf. Deshalb fließt der Strom nicht direkt von Frankreich in die Schweiz, sondern teilweise auch über eine längere Transportstrecke. Dies wird auch durch die in Abbildung 33 dargestellten physikalischen Flüsse deutlich: Strom im Umfang von 1000 MW, der kommerziell von Frankreich in die Schweiz verkauft wurde, fließt über deutsche und österreichische Leitungen in die Schweiz. Hier kommt es also zu Transitflüssen im Umfang von 1000 MW durch Deutschland, von denen im konkreten Beispiel 400 MW direkt in die Schweiz und 600 MW über Österreich in die Schweiz fließen.

Der Mechanismus der Transitflüsse wird auch bei Analyse der historischen Daten deutlich. Abbildung 34 zeigt den physikalischen und den kommerziellen Saldo zwischen Frankreich und der Schweiz seit 2010. In den meisten Stunden exportiert Frankreich in die Schweiz. Wie auch zwischen Frankreich und Deutschland, weichen hier physikalische und kommerzielle Stromflüsse voneinander ab: Im Mittel wird stündlich knapp 1,5 GW mehr Strom von Frankreich in die Schweiz verkauft, als physikalisch fließt.

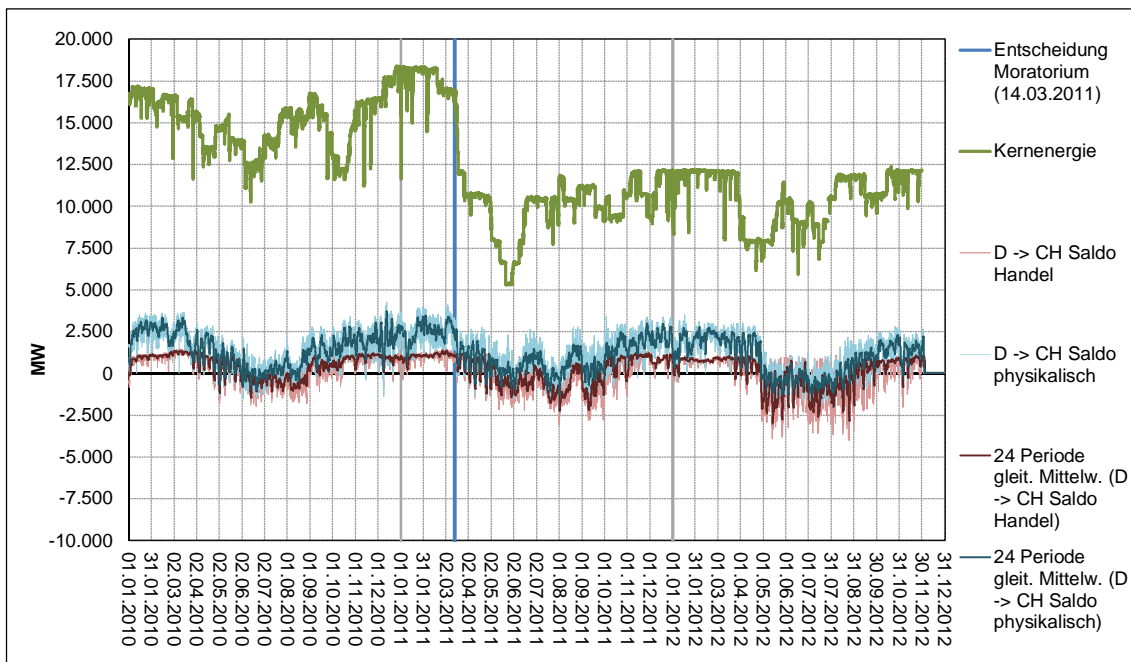
Auch für den Stromaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz, dargestellt in Abbildung 35, weichen die physikalischen und die kommerziellen Saldi voneinander ab: Im Mittel fließt seit 2010 etwa 1 GW mehr physikalisch von Deutschland in die Schweiz, als gehandelt wird.

Abbildung 34 Stündlicher Saldo der Stromflüsse **von Frankreich in die Schweiz** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

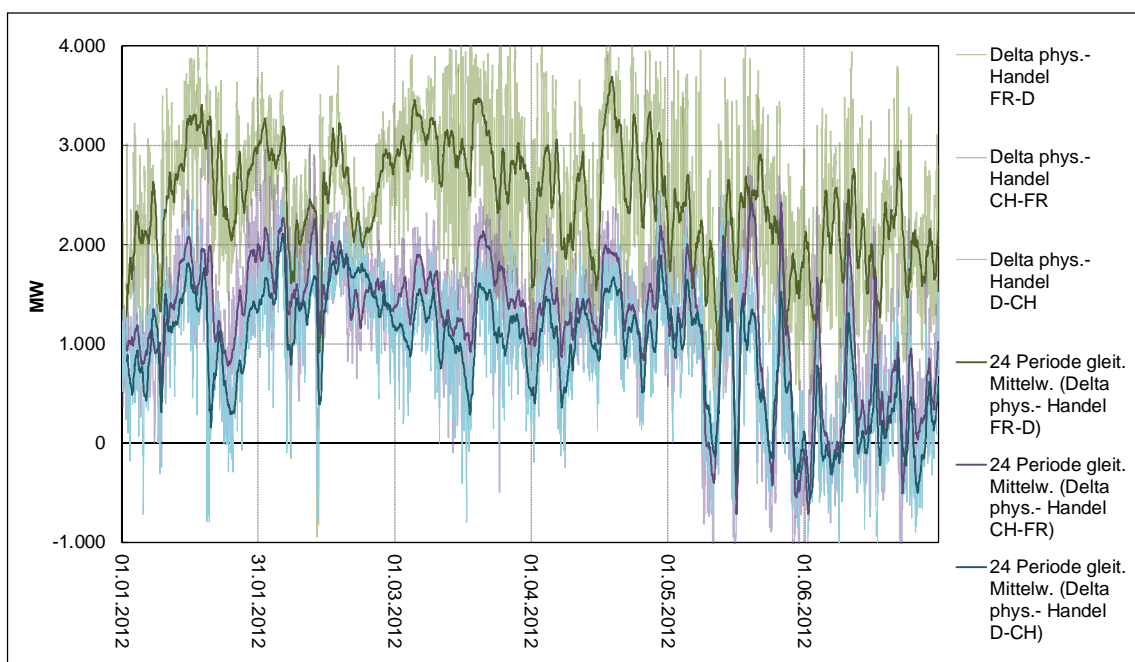
Abbildung 35 Stündlicher Saldo der Stromflüsse **von Deutschland in die Schweiz** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch), Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 36 zeigt am Beispiel des ersten Halbjahres die Differenz zwischen Handelssaldo und physikalischem Saldo für die drei zuvor einzeln dargestellten Grenzen Frankreich-Deutschland, Deutschland-Schweiz und Schweiz-Frankreich. Offensichtlich gibt es eine deutliche Korrelation zwischen den Differenzen an der Grenze Schweiz-Frankreich und der Grenze Schweiz-Deutschland: Was an Elektrizität von Frankreich in die Schweiz mehr verkauft als physikalisch geliefert wird, entspricht in Ausmaß und Verlauf etwa dem, was Deutschland in die Schweiz mehr physikalisch liefert als verkauft.

Abbildung 36 Delta zwischen physikalischen und kommerziellen Stromflüssen für Frankreich-Deutschland, Deutschland-Schweiz und Schweiz-Frankreich im ersten Halbjahr 2012

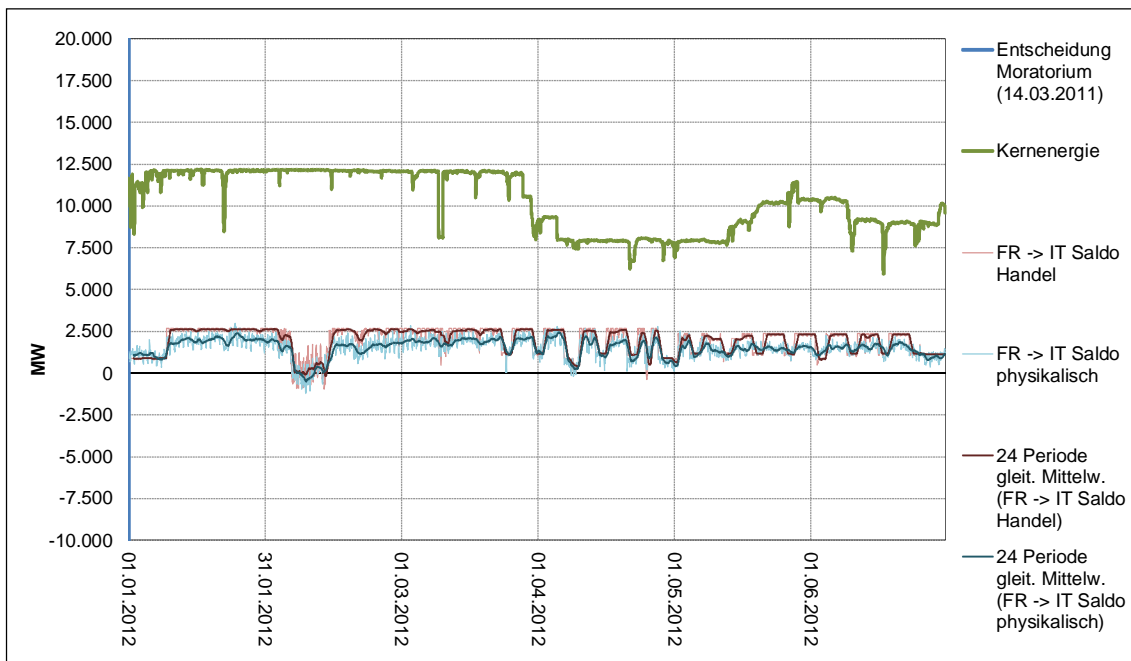


Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Die Abweichung zwischen physikalischem und kommerziellem Fluss an den deutsch-französischen Grenzkuppelstellen ist damit jedoch nur zum Teil erklärbar. Im Verlauf ähnelt sie zwar zeitweise dem Verlauf der Mengendifferenzen an den Grenzen Schweiz-Frankreich und Schweiz-Deutschland, sie ist aber durchgehend höher. Hier wären weitere Analysen notwendig.

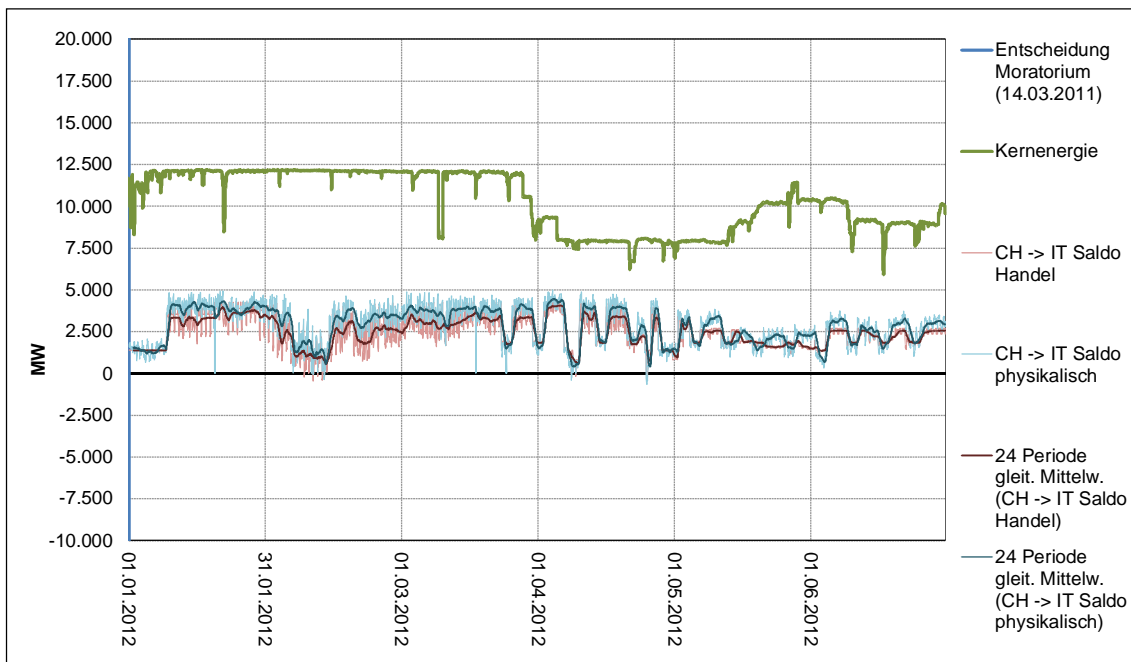
Eine ähnliche Korrelation besteht übrigens auch für die Differenzen zwischen den physikalischen und kommerziellen Stromflüssen an den Grenzen Frankreich-Italien und Schweiz-Italien, jedoch auf niedrigerem Niveau. Abbildung 37 zeigt exemplarisch für das erste Halbjahr 2012 die Saldi der kommerziellen und physikalischen Stromflüsse von Frankreich nach Italien. Frankreich verkauft systematisch mehr Strom nach Italien, als physikalisch fließt. Eine ähnliche Abweichung in umgekehrter Richtung findet sich zwischen der Schweiz und Italien: Wie Abbildung 38 zeigt, exportiert die Schweiz physikalisch mehr Strom nach Italien, als sie handelt.

Abbildung 37 Stündlicher Saldo der Stromflüsse **von Frankreich nach Italien** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken im ersten Halbjahr 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

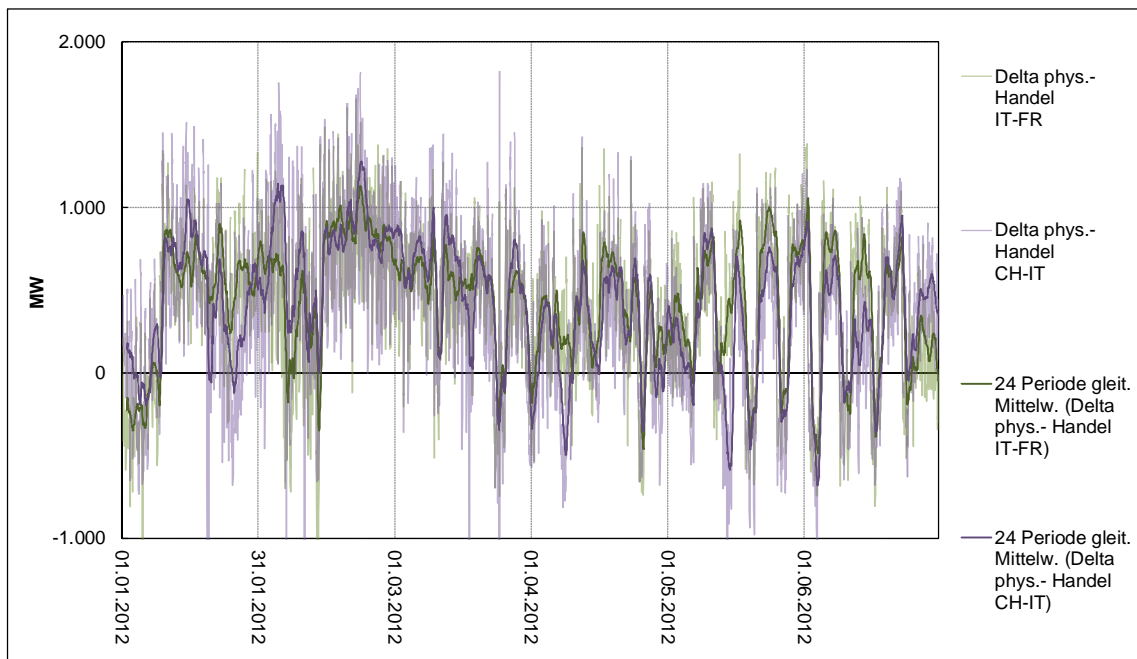
Abbildung 38 Stündlicher Saldo der Stromflüsse **von der Schweiz nach Italien** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken im ersten Halbjahr 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Differenzen zwischen physikalischem und kommerziellem Stromfluss an den Grenzen Frankreich-Italien und Schweiz-Italien sind in Abbildung 39 ebenfalls für das erste Halbjahr 2012 dargestellt und zeigen eine deutliche Korrelation. Auch durch die Schweiz finden also physikalisch Transitflüsse von Strom statt, der von Frankreich nach Italien verkauft wurde. Diese Transitflüsse sind mit stündlich gut 400 MW im Mittel für beide Grenzen allerdings niedriger als die zuvor dargestellten Transitflüsse von Frankreich über Deutschland in die Schweiz von durchschnittlich etwa 1 GW.

Abbildung 39 Differenzen zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Frankreich-Italien und Schweiz-Italien im ersten Halbjahr 2012



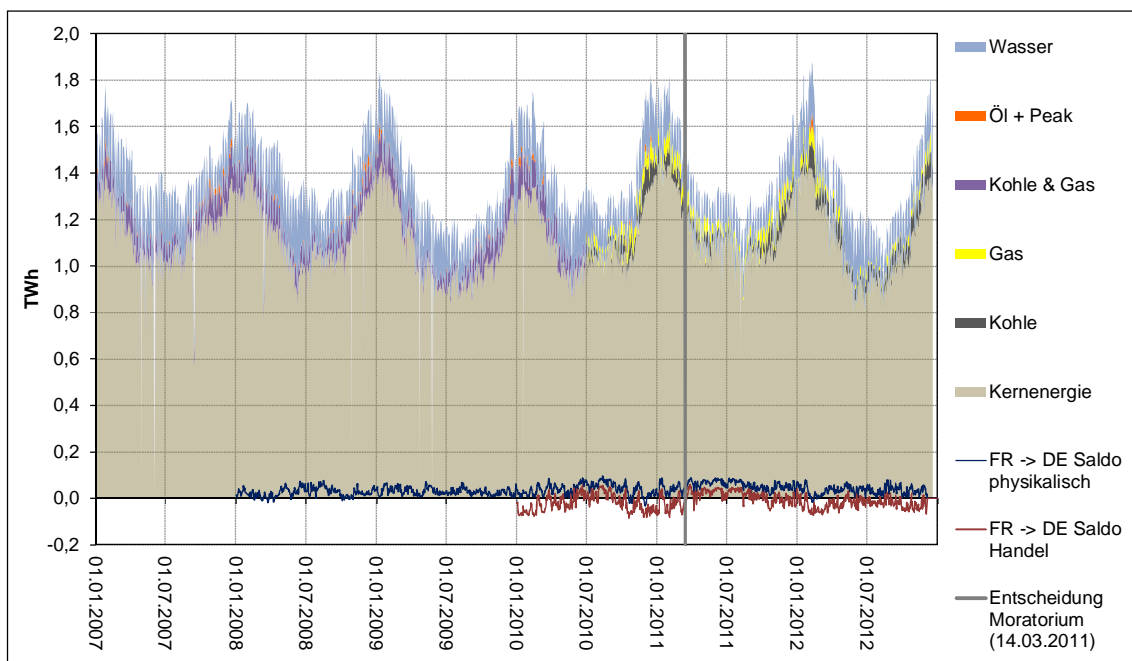
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

5.1.2 Produktion französischer Kraftwerke und Import-/Export-Saldo

Im Zusammenhang mit Importen aus Frankreich wird immer wieder die Frage gestellt, ob es sich dabei um französischen „Atomstrom“ handelt. Um sie ausführlich zu beantworten, wird im Folgenden die Produktion des französischen Kraftwerksparks mit den Importen und Exporten Frankreichs korreliert.

Abbildung 40 zeigt die tägliche Stromproduktion in Frankreich seit 2007 auf Basis verschiedener Brennstoffe. Der größte Teil stammt aus Kernkraftwerken, die auch einem klaren saisonalen Muster folgen: Im Winter produzieren die französischen Kernkraftwerke täglich bis zu ca. 1,4 TWh Strom, die maximale Leistung im dargestellten Zeitraum liegt bei gut 61 GW. Im Sommer sinkt die Stromproduktion deutlich auf ca. 1 TWh pro Tag. Ebenfalls in Abbildung 40 dargestellt ist der physikalische und der kommerzielle Import-/Export-Saldo zwischen Frankreich und Deutschland.

Abbildung 40 Tägliche Produktionsdaten französischer Kraftwerke von Januar 2007 bis November 2012 und physikalischer und kommerzieller Importsaldo Frankreich-Deutschland



Quelle: RTE, Berechnungen des Öko-Instituts

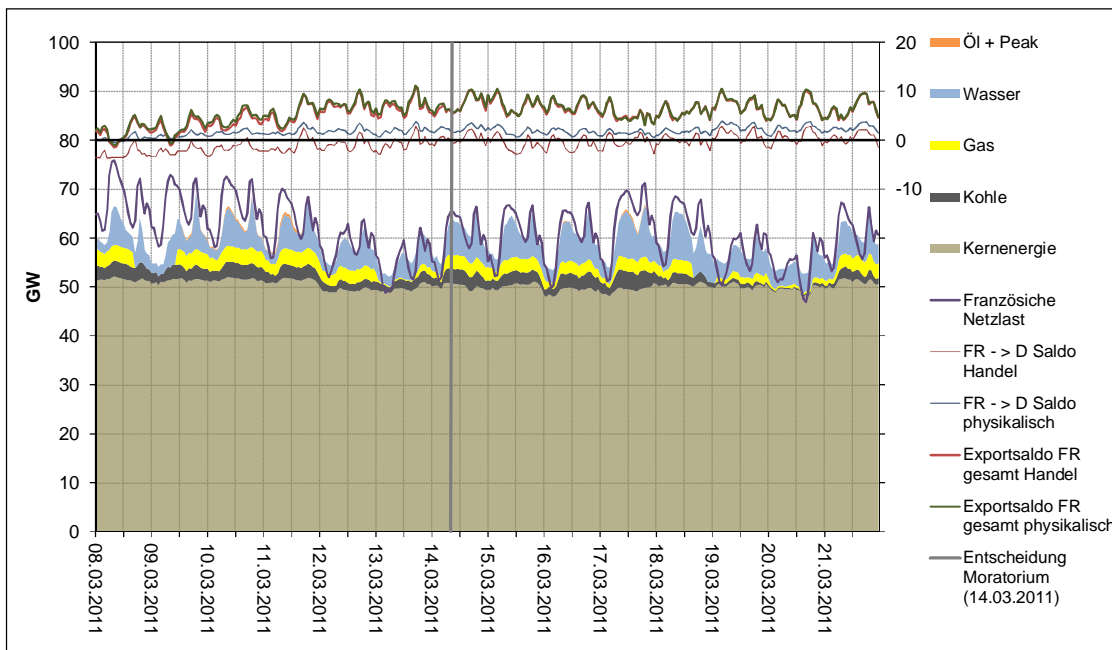
Für eine etwas detailliertere Analyse ist in Abbildung 41 ein Zeitraum von zwei Wochen vor und nach der Entscheidung für das Moratorium in Deutschland im März 2011 dargestellt. Zusätzlich zu der Produktion der französischen Kraftwerke ist auch der Austauschsaldo Frankreichs insgesamt und der Austauschsaldo von Frankreich nach Deutschland auf einer zweiten Achse abgebildet. Der Tagesgang der französischen Produktion ist gut erkennbar: Auf ein Nachtal folgt ein Morgenpeak, ein Nachmittagstal und ein Abendpeak. Auch das höhere Niveau der Produktion an den vier aufeinanderfolgenden Wochentagen im Vergleich zu den Wochenenden (12./13. März und 19./20. März) ist gut erkennbar.

Auffällig sind dabei drei Aspekte. Erstens stieg der physikalische und der kommerzielle Nettostromfluss von Frankreich nach Deutschland im betrachteten Zeitraum tatsächlich leicht an. Selbst in der Woche des Moratoriums wurde jedoch in Spitzenlaststunden kommerziell Strom von Deutschland nach Frankreich gehandelt.

Zweitens steigen die Exporte Frankreichs dann, wenn die Produktion in Frankreich sinkt. Vorzugsweise genau in den Nachttälern und Nachmittagstälern der Stromproduktion zeigt der Exportsaldo seine Peaks. In diesen Stunden geht die Produktion aus allen Kraftwerken, auch die der Kernkraftwerke, im Vergleich zu den vorangegangenen Stunden zurück. Es werden also nicht Kraftwerke angefahren, um zu exportieren, sondern der Strom, der exportiert wird, stammt aus Kraftwerken, die nicht so weit heruntergefahren wurden, wie es eigentlich möglich gewesen wäre, wenn es nur um die Deckung der inländischen Nachfrage gegangen wäre. Dies ist mit dem Zusammenwirken der technisch-ökonomischen Parameter der Kraftwerke, wie An- und Abfahr-Gradienten und Kosten für An- und Abfahrvorgänge, sowie mit der Position dieser Kraftwerke in der kombinierten Merit-Order der an der Marktkopplung beteiligten Länder (vgl. Abschnitt 2.1) zu erklären.

Drittens sind in allen dargestellten Stunden auch noch andere konventionelle Kraftwerke in Betrieb, die in der Merit-Order teurer sind als Kernkraftwerke. Wenn diese Kraftwerke ebenfalls am regulären Strommarkt agieren, bedeutet die Tatsache, dass sie überhaupt in Betrieb sind, dass die (kurzfristig kostengünstigeren) Kernkraftwerke bereits so viel Strom wie möglich produzieren, aber nicht ausreichen, um die Last zu decken. Dies bedeutet auch: Zusätzliche Last würde in dieser Situation nicht mehr aus Kernkraftwerken gedeckt werden, sondern vom nächsten verfügbaren Grenzkraftwerk, was je nach Situation in den dargestellten zwei Wochen ein Gas-, Wasser- oder Ölkraftwerk sein kann. Dass die Produktion der Kernkraftwerke in Summe überhaupt stündliche Schwankungen zeigt, lässt sich mit dem Agieren am Strommarkt alleine nicht erklären, sondern ist vermutlich auf das Anbieten von Systemdienstleistungen zurückzuführen.

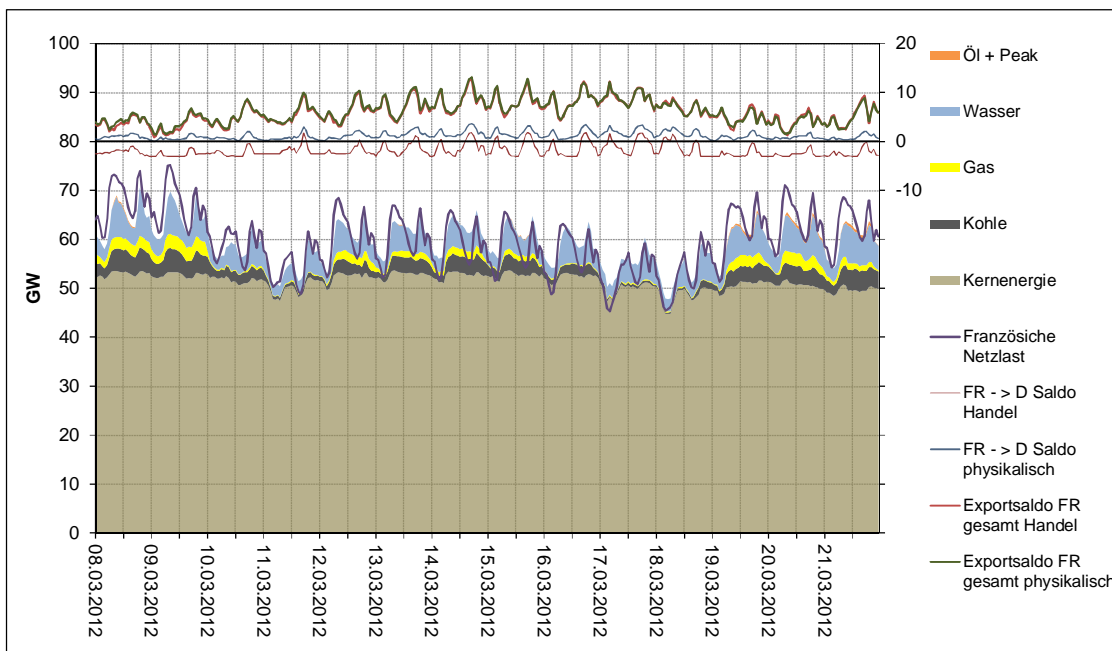
Abbildung 41 Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im März 2011 (Achse 2)



Quelle: RTE, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Anmerkung: Daten für Gaskraftwerke vom 8. März 18 Uhr bis 9. März 11 Uhr und für 18. März 17 Uhr bis 19. März 2 Uhr nicht vorhanden

Abbildung 42 Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im März 2012 (Achse 2)

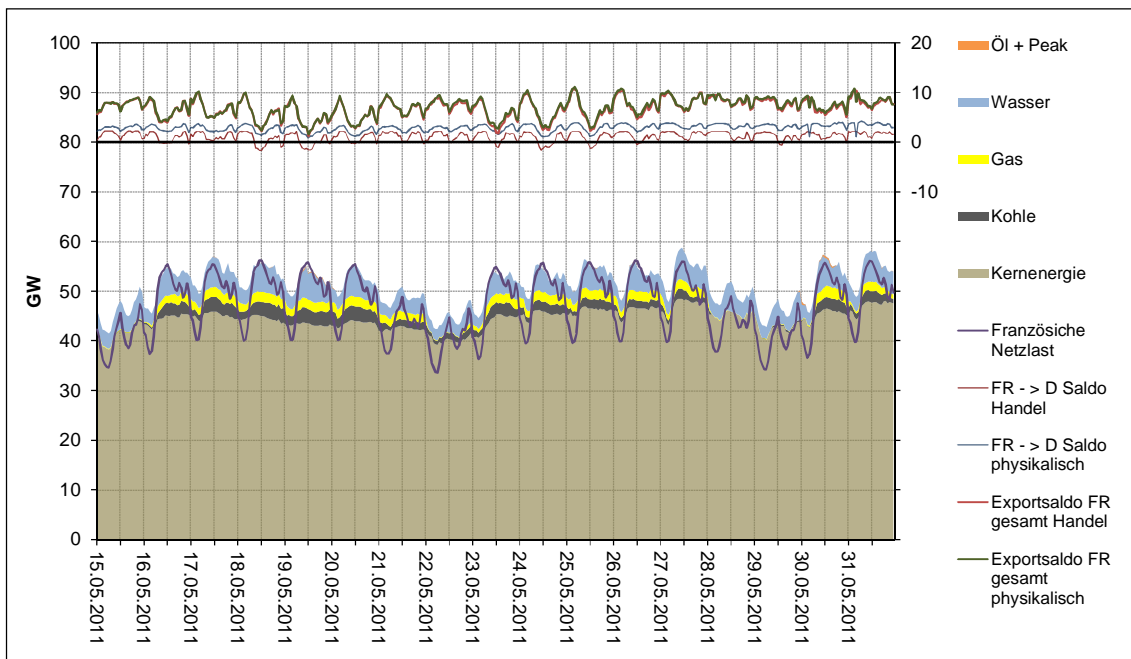


Quelle: RTE, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Zum Vergleich ist in Abbildung 42 derselbe Zeitraum auch für das Jahr 2012 dargestellt. Es sind prinzipiell dieselben Effekte beobachtbar wie auch im Vorjahr: Frankreich kauft dann Strom aus Deutschland, wenn der eigene Verbrauch – und damit auch die eigene Produktion – hoch ist. In den Stunden, in denen die französische Stromproduktion sinkt, erhöhen sich die physikalischen Exporte, und die Richtung der kommerziellen Stromflüsse kehrt sich von einem Import aus Deutschland in einen Export nach Deutschland um.

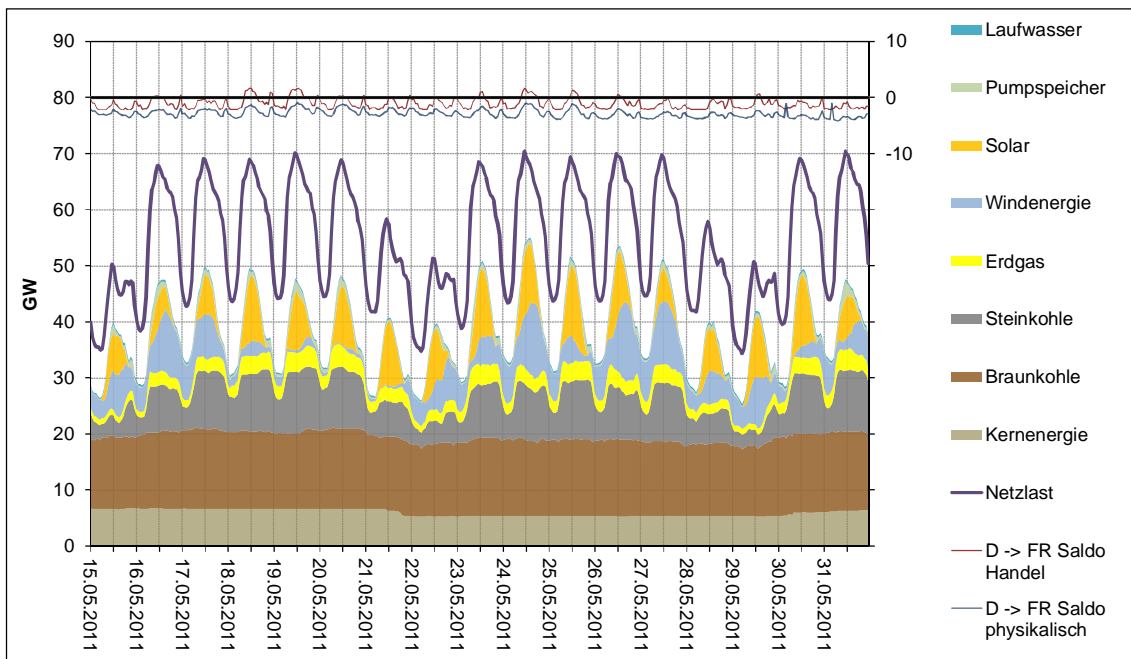
Das Minimum der Stromproduktion aus deutschen Kernkraftwerken im Jahr 2011 trat, wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, aufgrund langfristig geplanter Revisionen vom 21. Mai bis zum 31. Mai auf, als nur noch Kapazitäten von insgesamt gut 5 GW in Betrieb waren. Auch für diesen Zeitraum ist in Abbildung 43 die Produktion der französischen Kraftwerke und die Entwicklung des Import-/Export-Saldos Frankreichs insgesamt und der Austauschsaldo mit Deutschland dargestellt. Zum Vergleich ist in Abbildung 44 auch die Stromproduktion in Deutschland und – hier mit umgekehrtem Vorzeichen – der Austauschsaldo mit Frankreich in diesem Zeitraum gezeigt.

Abbildung 43 Stündliche Stromproduktion in Frankreich nach Energieträgern (Achse 1); Exportsaldo Frankreichs insgesamt und Austauschsaldo mit Deutschland im Mai 2011 (Exporte positiv, Achse 2))



Quelle: RTE, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 44 Stündliche Stromproduktion in Deutschland nach Energieträgern, Netzlast (Achse 1); Austauschsaldo mit Frankreich im Mai 2011 (Exporte positiv, Achse 2))



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Obwohl also ab dem 21. Mai in Deutschland nur noch 5 GW Kernkraftwerksleistung in Betrieb waren, wurde in diesem Zeitraum immer noch in einigen Stunden Strom kommerziell von Deutschland nach Frankreich gehandelt, und zwar dann, wenn die französische Nachfrage und damit auch die Produktion besonders hoch waren. In Deutschland waren dies ebenfalls Stunden mit hoher Nachfrage. Zugleich wurde jedoch in diesen Stunden im dargestellten Zeitraum neben konventionellem auch viel Solar- und/oder Windstrom produziert.

Die Nettoimporte von Frankreich nach Deutschland erreichten ihre höchsten Werte in der zweiten Maihälfte 2011 tendenziell in der Stunde von 4 bis 5 Uhr morgens und zwischen 20 und 21 Uhr. Insbesondere diese sehr frühen Morgenstunden sind jedoch Stunden mit niedriger bis mittlerer Nachfrage und Stromproduktion in Deutschland, in denen durchaus noch inländische Kraftwerkskapazitäten verfügbar wären.

In Frankreich waren in den gezeigten zwei Wochen außer an den Wochenenden in allen Stunden auch fossile Kraftwerke in Betrieb. Das französische Grenzkraftwerk kann also in diesen Stunden kein Kernkraftwerk gewesen sein. An den Wochenenden ist dies nicht auszuschließen, hier haben zwar auch Wasserkraftwerke Strom geliefert, es ist jedoch möglich, dass ihre kurzfristigen Grenzkosten unter denen der Kernkraftwerke liegen, wenn es sich zum Beispiel um Laufwasserkraftwerke oder Speicherwasserkraftwerke (ohne Pumpe) mit vollem Wasserspeicher handelt.

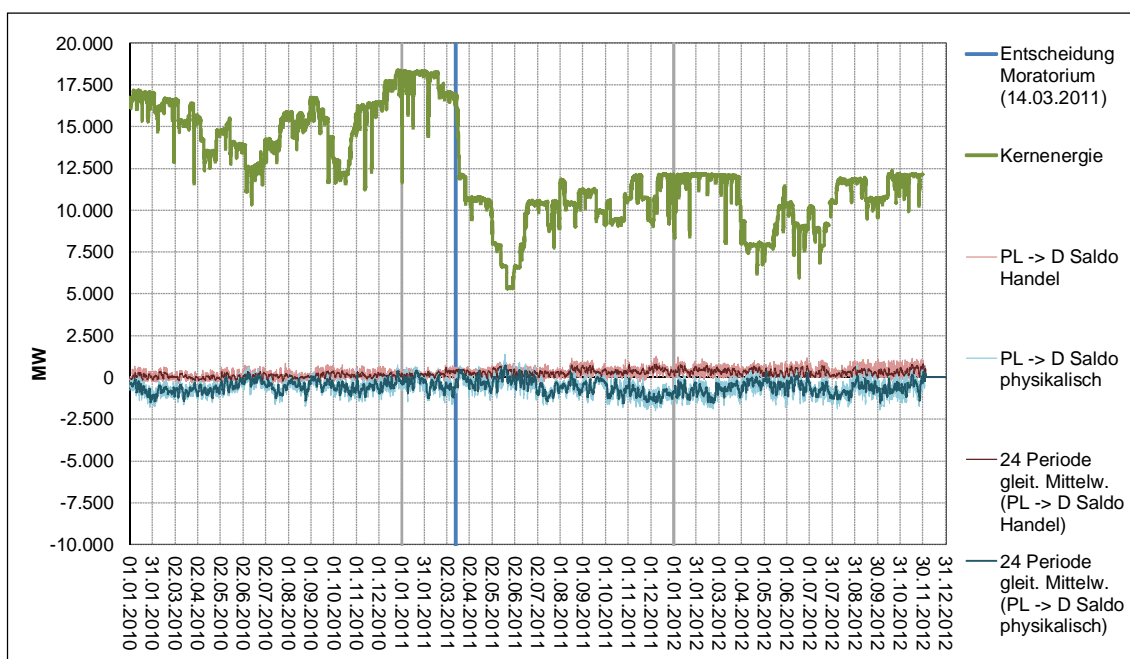
Insgesamt lässt sich aus den vorangegangenen Analysen ableiten, dass Stromlieferungen von Frankreich nach Deutschland sich nicht aufgrund eines technischen Mangels an Kraftwerkskapazitäten in Deutschland ergeben. Physikalischer wie auch kommerzieller Stromfluss von Frankreich nach Deutschland entsteht verstärkt in Situationen, in denen französische Kraftwerke ihre Produktion bereits reduziert haben. Umgekehrt findet niedriger physikalischer Fluss von Frankreich nach Deutschland bzw. sogar kommerzieller Stromfluss von Deutschland nach Frankreich in Situationen mit hoher französischer Nachfrage respektive hoher französischer Stromproduktion statt. In Deutschland sind dies vor allem Stunden mit hoher Solarstromeinspeisung.

5.2 Ringflüsse von Norddeutschland über Polen, Tschechien und Österreich nach Süddeutschland

Im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kernenergie ist auch der Stromimport aus der tschechischen Republik in der Diskussion, wo ebenfalls erhebliche Kernkraftwerks-Kapazitäten betrieben werden. Darüber hinaus stellt sich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Frage, wie sich der Stromaustausch mit allen osteuropäischen Nachbarstaaten durch die Energiewende verändert. Dabei tritt insbesondere das Phänomen der Ringflüsse auf, das im Folgenden genauer betrachtet wird.

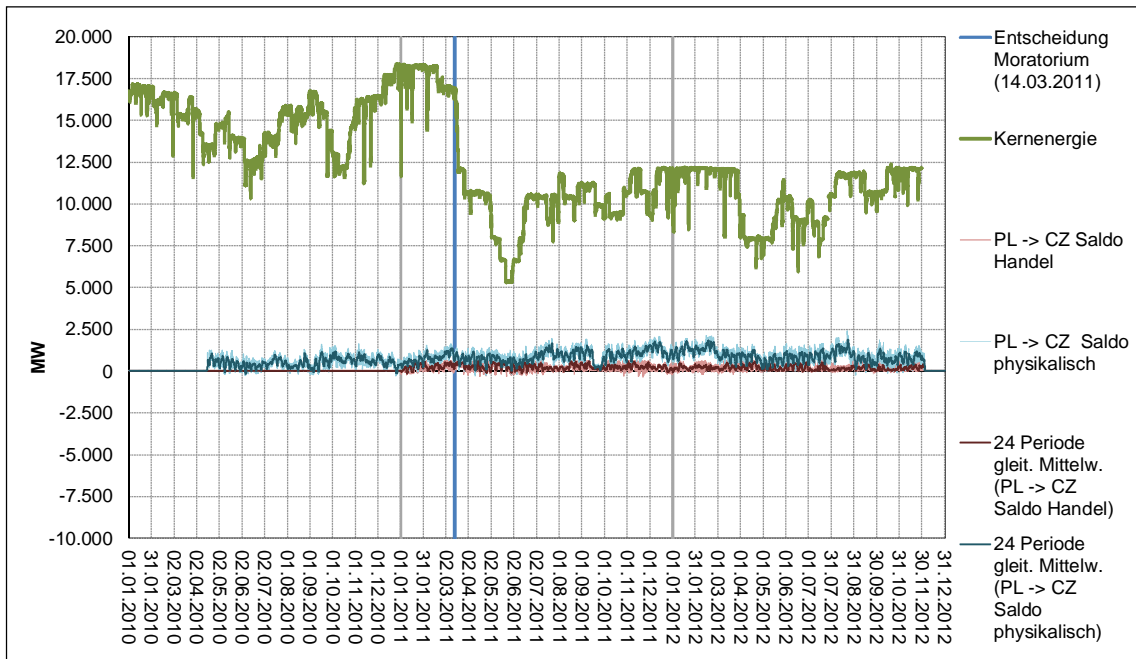
Abbildung 45 zeigt den physikalischen und kommerziellen Austauschsaldo zwischen Deutschland und Polen. Auch hier kommt es zu Abweichung der kommerziellen und physikalischen Stromflüsse im Umfang von etwa 1 GW. Während kommerziell in der Regel auf niedrigem Niveau Strom aus Polen nach Deutschland importiert wird, fließt der Strom physikalisch häufig aus Deutschland nach Polen. Dies war insbesondere im Dezember 2011 der Fall, mehrfach auch im Jahr 2012.

Abbildung 45 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Polen nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



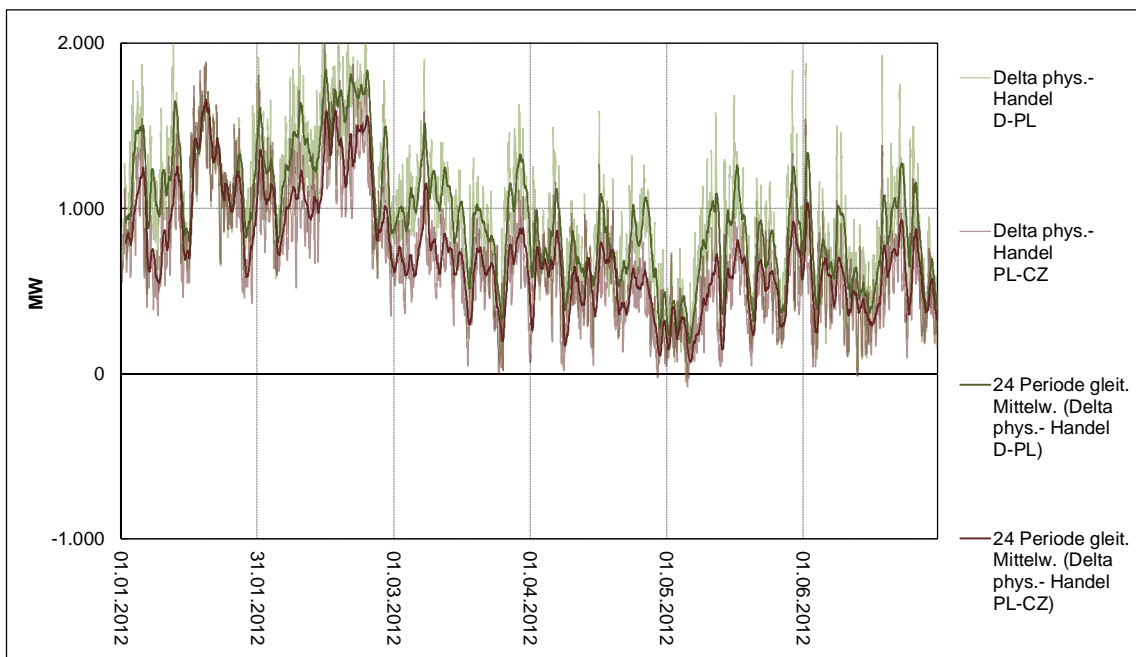
Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 46 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Polen nach Tschechien und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 47 Differenz zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Deutschland-Polen und Polen-Tschechien im ersten Halbjahr 2012



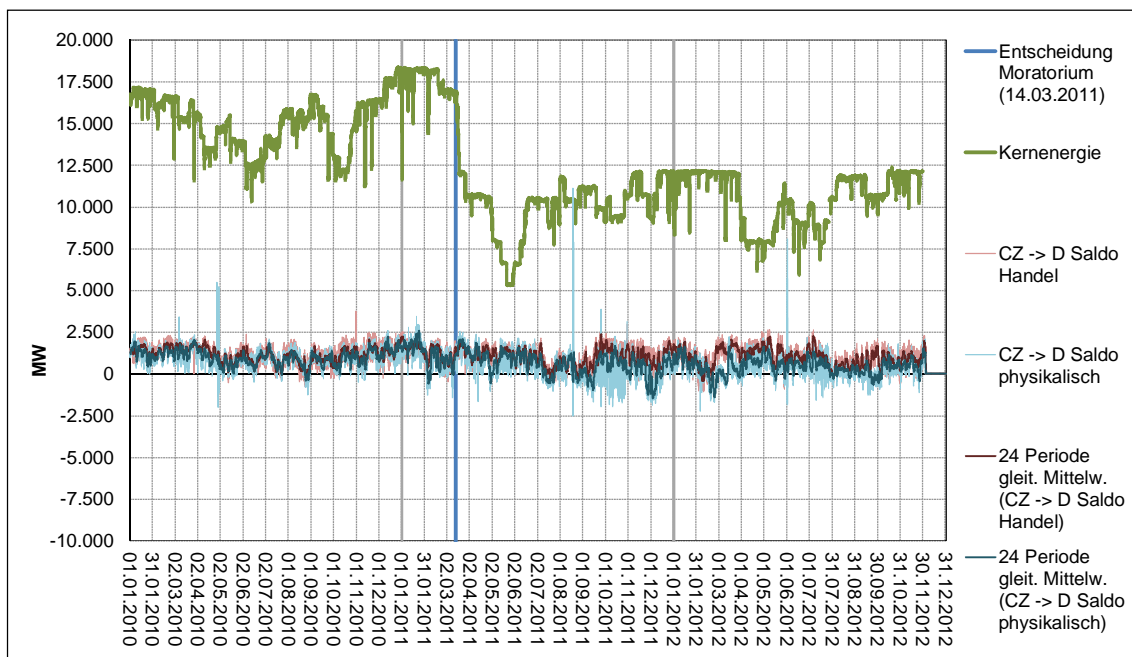
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Abweichung zwischen physikalischen und kommerziellen Flüssen ist auch an der polnisch-tschechischen Grenze zu beobachten (Abbildung 46). Während ein niedriger kommerzieller Saldo von Polen nach Tschechien zu verzeichnen ist, fließt physikalisch deutlich mehr Strom in diese Richtung. Die Differenz zwischen kommerziellem und physikalischem Stromfluss an der polnisch-tschechischen Grenze zeigt eine deutliche Korrelation zu der Differenz an der deutsch-polnischen Grenze, wie Abbildung 47 für das erste Halbjahr 2012 darstellt. Der Strom, der physikalisch von Deutschland nach Polen fließt, ohne in dieser Richtung gehandelt worden zu sein, fließt in der Bilanz von Polen weiter nach Tschechien.

Fließt dieser Strom nun von Tschechien nach Deutschland zurück? Abbildung 48 zeigt den Importsaldo der Stromflüsse von Tschechien nach Deutschland. Tatsächlich importiert Deutschland physikalisch Strom aus Tschechien. Es zeigt sich dabei erstens, dass der Import aus Tschechien nicht mit der Produktion der Kernkraftwerke in Deutschland korreliert. Es gab also keine sichtbare Reaktion in Form zusätzlicher Importe aus Tschechien auf die deutschen Abschaltungen.

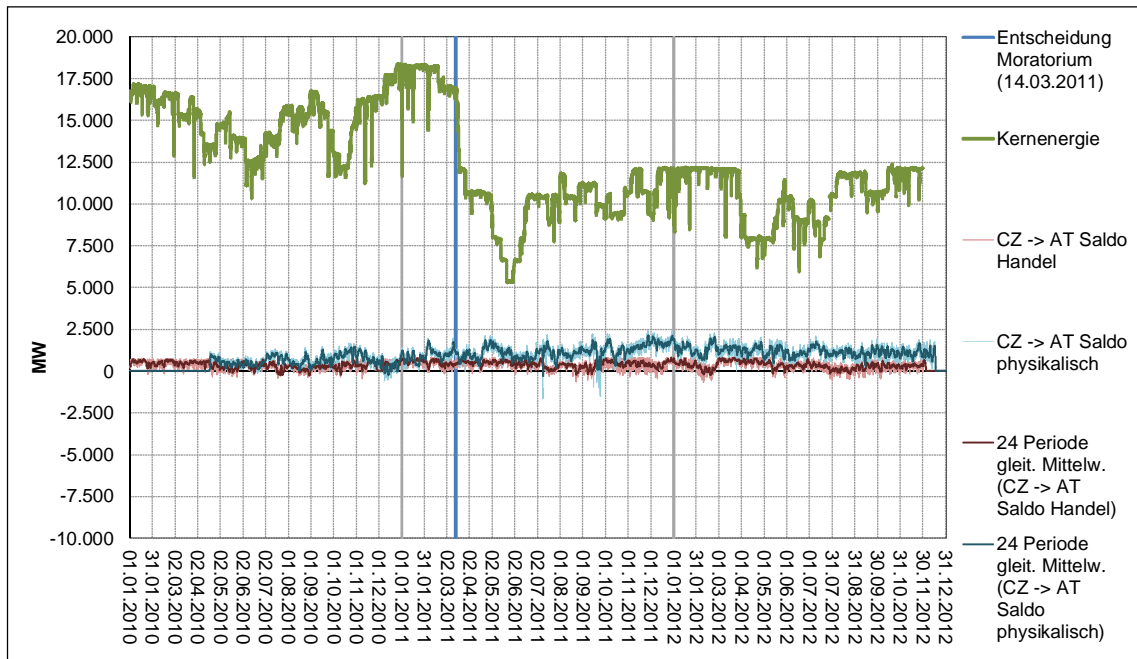
Zweitens kann für die Frage der Ringflüsse festgehalten werden: Es wird, insbesondere seit September 2011, noch mehr Strom kommerziell von Tschechien nach Deutschland gehandelt, als physikalisch fließt. Würde es sich bei den physikalischen Importen aus Tschechien um Rückflüsse handeln, so wäre zu erwarten, dass der kommerzielle Stromfluss geringer als der physikalische ist.

Abbildung 48 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Tschechien nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch; Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis November 2012



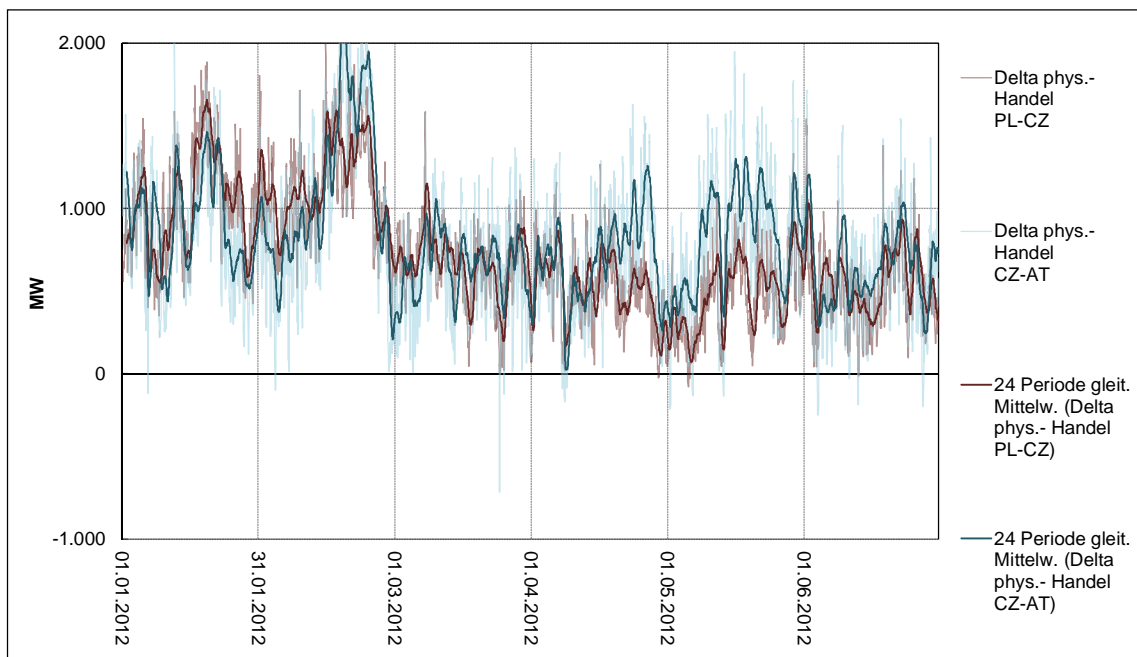
Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 49 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Tschechien nach Österreich und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 50 Delta zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Polen-Tschechien und Tschechien-Österreich im ersten Halbjahr 2012

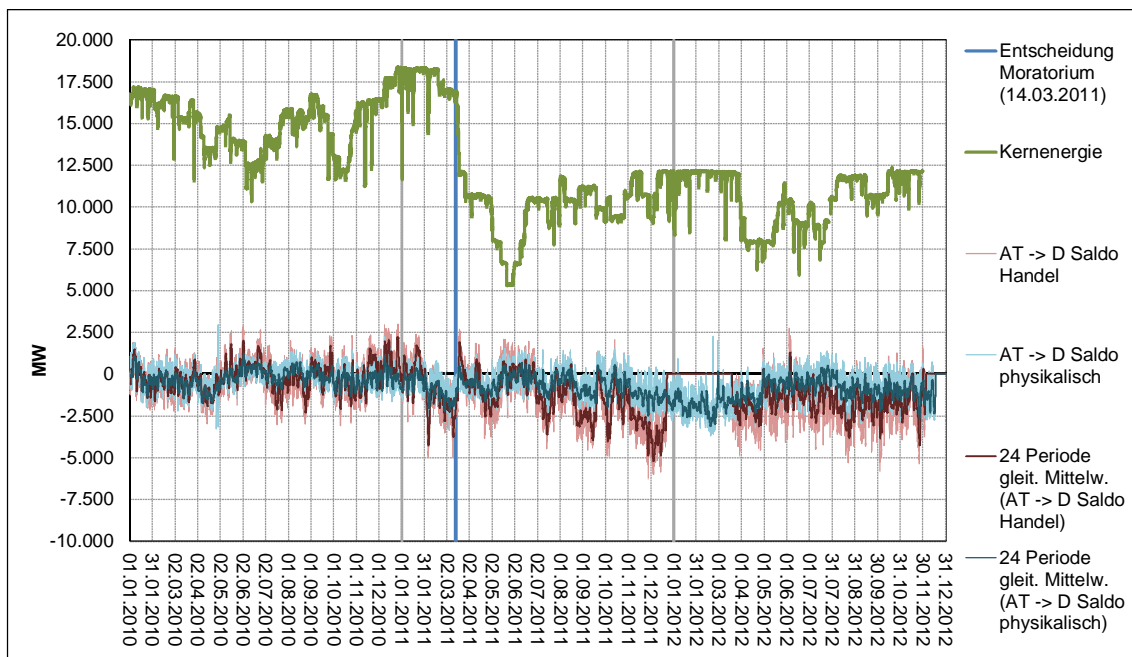


Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Tatsächlich lässt sich die Abweichung zwischen physikalischem und kommerziellem Stromfluss von Deutschland nach Polen, von Polen nach Tschechien und von Tschechien nach Österreich weiterverfolgen, wie Abbildung 49 und Abbildung 50 zeigen.

Die physikalischen Flüsse von Deutschland nach Österreich sind niedriger als die kommerziellen Stromflüsse (Abbildung 51).

Abbildung 51 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Österreich nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus KKW von Januar 2010 bis Juni 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

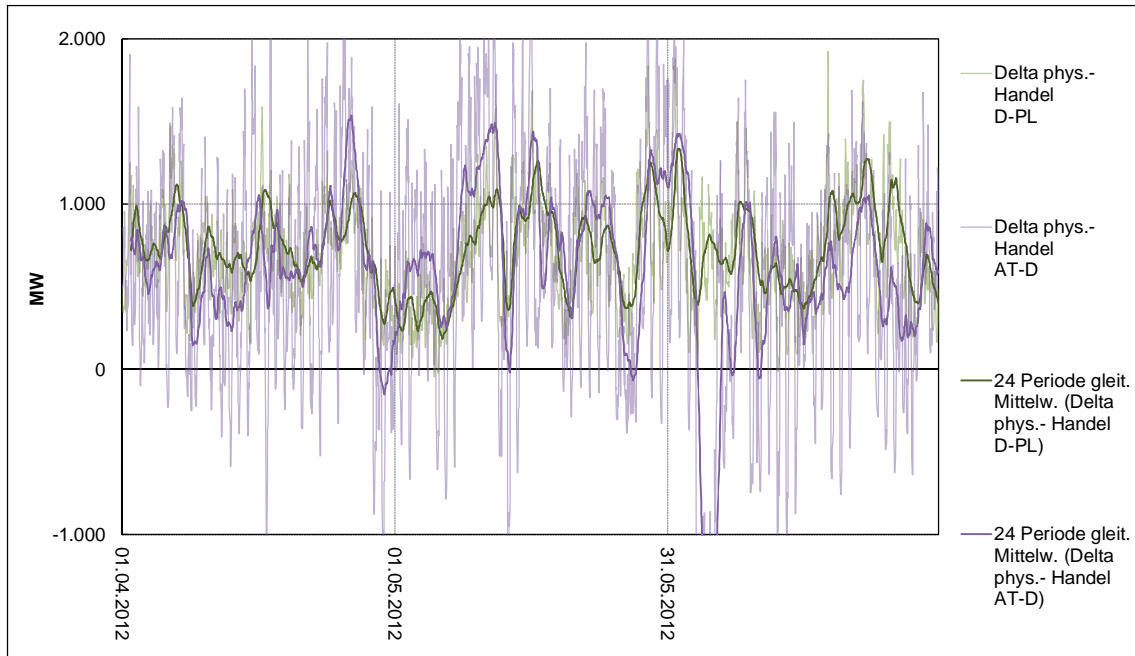
Anmerkung: Fehlende Daten für kommerzielle Stromflüsse von Januar bis März 2012; Abgrenzung Österreichs hier entlang von Regelzonen, nicht nationalstaatlichen Grenzen

Die Differenz zwischen kommerziellen und physikalischen Flüssen für die deutsch-österreichische Grenze wird in Abbildung 52 der Abweichung an der deutsch-polnischen Grenze, mit der der beschriebene Ringfluss beginnt, gegenübergestellt. Dargestellt ist hier nur der Zeitraum von April bis Juni 2012, da Daten von Januar bis März für die Kuppelstellen nach Österreich fehlen. Die Differenz an der deutsch-österreichischen Grenze variiert von Stunde zu Stunde viel stärker, als das für die bisher dargestellten Stromflüsse (Deutschland-Polen, Polen-Tschechien, Tschechien-Österreich) der Fall war. Im gleitenden Mittel über 24 Stunden ergibt sich dennoch ein ähnlicher Verlauf wie für die Differenz der Flüsse, die von Polen nach Deutschland beobachtet wird.

Dies bedeutet, dass Strom, der kommerziell von Deutschland nach Österreich verkauft wird, entweder teilweise über Polen und Tschechien nach Österreich fließt, oder dass

der beschriebene Ringfluss über Polen, Tschechien und Österreich wieder Deutschland erreicht und im Saldo einen Teil der Exporte nach Österreich kompensiert.

Abbildung 52 Differenz zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen für Deutschland-Polen und Österreich-Deutschland von April bis Juni 2012

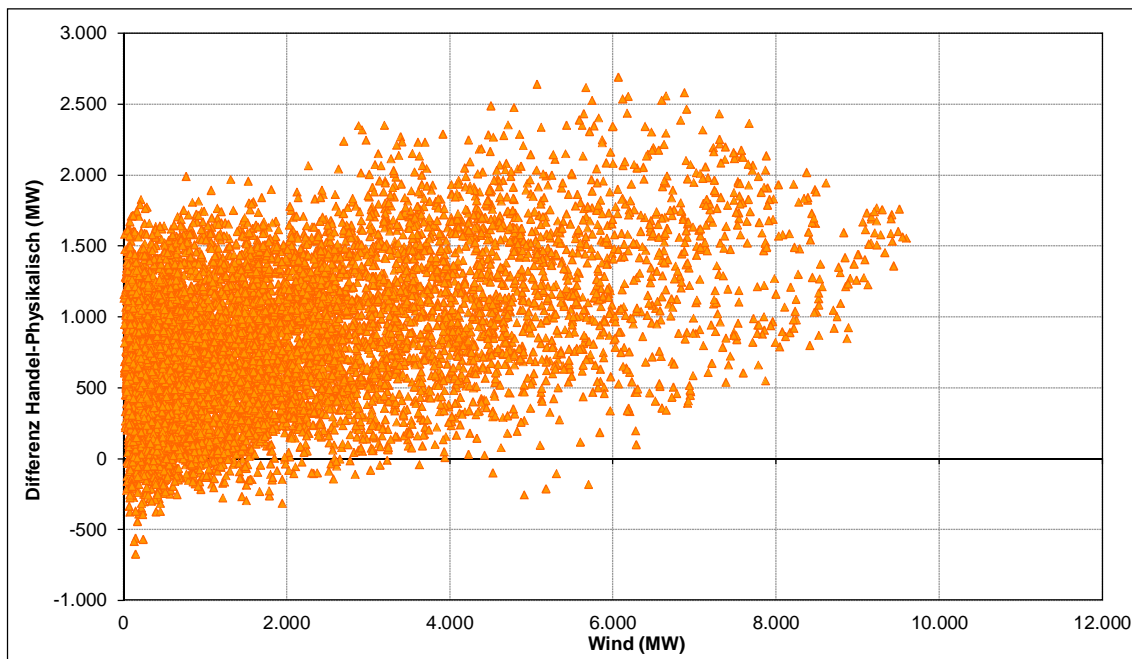


Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Wie kommen die beschriebenen Ringflüsse nach Polen überhaupt zustande? In Abbildung 53 wurde eine Korrelationsanalyse zwischen den Ringflüssen (in Form der Differenzen zwischen kommerziellen und physikalischen Stromflüssen) von Deutschland nach Polen und der Windenergieeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone durchgeführt. Zum einen traten Ringflüsse in einem Umfang von über 2.500 MW im Jahr 2011 nur auf, wenn die Erzeugung aus Windkraftanlagen zwischen 4.000 MW und 8.000 MW betrug. Zum anderen traten auch bedeutende Ringflüsse von bis zu 2.000 MW auf, wenn die Erzeugung der Windkraftanlagen praktisch zu vernachlässigen war.

Ringflüsse entstehen also nicht nur bei hoher Windenergieeinspeisung, sondern sind auch auf andere Faktoren (z.B. zu hohe konventionelle Erzeugung in der 50Hertz-Regelzone) zurückzuführen.

Abbildung 53 Korrelation der Windeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone und Abweichungen zwischen kommerziellen und physikalischen Flüssen zwischen Deutschland und Polen im Jahr 2011



Quelle: *Transparenzdaten der EEX, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Da in Abbildung 53 gezeigt wurde, dass die Ringflüsse auch bei niedriger Windeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone auftreten, liegt die Vermutung nahe, dass die Ringflüsse nicht auf eine zu hohe Windenergieeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone, sondern z.B. auf das verwendete Marktdesign zurückzuführen sind.

Um diese These zu überprüfen, wird untersucht, wann Redispatch in der 50Hertz-Regelzone auftritt. Redispatch ist ein Indikator dafür, dass zu viel Erzeugung in einem Marktgebiet stattfindet, so dass Produktion heruntergefahren werden muss, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Die violette Linie in Abbildung 54 stellt die Verteilung aller Stunden über die betrachteten Strompreisintervalle dar. Zum Beispiel ist in 30% der Stunden ein Strompreis zwischen 50 €/ MWh und 60 €/ MWh zu beobachten. Die grüne Linie gibt die Verteilung der Stunden an, in denen Redispatch auftritt. Generell tritt Redispatch bei Preisen unter 60 €/ MWh überproportional auf.¹⁰ Bei Preisen über 60 €/ MWh tritt Redispatch unterproportional auf.

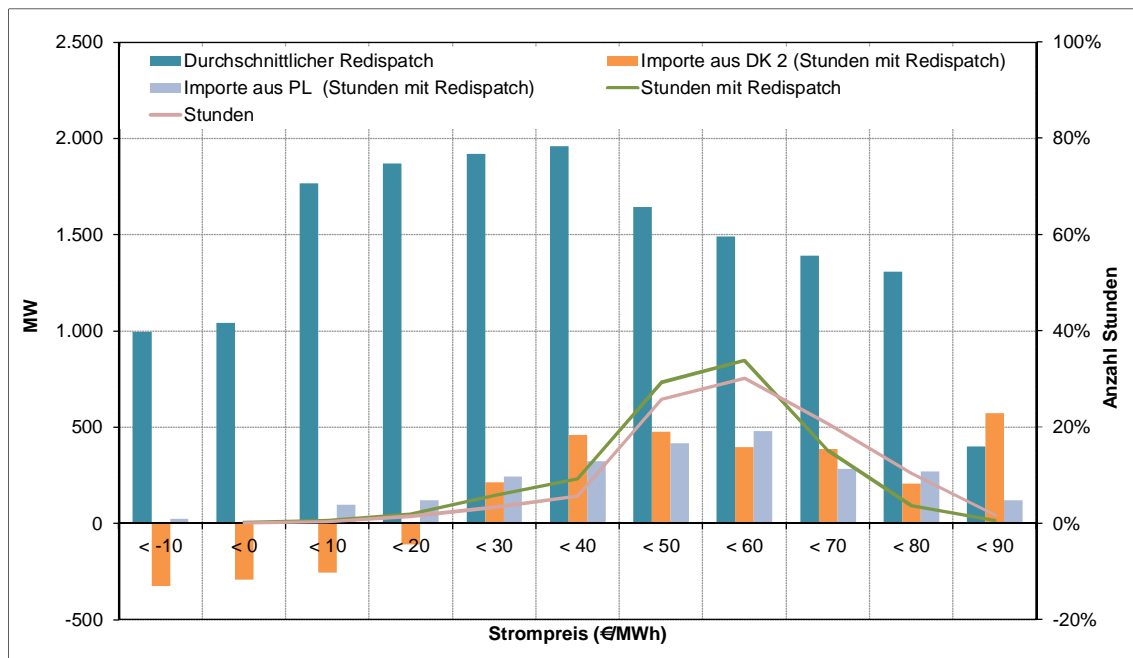
Die blauen Balken in Abbildung 54 stellen den durchschnittlichen Redispatch in Abhängigkeit von den Strompreisen dar. Es wird deutlich, dass bei sehr niedrigen Preisen und bei sehr hohen Preisen wenig Redispatch notwendig ist. Der höchste Redispatch in Höhe von fast 2.000 MW tritt bei Spotpreisen zwischen 30 €/ MWh und 40 €/ MWh

¹⁰ Beispiel: Insgesamt liegen 30% der Stunden im Preisintervall zwischen 50 €/ MWh und 60 €/ MWh, während 34% der Stunden, in denen Redispatch auftritt, in diesem Intervall liegen.

auf. Gleichzeitig wird durchschnittlich eine Leistung von 450 MW aus Dänemark und 320 MW Strom aus Polen in die Regelzone von 50Hertz importiert. In der 50Hertz-Regelzone passiert also folgendes:

- Es besteht bereits ein Erzeugungsüberschuss, deshalb muss Redispatch durchgeführt werden.
- Gleichzeitig ist aber der Spotpreis im Marktgebiet Deutschland-Österreich so hoch, dass es sich lohnt, Strom aus Dänemark und Polen in die Regelzone von 50Hertz zu importieren. Dies verschärft die Probleme in der 50Hertz-Regelzone, wo ja bereits ein Erzeugungsüberschuss herrscht.
- Der Strom fließt also nicht in die Regelzone von 50Hertz (wo ja bereits ein Erzeugungsüberschuss herrscht), sondern es kommt zu einem Ringfluss in Richtung Süddeutschland-Österreich durch Polen und Tschechien.

Abbildung 54 Auftreten von Redispatch in der 50Hertz-Regelzone und Korrelation mit Importen in die 50Hertz-Regelzone im zweiten Halbjahr 2011



Quelle: EEX, 50Hertz, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Eine interessante Analyse zu diesem Thema wurde von den Übertragungsnetzbetreibern Tschechiens, Ungarns, Polens und der Slowakei vorgelegt. Darin wird die Einführung einer eigenen Preiszone für Österreich (CEPS et.al 2012) gefordert und einem Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur (Frontier Economics und Consentec 2011) widersprochen, das sich gegen die Aufteilung der Preiszone Deutschland-Österreich ausspricht.

Es gibt eindeutige Hinweise, dass die Ringflüsse durch die osteuropäischen Nachbarstaaten in erster Linie durch ein unvollkommenes Marktdesign und nicht durch den Ausbau der erneuerbaren Energien oder den Kernenergieausstieg in Deutschland verursacht werden. Der deutsche Spotmarkt basiert auf der Fiktion nicht vorhandener

Netzengpässe („Kupferplatte“), die in der Realität nicht zutrifft. Da viele Anlagen mit niedrigen Grenzkosten (Braunkohle und Wind) in der 50Hertz-Regelzone installiert sind, treten Situationen auf, in denen der Spotmarkt Impulse gibt, in der 50Hertz-Regelzone zu viel Strom zu produzieren oder zu viel Strom in die 50Hertz-Regelzone zu importieren. Da der Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone offensichtlich so groß ist, dass er mit Redispatch allein nicht abgebaut werden kann, treten Ringflüsse auf. Eine Reihe von Maßnahmen würde sich anbieten, um die auftretenden Ringflüsse zu verringern:

- Bei einem absehbaren Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone könnten Braunkohlekraftwerke abgeregelt werden. Dies könnte über erhöhte Netznutzungsentgelte (G-Komponente) oder ordnungsrechtliche Vorgaben geschehen.
- Bei einem absehbaren Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone sollte kein zusätzlicher Strom importiert werden. In diesen Stunden könnte der NTC-Wert für den Import auf null gesetzt werden.
- Es könnte der Vorschlag von CEPS et al. (2012) aufgegriffen werden und die Preiszone Deutschland/Österreich aufgeteilt werden. Dabei wäre noch eingehend zu prüfen, wo die bestehende Preiszone geteilt werden sollte. Die bisherigen Ergebnisse des Netzentwicklungsplan 2012 haben einen großen Netzausbaubedarf zwischen Nord- und Süddeutschland festgestellt. Dies deutet darauf hin, dass die Aufteilung der Preiszone zwischen Nord- und Süddeutschland z.B. auf Höhe von Frankfurt (Main) voraussichtlich sinnvoller ist als zwischen Deutschland und Österreich.
- Volkswirtschaftlich am effizientesten wäre es, wenn Strom aus der 50Hertz-Regelzone kommerziell nach Polen und Tschechien exportiert werden könnte. Dies würde bei der Aufteilung der deutschen Preiszone voraussichtlich automatisch geschehen. Alternativ könnten die NTC-Werte für Exporte von Polen und Tschechien nach Deutschland auf null gesetzt werden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber würden dann im Rahmen der erwarteten Ringflüsse Übertragungskapazitäten für die betroffenen Interkonnektoren kaufen. Dies schließt den Erwerb von Übertragungskapazitäten für Exporte von Deutschland nach Polen, für Exporte aus dem Netzgebiet der 50Hertz nach Tschechien, für Exporte von Polen nach Tschechien, für Exporte von Tschechien nach Österreich und für Exporte von Tschechien in das Netzgebiet der TenneT ein. Vereinfacht würden dann folgende Ringflüsse auftreten:
 - Strom fließt vom Netzgebiet der 50Hertz über Polen und Tschechien nach Österreich.
 - Strom fließt aus dem Netzgebiet der 50Hertz nach Tschechien und von dort in das Netzgebiet der TenneT.

Eine detaillierte Diskussion und Bewertung dieser Möglichkeiten geht über den Rahmen dieser Studie hinaus und bleibt weiteren Analysen vorbehalten.

5.3 Zwischenfazit Sonderanalysen

Stromimporte von Frankreich nach Deutschland finden nicht aufgrund eines technischen Mangels an Kraftwerkskapazitäten in Deutschland statt. Physikalischer wie auch kommerzieller Stromfluss von Frankreich nach Deutschland tritt verstärkt in Situationen auf, in denen französische Kraftwerke ihre Produktion bereits reduziert haben. Umgekehrt findet niedriger physikalischer Fluss von Frankreich nach Deutschland bzw. sogar kommerzieller Stromfluss von Deutschland nach Frankreich in Situationen mit hoher französischer Nachfrage respektive hoher französischer Stromproduktion statt. In Deutschland sind dies vor allem Stunden mit hoher Solarstromeinspeisung.

Der physikalische Austauschsaldo zwischen Deutschland und Frankreich und der kommerzielle Austauschsaldo, der sich seit der Marktkopplung hauptsächlich durch eine Optimierung an der gemeinsamen Strombörse ergibt, weichen deutlich voneinander ab: Es wird systematisch mehr Strom physikalisch von Frankreich nach Deutschland transportiert als gehandelt. Im Jahr 2011 betrug der kommerzielle Importsaldo mit Frankreich nur 2,4 TWh im Vergleich zu 20 TWh, die physikalisch aus Frankreich importiert wurden. Während physikalisch der Strom meist aus Frankreich nach Deutschland fließt, wurde kommerziell im Jahr 2010 und erneut im Jahr 2012 im Saldo Strom von Deutschland nach Frankreich verkauft. Ein wesentlicher Anteil der deutschen physikalischen Stromimporte aus Frankreich ist auf Transitflüsse von Frankreich über Deutschland in die Schweiz (und von dort aus teilweise weiter nach Italien) zurückzuführen.

Auch an der Ostgrenze Deutschlands kommt es zu Ringflüssen oder Transitflüssen. Strom fließt aus Ostdeutschland über Polen, Tschechien und Österreich nach Süddeutschland.

Der Austauschsaldo zwischen Deutschland und Österreich zeigt, dass im Winter 2011/2012 mehr Strom von Deutschland nach Österreich exportiert als importiert wurde. Dies ist besonders interessant angesichts der Diskussion um österreichische Reservekraftwerke zur Stützung des deutschen Strombedarfs im vergangenen Winter. Die Ringflüsse treten also nicht auf, um die Nachfrage in Süddeutschland zu decken, sondern sichern die Einhaltung von Exportverträgen nach Österreich.

Es gibt eindeutige Hinweise, dass die Ringflüsse durch die osteuropäischen Nachbarstaaten in erster Linie durch ein unvollkommenes Marktdesign und nicht durch den Ausbau der erneuerbaren Energien oder den Kernenergieausstieg in Deutschland verursacht werden.

6 Schlussfolgerungen

Aus den vorangegangenen Analysen lassen sich insgesamt die folgenden Schlüsse ziehen:

- Im vergangenen Jahrzehnt hat Deutschland im Saldo Strom in den Sommermonaten importiert und in den Wintermonaten exportiert. Dies zeigt bereits, dass Importe nicht aufgrund eines vermeintlichen (technischen) Mangels an Kraftwerkskapazität stattfinden. Denn die inländische Nachfrage ist gerade im Winter am höchsten. Dennoch stehen auch in diesen Monaten in Deutschland offenbar genug Kraftwerke zur Verfügung, um nicht nur die hohe inländische Nachfrage zu decken, sondern darüber hinaus – und auf Wettbewerbsbasis – Strom zu exportieren. Importe finden dagegen im Saldo gerade in den Sommermonaten statt, wenn die inländische Nachfrage niedriger ist als im Winter. In diesen Monaten scheint Kraftwerkskapazität im Ausland kostengünstiger zur Verfügung zu stehen als im Inland, so dass es im Monatssaldo zu marktgetriebenen Importen kommt.
- Die Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2011 bedeutete im Vergleich zum Vorjahr eine deutliche Reduzierung der Bruttostromerzeugung aus Kernenergie: Sie sank von 140,6 TWh im Jahr 2010 auf 108,0 TWh, im Jahr 2011. Gegenüber dem Vorjahr ist also eine Stromproduktion von 32,6 TWh aus Kernenergie weggefallen.
- Die weggefallene Stromproduktion aus Kernenergie wurde in der Jahresbilanz zum Großteil durch die gestiegene Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (+20,2 TWh) und einen Abbau des Exportüberschusses ersetzt (-11,4 TWh).
- Im Jahr 2011 hat Deutschland insgesamt 6,3 TWh mehr Strom exportiert als importiert. Der Rückgang des Exportüberschusses von 17,7 TWh auf 6,3 TWh hat verschiedene Gründe. Zum einen wurde im Jahr 2010 Strom aus Deutschland nach Dänemark und Schweden exportiert. 2011 wurde nach sehr starken Regenfällen in Skandinavien dagegen Strom aus Dänemark und Schweden importiert. Insgesamt ging dadurch der deutsche Exportüberschuss um fast 9 TWh zurück. Zum anderen erhöhten sich die physikalischen Nettoimporte aus Frankreich im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr um 6 TWh. Die Bilanz mit anderen Nachbarländern änderte sich nur leicht, z.B. wurde etwas mehr Strom nach Österreich exportiert. Der Austauschsaldo zwischen Deutschland und Tschechien (wo ebenfalls Kernkraftwerke betrieben werden) zeigt im historischen Vergleich keine Veränderung. In der absoluten Höhe machen die zusätzlichen Importe aus Frankreich nur etwa 1% der jährlichen Stromerzeugung in Deutschland aus, wobei dieses Niveau auch in früheren Jahren erreicht wurde und vor allem nicht mit einer erhöhten Produktion der französischen Kernkraftwerke einherging.
- Der physikalische und der kommerzielle Austauschsaldo zwischen Deutschland und Frankreich weichen deutlich voneinander ab: Es wird systematisch mehr

Strom physikalisch von Frankreich nach Deutschland transportiert als gehandelt. Im Jahr 2011 betrug der kommerzielle Importsaldo mit Frankreich nur 2,4 TWh im Vergleich zu den 20 TWh, die physikalisch aus Frankreich importiert wurden. Ein wesentlicher Anteil der physikalischen Stromimporte aus Frankreich nach Deutschland entfällt auf Transitflüsse von Frankreich über Deutschland in die Schweiz (und von dort aus teilweise weiter nach Italien).

- Deutschland importiert systematisch Strom aus Frankreich, wenn die inländische Last (Nachfrage) gering ist. Umgekehrt finden Stromexporte von Deutschland nach Frankreich in Situationen mit hoher Nachfrage statt. Das Stromerzeugungssystem in Frankreich ist durch Grundlastkraftwerke geprägt. Daher exportiert Frankreich immer dann viel, wenn es den Strom selbst nicht benötigt. Stromimporte von Frankreich nach Deutschland finden also nicht aufgrund eines (technischen) Mangels an Kraftwerkskapazitäten in Deutschland statt, sondern ergeben sich aus der ökonomischen Optimierung der Erzeugung im europäischen Strommarkt.
- Basierend auf den vorliegenden Daten zu den ersten drei Quartalen des Jahres 2012 kann man davon ausgehen, dass der Exportsaldo Deutschlands 2012 insgesamt weiter ansteigen und wieder das Niveau der Jahre 2006 bis 2010 (fast 14 TWh) erreichen wird, da Deutschland im Winter traditionell Strom exportiert. Diese Entwicklung hat in erster Linie mit verstärkten Exporten in die Niederlande (+10 TWh in den ersten 9 Monaten des Jahres 2012 gegenüber dem Vergleichszeitraum 2011) und auf einen Rückgang der Importe aus Frankreich zu tun (-6 TWh in den ersten 9 Monaten des Jahres 2012 gegenüber den ersten 9 Monaten des Vorjahres). Insbesondere die gestiegenen Exporte in die Niederlande dürften auf die aktuell hohen Gaspreise zurückzuführen sein.
- Der deutsche Strommarkt hat sich also im Zeitraum April bis Juni 2011 auf die veränderte Situation reagiert und sich neu eingeschwungen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass insbesondere die Revisionsplanungen für die Kernkraftwerke und die fossilen Kraftwerke noch nicht auf den energiepolitischen Kurswechsel nach Fukushima abgestimmt waren. Im Mai 2011 betrug die verfügbare Kapazität der Kernkraftwerke wegen fest geplanter Revisionen teilweise nur 5 GW. Im Winter 2011/2012 exportierte Deutschland dann wie in den Vorjahren wieder Strom.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat Einfluss auf den Stromaußenhandel. Bis vor kurzem exportierte Deutschland vor allem nachts Strom aus Grundlastkraftwerken. Insbesondere im Sommer 2012 stieg die Stromausfuhr Deutschlands vor allem am frühen Nachmittag, wenn viel Strom aus Photovoltaikanlagen zur Verfügung stand. Offensichtlich werden fossile Kraftwerke nicht heruntergefahren, sondern ihre Stromproduktion ins Ausland verkauft wo Kraftwerke mit höheren Grenzkosten außer Betrieb genommen werden. Mit der Möglichkeit des Stromaustauschs mit dem europäischen Ausland werden damit zusätzliche Flexibilitätsoptionen für die Integration erneuerbarer Energien erschlossen.

- Die kurzfristige Zunahme der deutschen Importe nach Stilllegung erheblicher KKW-Kapazitäten Mitte März 2011 und weiteren revisionsbedingten Außerbetriebnahmen im Mai 2011 ist in erster Linie auf einen jahreszeitlichen Effekt zurückzuführen: Im Frühling findet typischerweise der Übergang von überwiegenden Exporten im Winter zu höheren Importen in den Sommermonaten statt. Zufällig überlagerte sich dieser jahreszeitliche Effekt mit der Stilllegung deutscher Kernkraftwerke Mitte März 2011. Der Übergang von Nettoexporten zu Nettoimporten im Frühjahr hätte sich jedoch auch ohne die Stilllegung erheblicher KKW-Kapazitäten im März 2011 vollzogen.

In der Zusammenschau ist damit für die Wechselwirkungen zwischen dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie und der Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern festzuhalten:

- Die Existenz von Stromimporten bildet kein Indiz für eine Gefährdung der (inländische) Versorgungssicherheit.
- Die Abschaltung von Kernkraftwerken hat nicht zu erhöhten Importen von Strom aus ausländischen Kernkraftwerken geführt und ist insofern nicht durch den Stromaußenhandel konterkariert worden.

Die Strukturen des Stromaußenhandels bilden vielmehr einen Indikator für die in der jeweiligen Marktsituation vorfindlichen Kostenstrukturen der verschiedenen nationalen Kraftwerksparks im europäischen Binnenmarkt für Elektrizität. Insofern können über den grenzüberschreitenden Stromaustausch auch erhebliche Flexibilitätsoptionen für die Integration erneuerbarer Energien in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem erschlossen werden. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch, dass das komplexe Zusammenwirken von Kostenstrukturen in der Erzeugung, nationalen und grenzüberschreitenden Infrastrukturengpässen sowie des Marktdesigns in zunehmendem Maße über die nationalen Grenzen hinausgehende Analysen und Aktivitäten erfordern.

7 Referenzen

7.1 Literatur

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2011): Energie-Info. Entwicklung von Stromerzeugung, Stromaustausch und Großhandelspreisen im März 2011. Berlin, 4. April 2011.
- Bundesnetzagentur (2011): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 11. April 2011
- ČEPS, MAVIR, PSE Operator und SEPS (2012): “Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS Regarding the Issue of Bidding Zones Definition”, 26. März 2012. http://www.ceps.cz/ENG/Media/Tiskove-zpravy/Documents/120326_Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf.
- Frontier Economics und Consentec (2011): “Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Ein Bericht Für Die Bundesnetzagentur.”, 26. Oktober 2011.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/GutachtenPreiszoneStrommarkt/GutachtenPreiszoneLang.pdf?__blob=publicationFile.
- EMCC (2009): EMCC Market Coupling Symposium, II. Background of Market Coupling – Part II, Hamburg, 26 October 2009.
- Harms, W., von Stebut, D., Westermann, H.P. (1987): Atomstrom aus Frankreich? Vorträge und Diskussionen des Energierechts-Gesprächs am 12./13. Mai 1987. Köln, Berlin, Bonn, München: Carl Heymanns Verlag.
- Klinger, H. (1999): Kernenergie kann auch importiert werden. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 18.12.1999.
- Öko-Institut (2011a): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, März 2011.
- Öko-Institut (2011b): Atomstrom aus Frankreich? - Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, April 2011.
- Simson, W. (1999): Herausforderungen an die Kernenergie in Deutschland. Referat anlässlich der Wintertagung des Deutschen Atomforums. Bonn, 26. Januar 1999.
- Swissgrid (2007): Praxiserfahrung aus dem täglichen Engpassmanagement. Präsentation Rudolf Baumann in München, 8. Mai 2007, Bereichsleiter Betrieb. swissgrid ag, Schweiz.

- Swissgrid (2012): Energiewende – Übertragungsnetz mit Schlüsselrolle. swissgrid ag, Schweiz.
- von Weizsäcker, C.C. (1999): Kommt nach der Kernenergie wieder Kernenergie? Wirtschaftswoche, 11. Februar 1999.
- Weber, Alexander, Dietmar Graeber, and Andreas Semmig (2010): “Market Coupling and the CWE Project.” In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 34, no. 4 (December 1, 2010): 303–309.

7.2 Verwendete Datenbestände

- 50hertz: Kennzahlen. Marktbezogene Änderungen. Maßnahmen nach §13.1 EnWG. Berlin.
- AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Stand 14. November 2012.
- EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig
- European Energy Exchange (EEX): Market Data. Emission Allowances. Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Voluntary Commitment of the Market Participants. Ex-post data. Previous day production. Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Statutory Publication Requirements of the Transmission System Operators. Actual wind power generation. Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Transparency in Energy Markets. Statutory Publication Requirements of the Transmission System Operators. Actual solar power generation. Leipzig.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Congestion management. Operational. Cross border physical flows. Brussels. (<https://www.entsoe.net/default.aspx>)
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Congestion management. Operational. Final Cross-border Schedules. Brussels. (<https://www.entsoe.net/default.aspx>)
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Ressources. Data Portal. Electricity Exchange of a specific range of time. Brussels. (<https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange/>)
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Ressources. Data Portal. Country Packages, Production, Consumption, Exchange. Brussels. (<https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/>)

Nordpool Spot: Hourly Elspot Prices. Lysaker Norway

Oanda: Historische Wechselkurse. Zloty / Euro

PolPX Spot: Historical Data. Market: DAM. Particular contracts. IRDN. Auction 2.
PolishPowerExchange. Warschau

Réseau de transport d' électricité (RTE): Operational Data. Generation in France. Actual Generation. Paris.

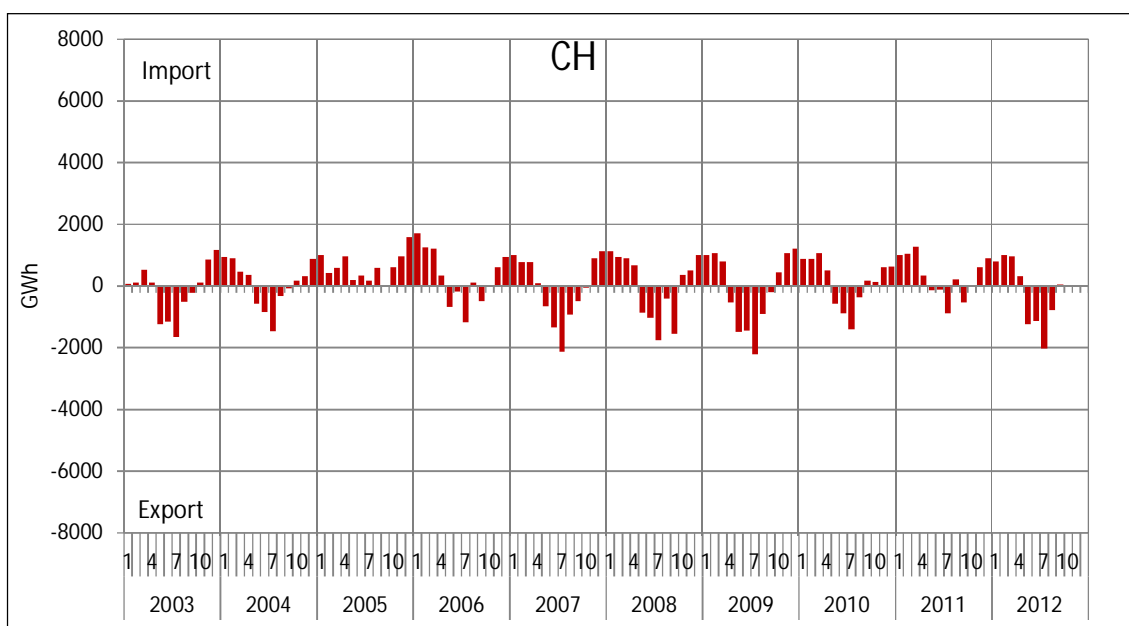
Anhang

A1 Austauschbilanzen anderer europäischer Länder

A1.1 Schweiz, Österreich, Italien

Abbildung 55 zeigt den monatlichen Import-/Export-Saldo der Schweiz. Hier ist deutlich ein saisonales Muster erkennbar: In den Sommermonaten wird exportiert und im Winter importiert. Im Jahr 2011 fielen die sommerlichen Exporte vergleichsweise niedrig aus.

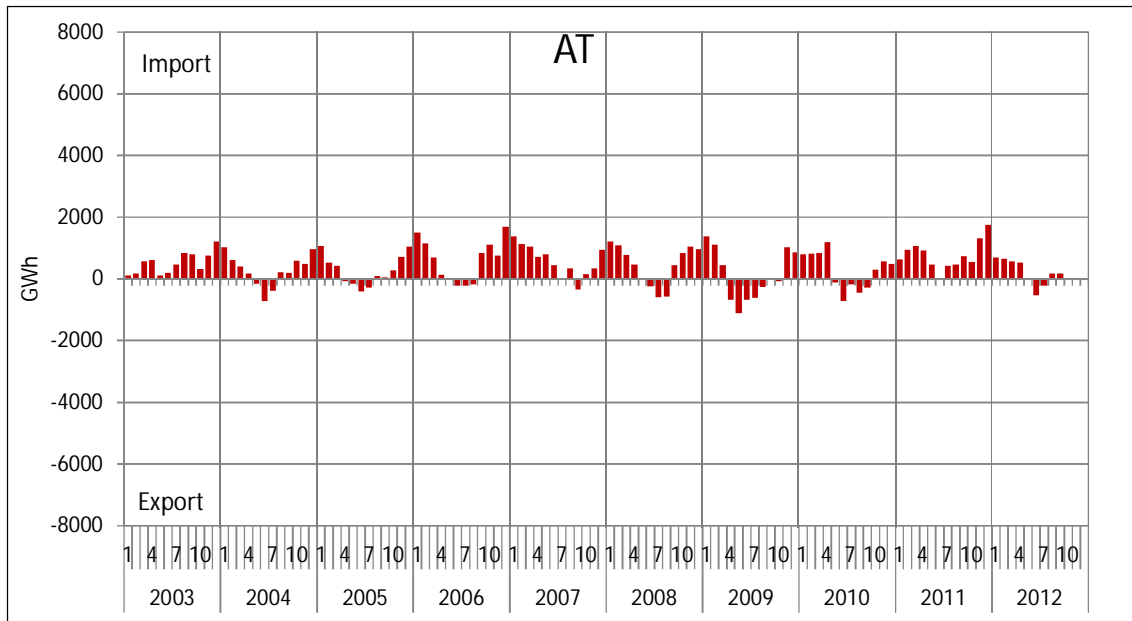
Abbildung 55 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für die Schweiz, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Ein ähnliches Muster zeigt sich für Österreich (Abbildung 56). Auch hier finden die Nettoimporte im Winter und Nettoexporte, wenn überhaupt, in den Sommermonaten statt. Im Jahr 2011 waren jedoch im monatlichen Saldo keine Netto-Exporte aus Österreich zu beobachten.

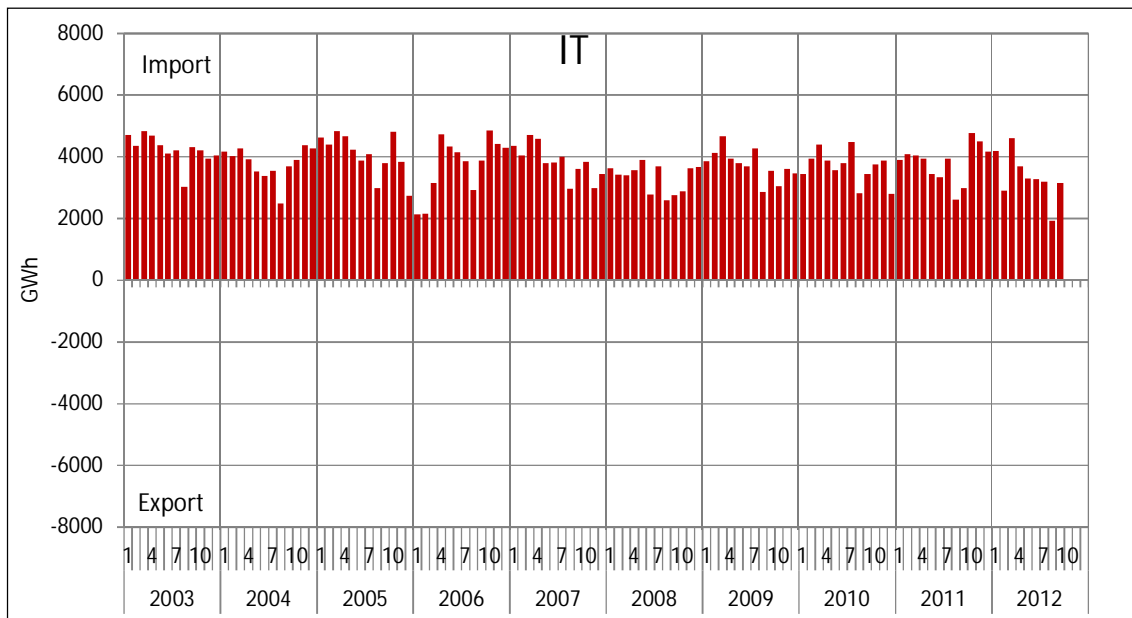
Abbildung 56 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Österreich, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Italien ist historisch Stromimporteur. Die Importe im Jahr 2011 bewegten sich in ähnlichen Dimensionen wie in den Vorjahren.

Abbildung 57 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Italien, Januar 2003 bis September 2012



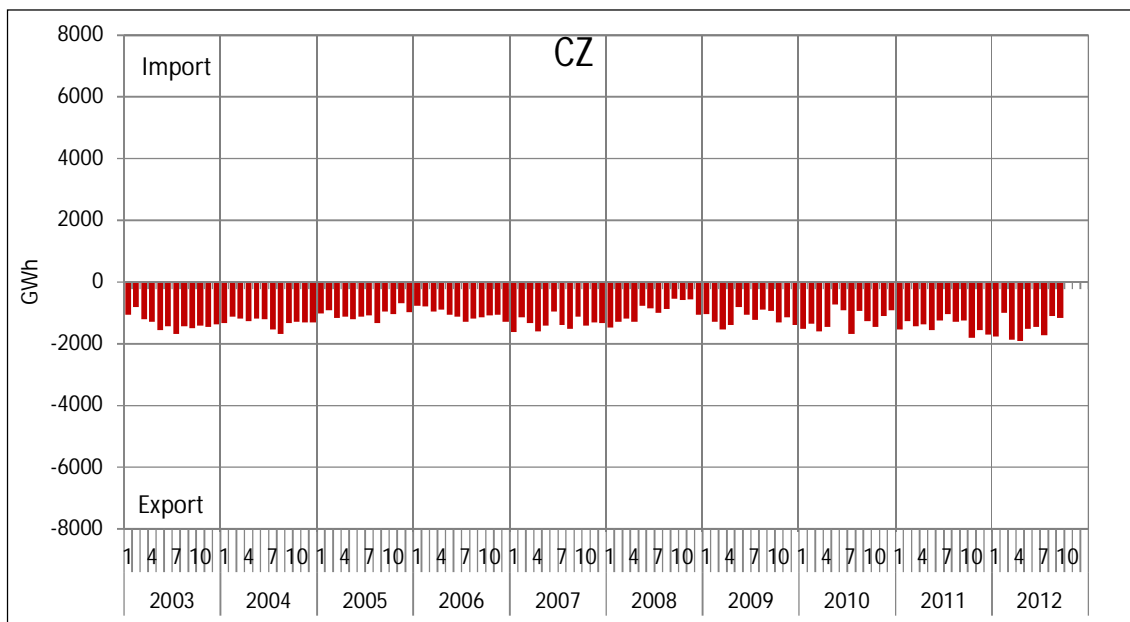
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A1.2 Tschechien

Die tschechische Republik war historisch in den Jahren 2003 bis 2011 in den monatlichen Salden stets Nettoexporteur auf vergleichsweise niedrigem Niveau, wie in Abbildung 58 dargestellt.

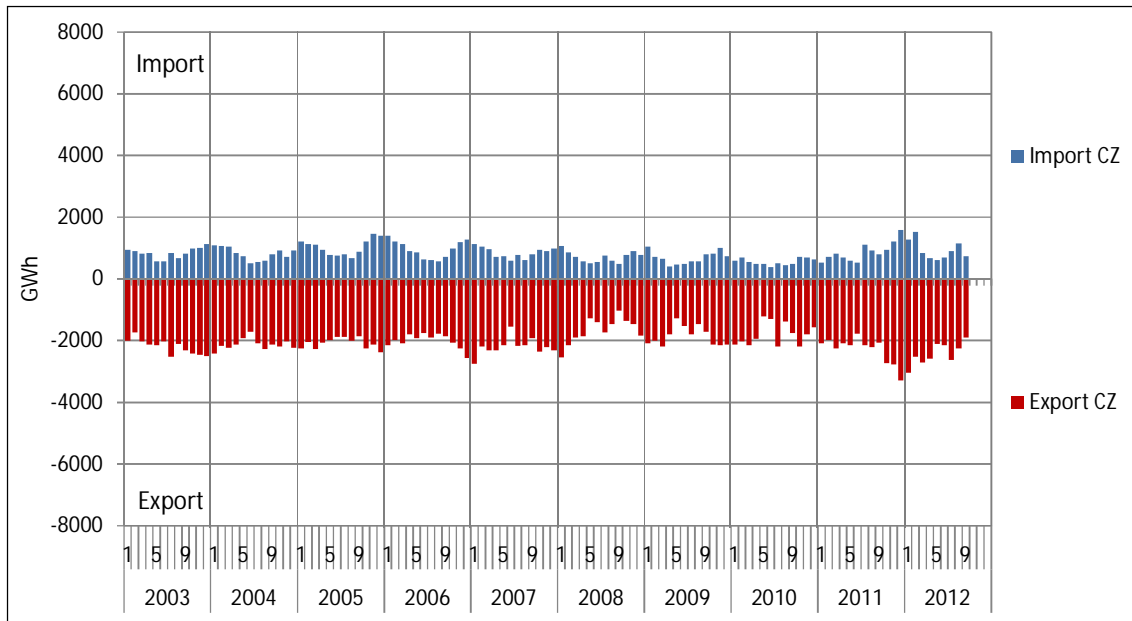
Saisonale Unterschiede sind nicht stark ausgeprägt. Das Jahr 2011 gehörte zu den Jahren mit einem hohen Exportsaldo, liegt jedoch in der Größenordnung der historisch beobachteten Werte.

Abbildung 58 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Tschechiens, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 59 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Tschechiens, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

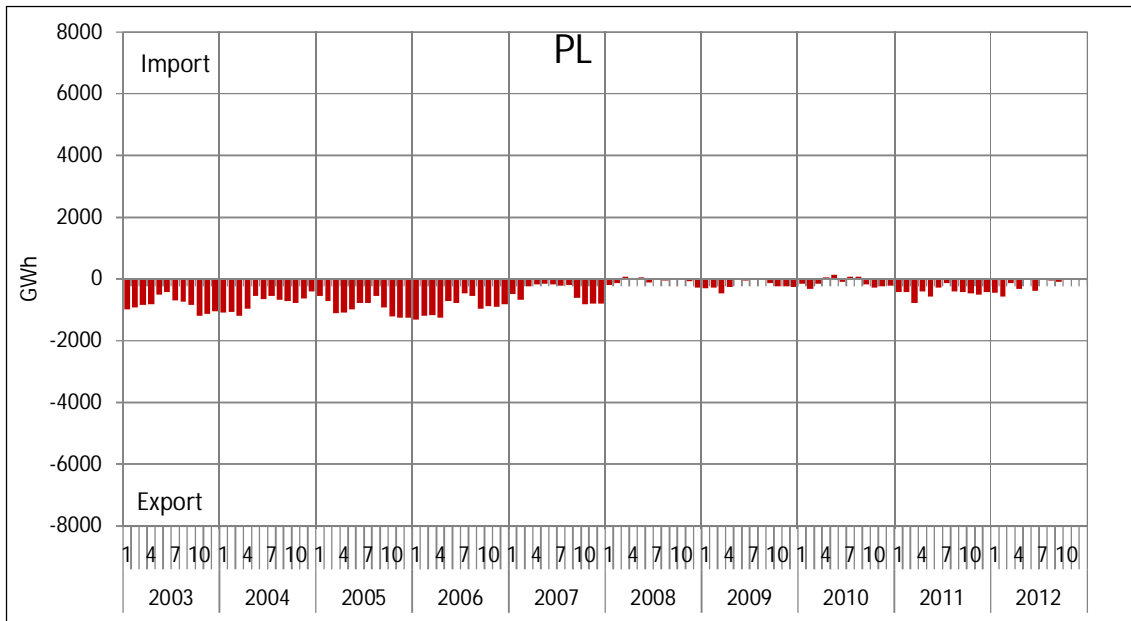
Die getrennte Darstellung der Exporte und der Importe Tschechiens ab 2003 in Abbildung 59 lässt vor allem in den ersten Jahren ein saisonales Muster erkennen: Die Importe nehmen in den Wintermonaten zu. Insgesamt ist jedoch die Import-/Export-Aktivität in den Wintermonaten höher als zu anderen Zeiten des Jahres. Dies gilt in besonderem Maße für die Import-/Export-Aktivität in den Wintermonaten 2011 und 2012. Während es in diesen Monaten zu erhöhten Exporten kam, können gleichzeitig auch im Vergleich zu den Vorjahren erhöhte Importe beobachtet werden, weshalb sich die Saldi dieser Monate vergleichsweise unauffällig darstellen.

A1.3 Polen

Polen war, wie Abbildung 60 zeigt, in den Jahren 2003 bis 2007 in den meisten Monaten Nettoexporteur. Während die Jahre 2008 bis 2010 von sehr geringen monatlichen Exporten und gelegentlichen Importen geprägt waren, exportierte Polen im Jahr 2011 im Saldo wieder in allen Monaten Strom, allerdings auf niedrigem Niveau.

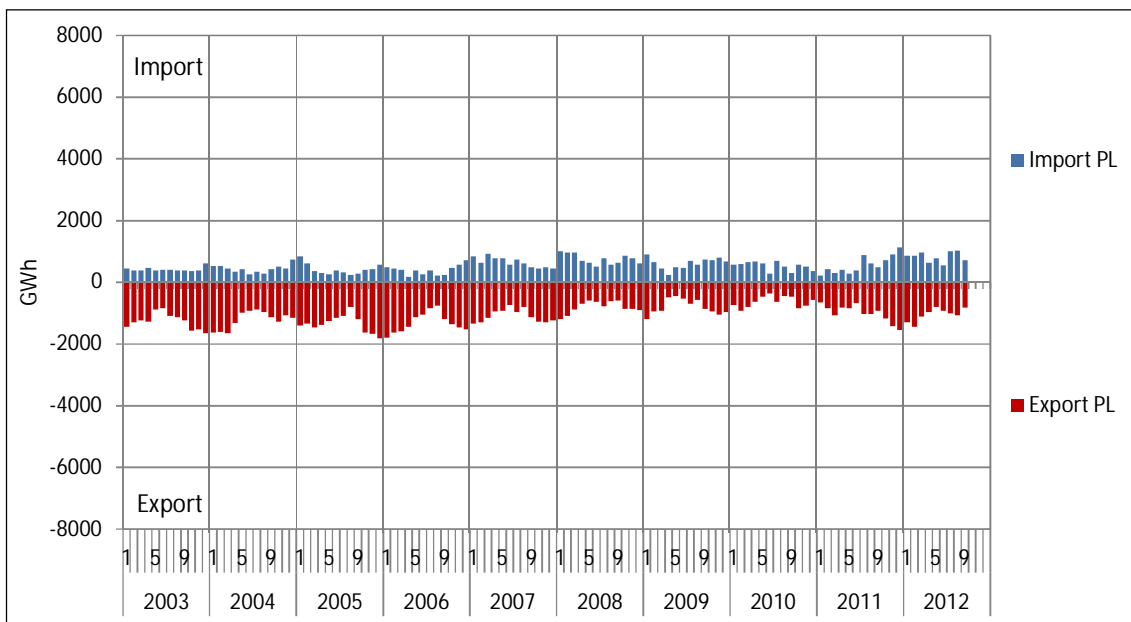
Die getrennte Darstellung der Importe und Exporte in Abbildung 61 zeigt, dass Polen in der Vergangenheit vor allem in den Wintermonaten Strom exportiert hat. Seit 2010 fällt dieses Muster etwas weniger eindeutig aus. Die Jahre 2011 und die ersten Monate des Jahres 2012 sind im historischen Vergleich unauffällig.

Abbildung 60 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Polens, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 61 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Polens, Januar 2003 bis September 2012

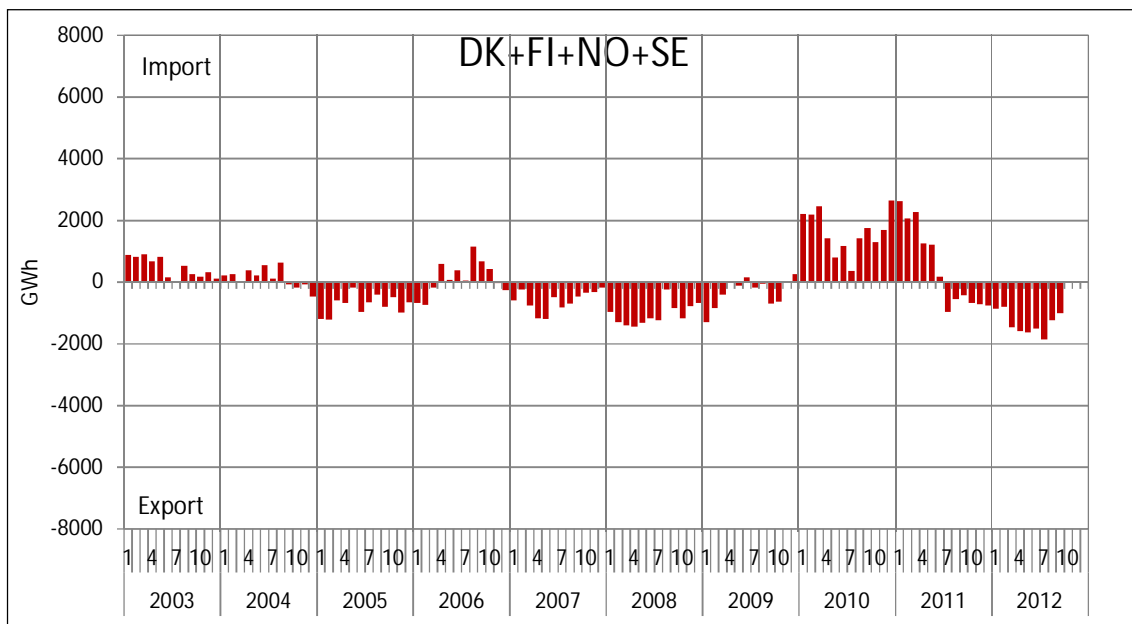


Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A1.4 Skandinavien

Abbildung 62 zeigt die addierten monatlichen Import-/Export-Saldi der skandinavischen Länder Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden als einen Bilanzraum. Hier ergibt sich im betrachteten Zeitraum seit 2003 kein einheitliches Bild. In den Jahren 2005, 2007, 2008 und 2009 wurde im monatlichen Saldo überwiegend exportiert. Importe konnten in den Jahren 2003, 2004, teilweise 2006, durchgängig und in hohem Maß 2010 und im ersten Halbjahr 2011 verzeichnet werden. Ab Juli 2011 schlug der monatliche Saldo von Importen wieder in niedrige Exporte um.

Abbildung 62 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden, Januar 2003 bis September 2012



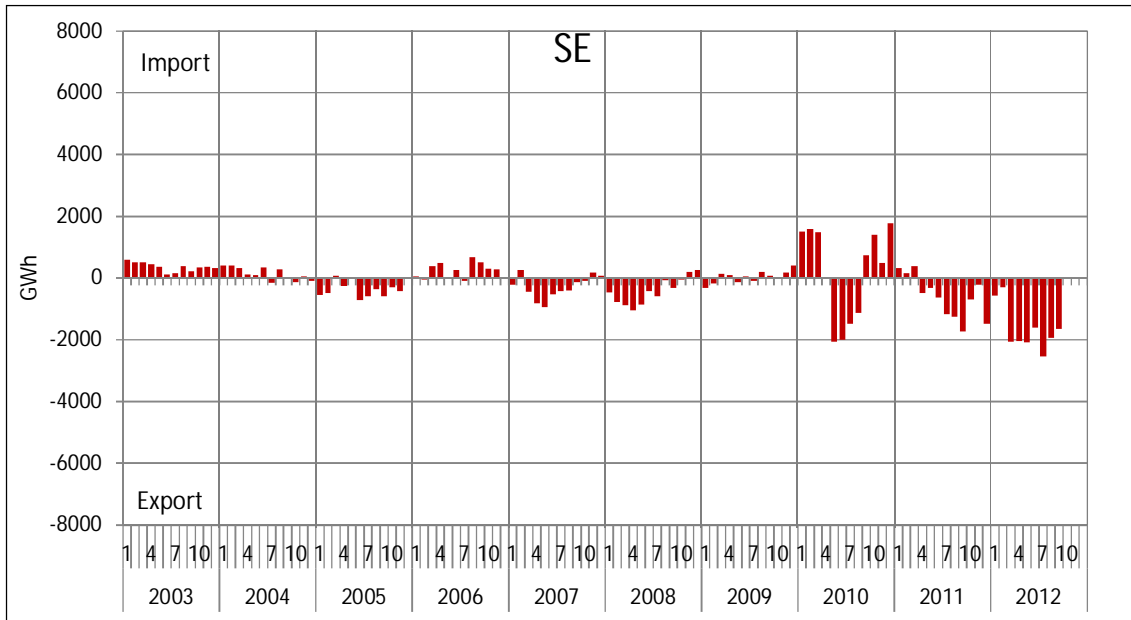
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Bilanzen der einzelnen skandinavischen Länder weichen vom Bilanzraum Skandinavien insgesamt ab. Betrachtet werden hier Schweden und Dänemark, die Leitungen nach Deutschland besitzen. Während die skandinavischen Länder 2010 und in der ersten Hälfte des Jahres 2011 in Summe im Saldo Strom importiert haben, hat Schweden während dieses Zeitraums auch Strom exportiert, und zwar in den Sommermonaten 2010 sowie ab April 2011.

Die absolute Stromtausch-Aktivität Schwedens ist seit 2010 deutlich höher als in den Jahren zuvor, wie die getrennte Darstellung der Importe und Exporte in Abbildung 64 zeigt. Eine genauere Analyse der schwedischen Daten ergibt, dass ab 2010 zum ersten Mal Exporte nach Polen auftraten. Ebenso sind ab 2010 verstärkte Importe aus Finnland und verstärkter Austausch mit Dänemark und Norwegen zu beobachten, wo-

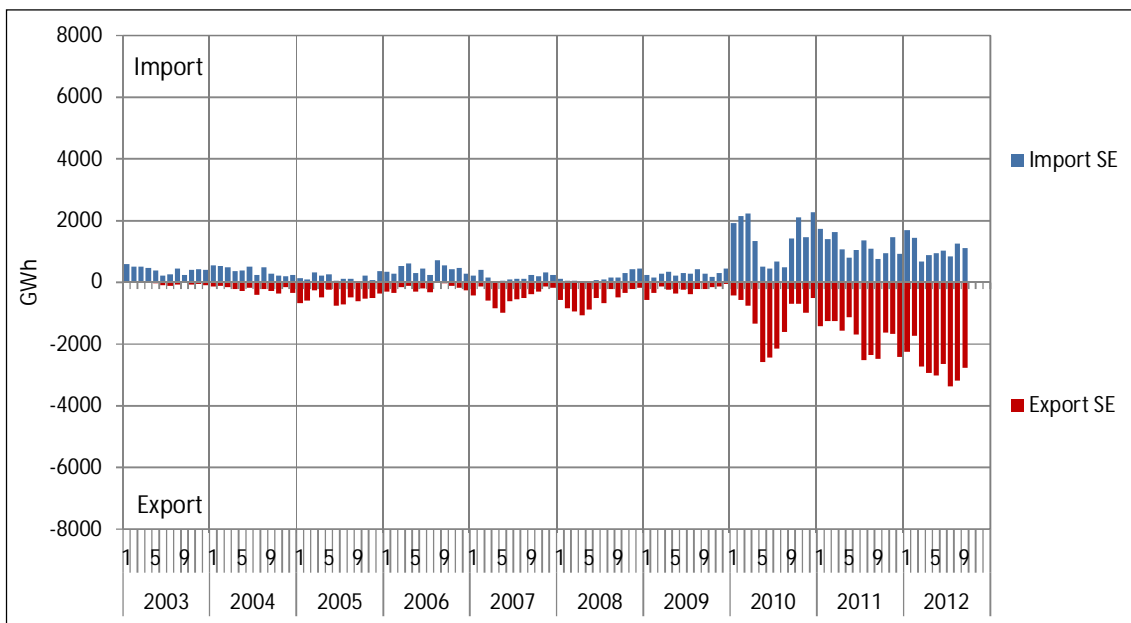
bei Schweden im Winter aus Dänemark importiert und im Sommer nach Dänemark exportiert.

Abbildung 63 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) Schwedens, Januar 2003 bis September 2012



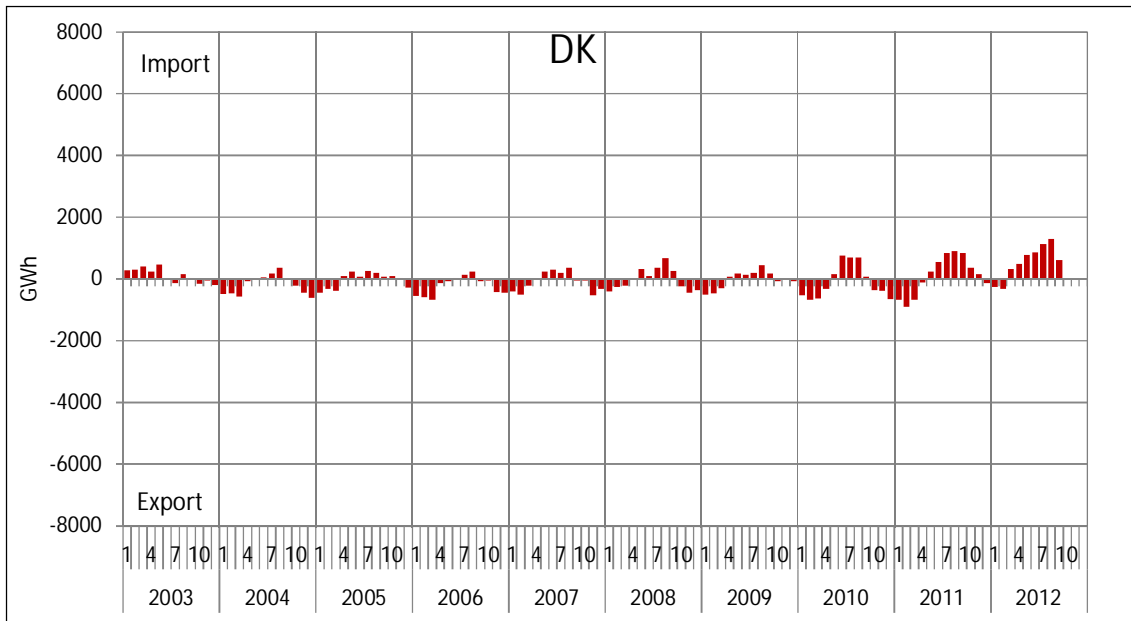
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 64 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Schwedens, Januar 2003 bis September 2012



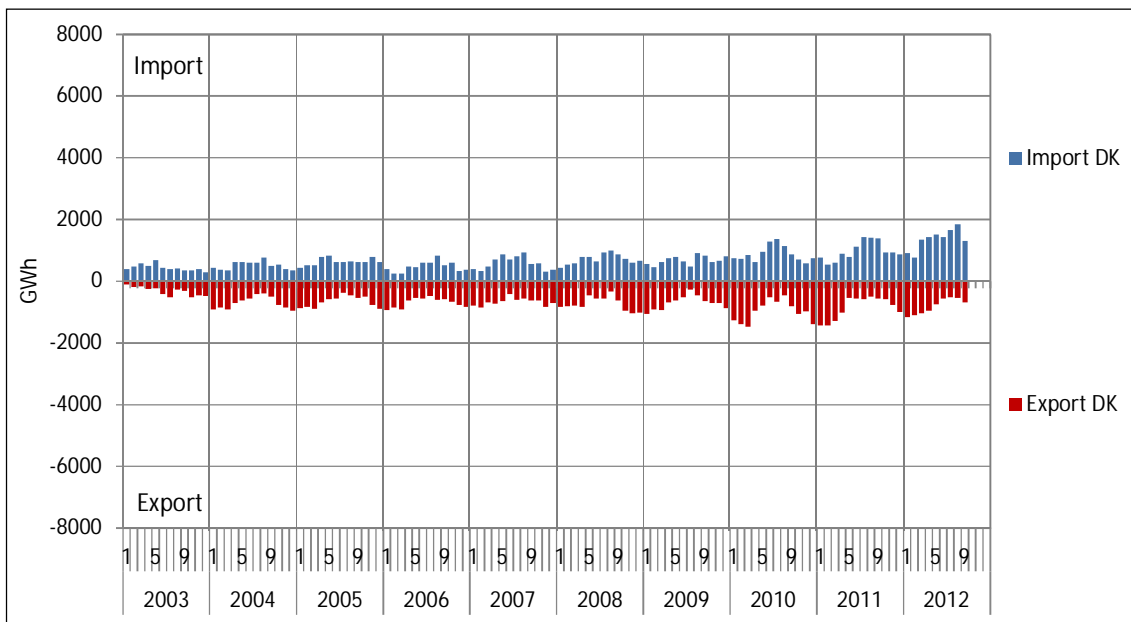
Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 65 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Dänemarks, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 66 Monatlicher Import und Export (physikalische Flüsse) Dänemarks, Januar 2003 bis September 2012

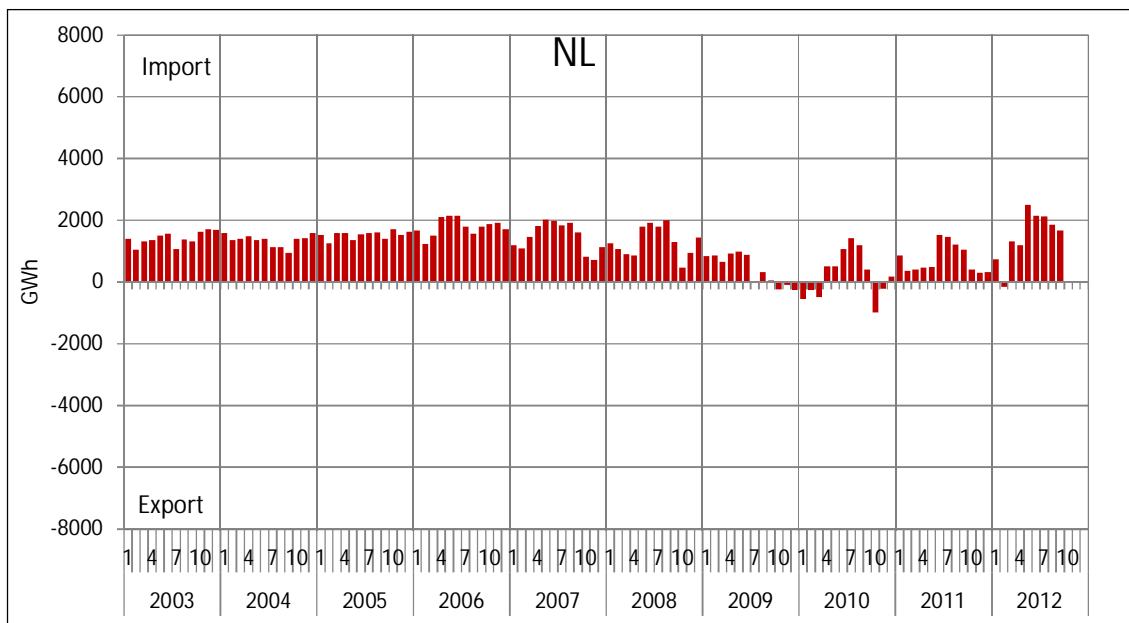


Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A1.5 Niederlande und Belgien

Die Niederlande importierten in der Vergangenheit in den meisten Jahren im Saldo Strom, so auch in allen Monaten des Jahres 2011 bis auf den Dezember. Die Jahre 2009 und 2010 zeigen in einigen Monaten im Saldo auch niedrige Exporte.

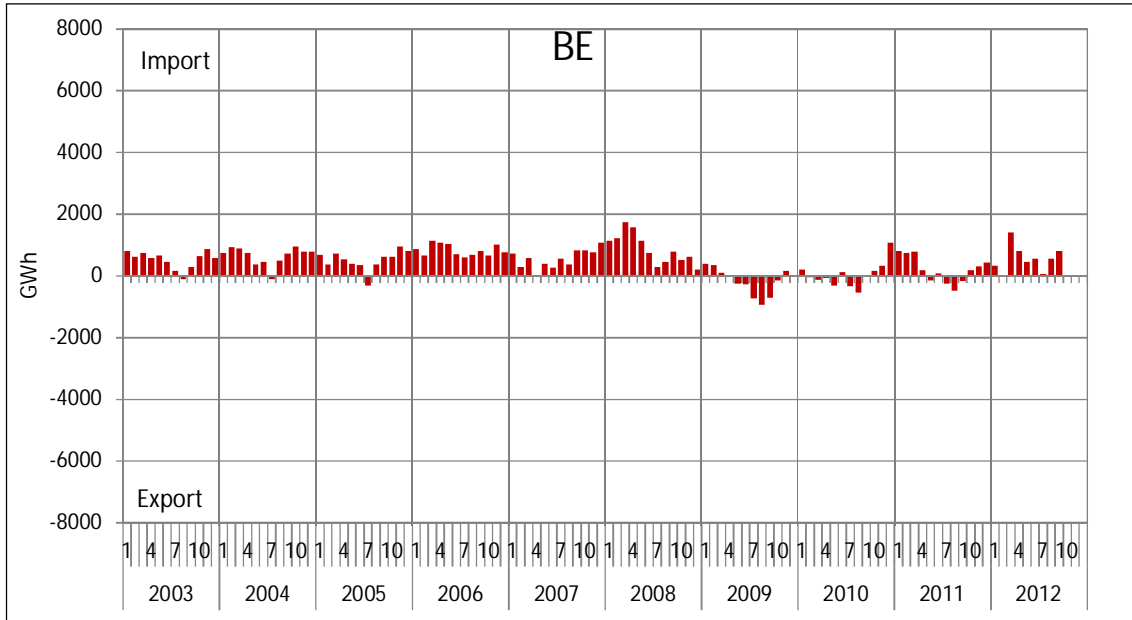
Abbildung 67 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für die Niederlande, Januar 2003 bis September 2012



Quelle: *ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

Ähnlich sieht die Bilanz für Belgien aus. Auch hier werden in fast allen Monaten bis einschließlich 2008 Nettoimporte beobachtet. Ab 2009 kommt es zu niedrigen Nettoexporten in einigen Monaten, so auch im Sommer 2011. Belgien hat keine elektrische Verbindung zu Deutschland, so dass diese Exporte physikalisch über Grenzen mit den Niederlanden, Frankreich oder Luxemburg geflossen sind.

Abbildung 68 Monatlicher Import-/Export-Saldo (physikalische Flüsse) für Belgien, Januar 2003 bis September 2012

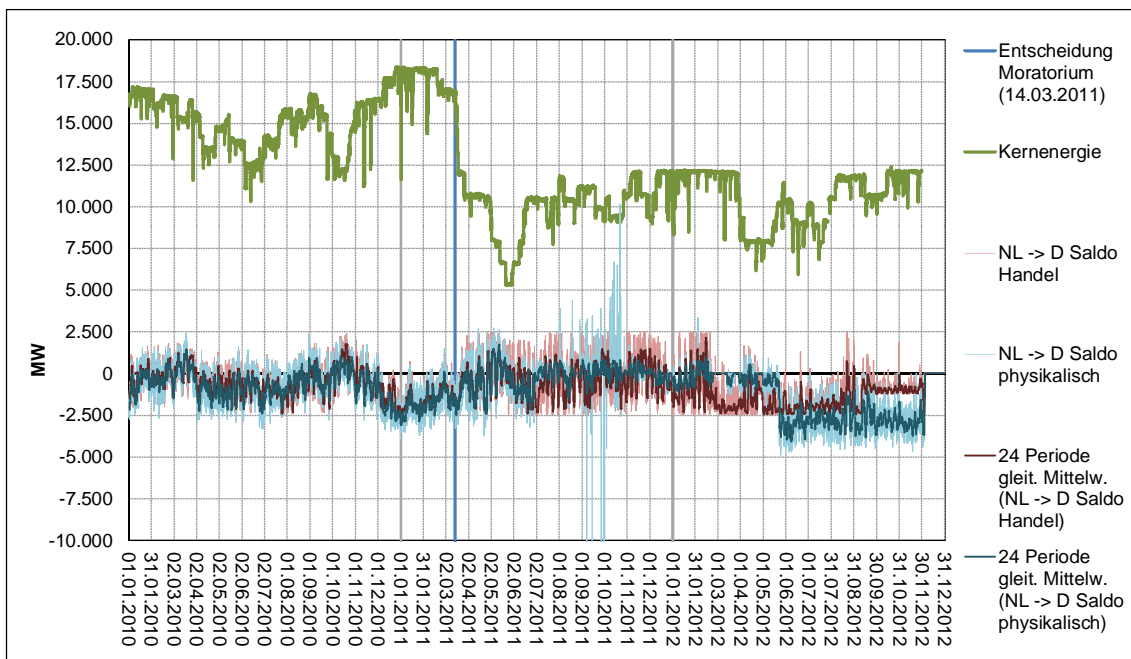


Quelle: ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A2 Austauschsaldo Deutschlands mit verschiedenen Ländern

A2.1 Niederlande

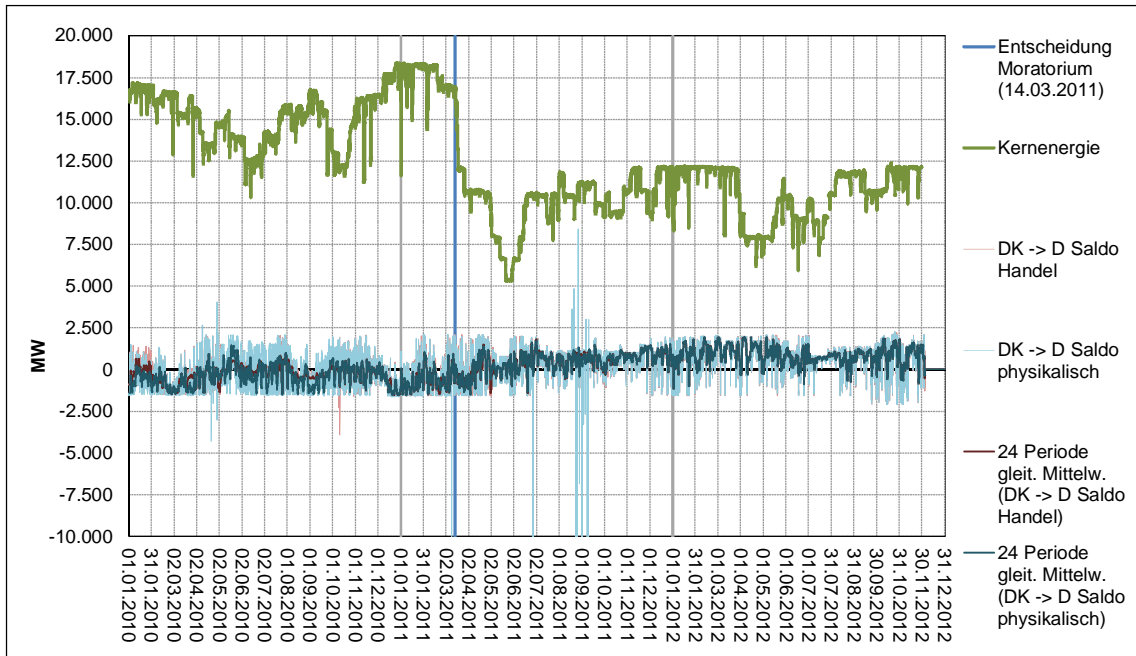
Abbildung 69 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von den **Niederlanden nach Deutschland** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A2.2 Dänemark

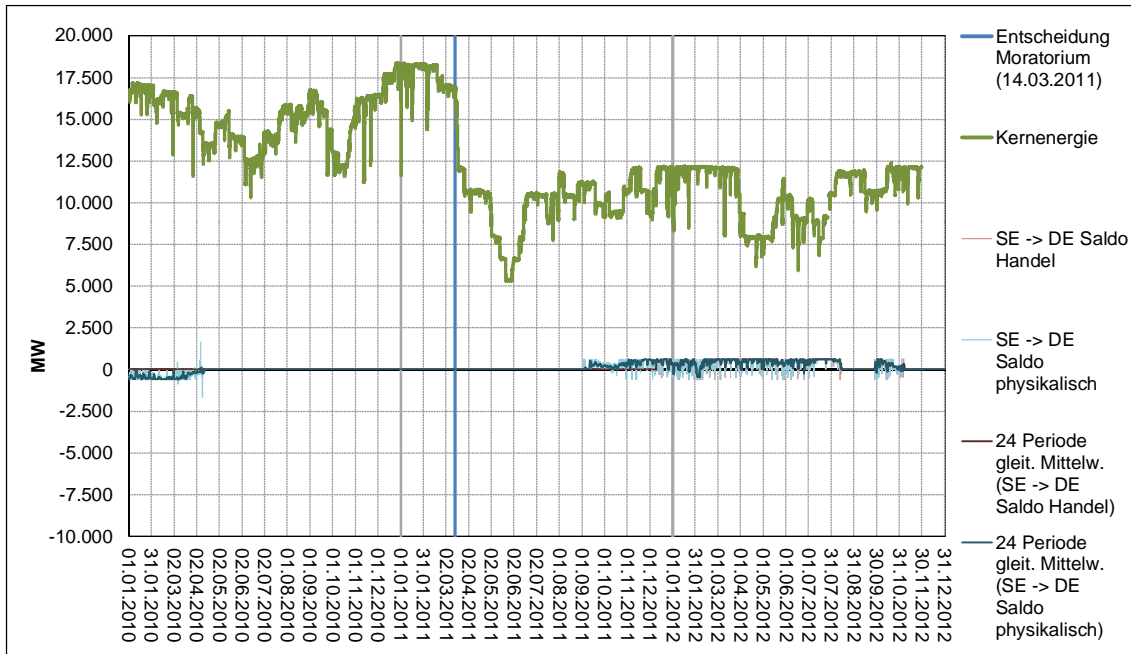
Abbildung 70 Stündlicher Saldo der Stromflüsse von Dänemark nach Deutschland und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

A2.3 Schweden

Abbildung 71 Stündlicher Saldo der Stromflüsse **von Schweden nach Deutschland** und gleitender Mittelwert über 24 Stunden (Handel und physikalisch); Erzeugung aus Kernkraftwerken von Januar 2010 bis November 2012



Quelle: EEX Transparenzdaten, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Aufgrund eines Datenfehlers liegen von ENTSO-E von Mitte April 2010 bis Ende August 2011 leider keine Daten für physikalischen und kommerziellen Stromaustausch zwischen Schweden und Deutschland vor.