

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

KOHLEVERSTROMUNG ZU ZEITEN NIEDRIGER BÖRSENSTROMPREISE

Kurzstudie

KOHLEVERSTROMUNG ZU ZEITEN NIEDRIGER BÖRSENSTROMPREISE

Johannes N. Mayer
Niklas Kreifels
Bruno Burger

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

August 2013

Ansprechpartner: Johannes N. Mayer
Johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de

Auftraggeber: Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

Inhalt

1	Einführung und zentrale Ergebnisse	6
2	Methodisches Vorgehen.....	8
3	Zentrale Ergebnisse	9
3.1	Zeiten niedriger und negativer Börsenstrompreise	9
3.2	Strom Import und Export zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise	11
3.3	Kraftwerksauslastung bei unterschiedlichen Preisniveaus.....	13
3.4	Energiewirtschaftliche Erklärung der Kraftwerksauslastung	15
3.5	Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger	17
4	Zusammenfassung und Ausblick	18
5	Quellen.....	19
6	Anhang	20

1

Einführung und zentrale Ergebnisse

In dieser Studie soll das Verhältnis zwischen negativen bzw. extrem niedrigen Börsenstrompreisen, dem Import und Export von Strom und der Auslastung konventioneller Kraftwerke, insbesondere der Braun- und Steinkohle, untersucht werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland setzt sich aus verschiedenen Kraftwerkstypen zusammen, die sich sowohl in den Grenzkosten der Stromerzeugung, als auch in der Flexibilität ihres Einsatzes unterscheiden. Braunkohle- und Atomkraftwerke decken die sogenannte Grundlast, Steinkohlekraftwerke die Mittellast und Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) die Spitzenlast im System. Der zunehmende Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien (insbesondere Wind und Solarenergie) führt dazu, dass die Grundlast im klassischen Sinne immer weiter reduziert wird und in absehbarer Zeit nicht mehr existiert. Stattdessen werden flexible Kraftwerke zur Flankierung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren benötigt. Dass der bestehende Kraftwerkspark in Deutschland zu unflexibel ist kündigt sich bereits heute mit dem Auftreten negativer Börsenstrompreise an.

Gegenüber anderen Märkten besitzt der Strommarkt die besondere Charakteristik, dass Angebot und Nachfrage (Stromerzeugung und Verbrauch) zu jeder Zeit exakt übereinstimmen müssen, da das Stromnetz selbst die Energie nur verteilen, nicht jedoch speichern kann. Übersteigt das Angebot der Stromerzeugung den Verbrauch im Netz (auch als Last bezeichnet), da bspw. Kraftwerke aus technischer oder ökonomisch-strategischer Sicht nicht abregeln können bzw. wollen, kann dies in Extremsituationen zu negativen Börsenstrompreisen als Signal einer Überschussproduktion führen. Negative Preise bedeuten, dass Erzeuger die Abnehmer für den Verbrauch des Stroms bezahlen – eine in jeder Hinsicht paradoxe Situation, welche im Rahmen dieser Studie näher untersucht wird. Dazu wurden die Daten des Day-Ahead Spotmarktpreises, die Erzeugungszeitreihen konventioneller Kraftwerke und die Strom Import-Export-Daten des jeweils ersten Halbjahres der Jahre 2012 und 2013 analysiert. Die zentralen Ergebnisse der Untersuchung sind:

- Die Anzahl der Niedrigpreisstunden (<10 €/MWh) hat sich im ersten Halbjahr 2013 gegenüber dem ersten Halbjahr 2012 fast vervierfacht. Die Zahl der Stunden mit negativen Preisen hat um etwa 50% zugenommen.
- Der Export von Strom zu Niedrigpreisen hat sich in diesem Zeitraum von 226 auf 778 GWh ebenfalls fast vervierfacht.
- In Stunden negativer Börsenstrompreise herrschte in über 95% der Fälle Exportüberschuss. Der Umkehrschluss, Importüberschuss bei Hochpreisen, trifft jedoch nicht zu.
- Trotz negativer Börsenstrompreise liefen Braunkohlekraftwerke mit einer Auslastung von bis zu 73%, bei Niedrigpreisen mit bis zu 83% weiter. Eine Auslastung von 42% wurde dabei nie unterschritten.
- Atomkraftwerke wurden zu Zeiten negativer Preise mit bis zu 96% der installierten Leistung gefahren. Die minimale Auslastung lag bei 49%.

- Steinkohlekraftwerke wurden bei Negativpreisen bis auf knapp 10% der installierten Leistung heruntergefahren. Die Maximalleistung zu Niedrigpreiszeiten hat 2013 gegenüber 2012 von 15% auf 28% zugenommen.
- Gaskraftwerke haben die Erzeugung bei Negativpreisen auf 10% reduziert (limitiert durch Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplung). Zu Niedrigpreiszeiten lag die Auslastung auf dem Niveau von Steinkohle.
- Vergleicht man die ersten Halbjahre von 2012 nach 2013, so hat die Produktion aus Braunkohle um 2 TWh, die Produktion aus Steinkohle um 4 TWh deutlich zugenommen. Gleichzeitig ging die Stromproduktion aus Gaskraftwerken um 4,6 TWh zurück.
- Mit 72,9 TWh stammt im ersten Halbjahr 2013 ein Großteil des deutschen Stroms aus Braunkohlekraftwerken, gefolgt von Steinkohle (57,4 TWh) und Atomkraft (46 TWh). Gas trägt derzeit mit 21,9 TWh zur Stromerzeugung bei. Knapp 37 TWh stammen aus Solar- und Windanlagen.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen deutlich die Probleme der derzeitigen Marktentwicklung: Die zunehmende Kohleverstromung, begünstigt durch niedrige Brennstoffkosten und geringe Preise für Emissionszertifikate, verdrängt derzeit flexible Gaskraftwerke vom Markt. Bestehende Gaskraftwerke werden daher abgeschaltet und Investitionen in neue Kraftwerke bleiben aus. Der Kraftwerkspark in Deutschland wird dadurch mittelfristig weniger flexibel, da nach wie vor ein hoher Anteil an Grundlastkraftwerken (Braunkohle- und Atomkraftwerke) am Netz ist. Das vermehrte Auftreten von Niedrig- und Negativpreisen zeigt jedoch, dass schon heute mehr und nicht weniger Flexibilität im konventionellen Kraftwerkspark notwendig ist. Mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien wird sich der Bedarf an flexibler gesicherter Leistung erhöhen. Schreibt man den derzeitigen Trend fort, werden sowohl die Exportüberschüsse, als auch die Stunden mit extrem niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen weiter zunehmen und langfristig zu einem unüberwindbaren Systemkonflikt führen. Eine frühzeitige Koordinierung des Zubaus von Erneuerbaren mit der Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die veränderten Anforderungen ist für ein Gelingen der Energiewende essentiell.

2 Methodisches Vorgehen

Der dieser Studie zugrunde liegende Untersuchungszeitraum ist das erste Halbjahr der Jahre 2012 und 2013. Die durchgeführten Analysen basieren dabei auf umfangreichen Datensätzen verschiedener Quellen:

- Import-Export-Daten: Seiten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [1], des statistischen Bundesamtes (Destatis) [2]
- Day-Ahead Preisdaten: Europäische Strombörse in Leipzig (EEX) [3]
- Erzeugungszeitreihen: EEX-Transparenz Plattform [4]
- Monatssummen der Erzeugung: Statistisches Bundesamt (Destatis) [2]
- Installierte Kraftwerksleistung: Bundesnetzagentur [5]

Um die Kohleverstromung zu Zeiten niedriger und negativer Börsenstrompreise in dieser Periode zu untersuchen, werden zunächst die Preisdaten der europäischen Strombörse in Leipzig (EEX) dahingehend ausgewertet, wie häufig negative Preise und Preise kleiner 10 €/MWh auftraten. Betrachtet werden ausschließlich Preise des Day-Ahead Spotmarktes, da dieser das mit Abstand größte Handelsvolumen aufweist (ca. 15-faches Volumen des Intraday Spotmarktes) und die Kraftwerkeinsatzpläne zudem ebenfalls am Vortag festgelegt werden [1].

Im zweiten Schritt wird der Deutsche Import-Export-Saldo für Strom zu diesen Niedrigpreiszzeiten ermittelt. Hierzu werden die viertelstündlichen, grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse von den Seiten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) herangezogen [2]. Die Export- und Importdaten werden zunächst saldiert und anschließend auf Stundenwerte gemittelt. Bei grenzüberschreitenden Lastflüssen unterscheidet man zwischen gehandeltem und physikalischem Stromaustausch. Aufgrund der besseren Datenlage werden für die Zeitreihenanalyse physikalische Lastflüsse verwendet, die sich vom gehandelten Stromaustausch unterscheiden können. Für die Analyse des monatlichen Import-Export Saldos werden die vom statistischen Bundesamt (Destatis) veröffentlichten Monatsmengen des gehandelten Stromaustausches herangezogen. Für die Monate Mai und Juni in 2013 muss jedoch ebenfalls auf die physikalischen Lastflüsse zurückgegriffen werden, da die Werte von Destatis zum Zeitpunkt der Untersuchung noch nicht veröffentlicht waren (üblicherweise etwa drei Monaten Verzögerung).

Zur Bestimmung der Kraftwerksauslastung werden die Erzeugungszeitreihen der EEX Transparenzplattform zunächst mit den Werten des Statistischen Bundesamtes abgeglichen und entsprechend korrigiert, da auf der Transparenzplattform die Veröffentlichung von stündlichen Erzeugungsdaten, die nach Primärenergieträger aufgelöst sind, einer freiwilligen Zustimmung der Kraftwerksbetreiber bedürfen. Entsprechend decken diese Daten nicht alle Kraftwerke ab. Die Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur enthalten die in Deutschland insgesamt installierte Erzeugungsleistung nach Energieträger zu bestimmten Stichtagen. Aus diesen Stichtagen wurde für die Mitte der Untersuchungszeiträume (Anfang April 2012 und 2013) die jeweils installierte Erzeugungsleistungen interpoliert. Die relative Auslastung der Kraftwerke ergibt sich dann aus der Division der stündlichen Erzeugungsleistung nach Energieträger durch die gesamte installierte Leistung.

3 Zentrale Ergebnisse

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der Studie vorgestellt und die zu Beginn zusammengefassten Aussagen im Einzelnen konkretisiert.

3.1 Zeiten niedriger und negativer Börsenstrompreise

Abbildung 1 und 2 zeigen die Häufigkeit niedriger und negativer Day-Ahead Spotmarkt-Preise im ersten Halbjahr 2012 und 2013. Da diese Preise unterhalb der Grenzkosten konventioneller Kraftwerke liegen, können diese als Signal für eine Überschussproduktion im Netz verstanden werden. Wie die Strom-Importe und -Exporte und der konventionelle Kraftwerkspark auf die Niedrigpreissignale reagieren, wird in den folgenden beiden Abschnitten näher untersucht.

In Abbildung 1 ist die Zahl der Stunden niedriger bzw. negativer Preise aus dem ersten Halbjahr 2012 dem ersten Halbjahr 2013 gegenübergestellt. Zwei Ergebnisse sind auffällig: Zum einen hat sich die Zahl der Stunden mit niedrigen Börsenstrompreisen (kleiner-gleich 10 Euro/MWh) im ersten Halbjahr 2013 im Gegensatz zu 2012 sehr stark erhöht und erreicht fast den vierfachen Wert. Betrachtet man nur die negativen Strompreise, so sind diese in 2013 ebenfalls gestiegen, jedoch ‚nur‘ um einen Faktor von knapp 50 %. Das Handelsvolumen zu Zeiten negativer Börsenstrompreise betrug minus 11,8 Mio. Euro im ersten Halbjahr 2012 und minus 12,6 Mio. Euro im ersten Halbjahr 2013.

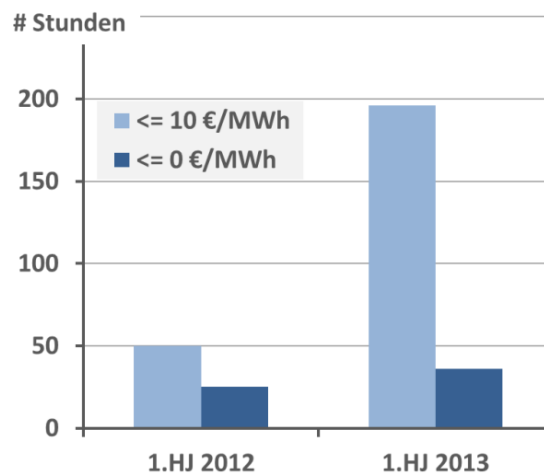


Abbildung 1: Anzahl der Niedrigpreisstunden (<= 10 €/MWh und <= 0 €/MWh), 1. Halbjahr

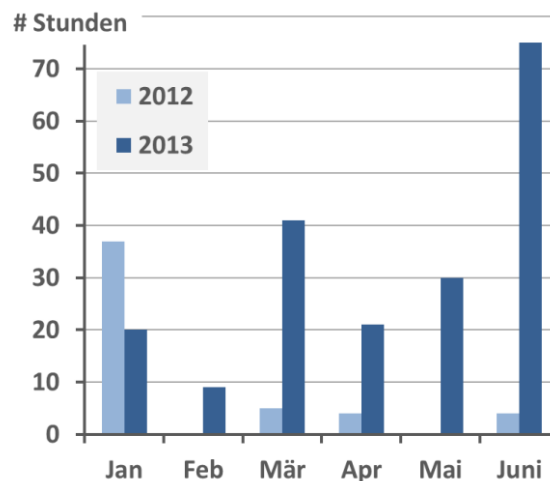


Abbildung 2: Anzahl der Niedrigpreisstunden (<= 10 €/MWh) aufgelöst nach Monaten

Abbildung 2 zeigt das Auftreten der Niedrigpreise (kleiner-gleich 10 Euro/MWh) nach Monaten aufgelöst und stellt wiederum das erste Halbjahr 2012 dem ersten Halbjahr 2013 gegenüber. Auffällig hierbei ist, neben der oben beschriebenen generellen Zunahme niedriger Börsenstrompreise in 2013, das Auftreten auch in den Frühlings- und Sommermonaten. Im ersten Halbjahr 2012 beschränkten sich solche Niedrigpreise hauptsächlich auf den Monat Januar, wobei in 2013 ein absoluter Spitzenwert im Monat Juni erzielt wird. Zu dieser Zeit wurden Rekordwerte der Energieproduktion aus

Solar und Windanlagen erzielt, die Anforderungen zur Abregelung an den konventionellen Kraftwerkspark waren daher besonders hoch.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft einen Wochenverlauf im März 2013, bei dem es am Sonntagnachmittag zu negativen Börsenstrompreisen kam. In Abbildung 4 ist die tatsächliche Produktion nach Energieträger für dieselbe Woche dargestellt. An Wochenendtagen ist die Last im Netz (Stromverbrauch) wesentlich niedriger als an Werktagen, hinzu kam eine regenerative Stromerzeugung von rund 30 GW aufgrund günstiger Winde und hoher Solarstrahlung. Gleichzeitig produzierte der konventionelle Kraftwerkspark eine Leistung von rund 29 GW (siehe Tabelle 1). Auffallend ist, dass Steinkohle- und Gaskraftwerke ihre Leistung erheblich reduzieren, während Braunkohle und Atomkraftwerke trotz negativer Preise und geringer Last mit über 56% bzw. über 77% ihrer Nennleistung produzierten. Dieses Phänomen wird in Abschnitt 3.2 „Kraftwerksauslastung bei unterschiedlichen Preisniveaus“ näher untersucht.

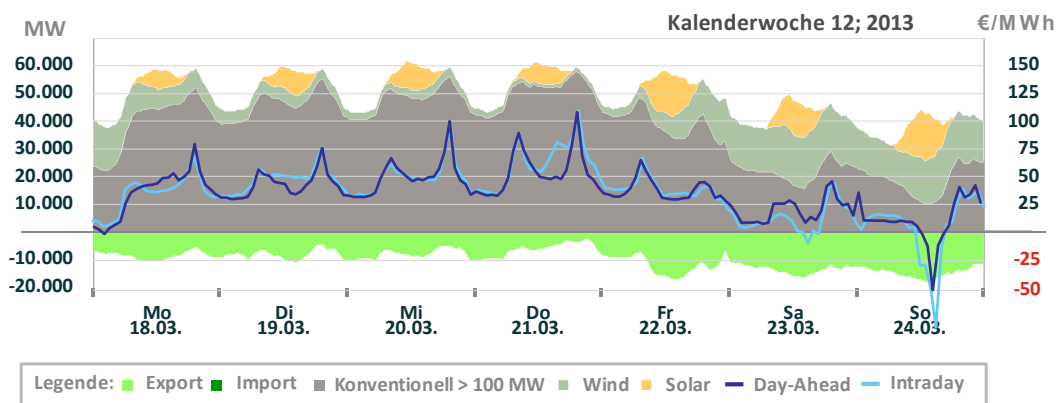


Abbildung 3: Beispiel für Wochenverlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung im März 2013. Negative Strompreise am Sonntag [6].

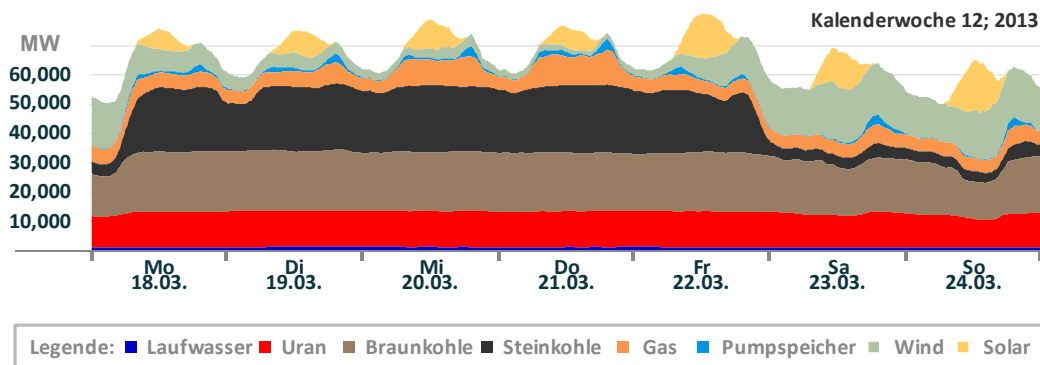


Abbildung 4: Tatsächliche Produktion nach Energieträger für die Beispielwoche im März 2013 [7].

Tabelle 1: Auslastung und Erzeugung nach Energieträger 24.03.2013 14:00–15:00 Uhr [6]

14:00-15:00	LW	Uran	BK	SK	Gas	Pu Sp	Wind	Solar
Erzeugung (GW)	1,2	9,3	12,0	3,1	4,7	0,3	16,6	14,1
Auslastung	32,4%	77,3%	56,6%	12,3%	19,2%	2,8%	54,9%	42,4%

3.2 Strom Import und Export zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise

Nach Analyse der Zeiten mit Niedrig- und Negativpreisen soll nun auch die Situation bei Importen und Exporten von Strom im ersten Halbjahr der Jahre 2012 und 2013 untersucht werden.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des Import-Export Saldos im ersten Halbjahr 2013 verglichen zum ersten Halbjahr 2012. Man erkennt, dass mit Ausnahme von Mai 2012 in allen Monaten mehr Strom exportiert als importiert wurde. Zudem hat der Export von Strom in 2013 in allen Monaten (außer Februar) erheblich zugenommen. In Summe haben sich die Nettostromexporte im ersten Halbjahr 2013 gegenüber 2012 von 8,8 TWh auf 15,6 TWh fast verdoppelt.

Weiterhin wurde analysiert, wie sich die Situation der Importe und Exporte speziell in Zeiten niedriger Börsenstrompreise entwickelt hat. In Abbildung 6 sind hierfür die Summen der Importe und Exporte zu Zeiten mit Day-Ahead Preisen kleiner 10 €/MWh für die beiden untersuchten Halbjahre dargestellt. Man erkennt, dass sich die exportierte Strommenge mit 778 GWh in 2013 gegenüber 226 GWh in 2012 nahezu vervierfacht hat. Die Stromexporte haben sich demnach proportional zur Zahl der Stunden mit niedrigen Preisen entwickelt, die sich in 2013 ebenfalls fast vervierfacht haben.

Der zu Zeiten negativer Börsenstrompreise exportierte Strom hatte in beiden untersuchten Halbjahren einen Handelswert von minus 2,2 Millionen Euro (gerundet), der von den Kraftwerksbetreibern in Deutschland an Stromabnehmer im Ausland bezahlt wird.

Die Abbildungen 7 und 8 zeigen die Verteilung der Stromimporte und -exporte in Abhängigkeit der Börsenstrompreise. Jeder Punkt der Grafik repräsentiert einen Stundenwert des ersten Halbjahres 2012 bzw. 2013 und zeigt den zugehörigen Import-Export Saldo zum herrschenden Day-Ahead Preis in dieser Zeit. Bei negativen Preisen wurde fast ausschließlich Strom exportiert und auch bei Niedrigpreisen überwiegt der Export deutlich. Im umgekehrten Fall hoher Preisniveaus ist jedoch kein gegensätzliches Verhalten festzustellen. Auch hier überwiegt die Zahl der Stunden, in denen Strom exportiert wurde. Während in 2012 die stündlichen Exportmengen mit wenigen Ausnahmen unter 8 GWh lagen, treten in 2013 vermehrt Fälle mit stündlichen Exporten im Bereich von 8 GWh bis 12 GWh auf. Weiterhin stellt man im Preisbereich 10 bis 25 €/MWh für 2013 eine Zunahme der Stunden mit Nettostromimporten fest.

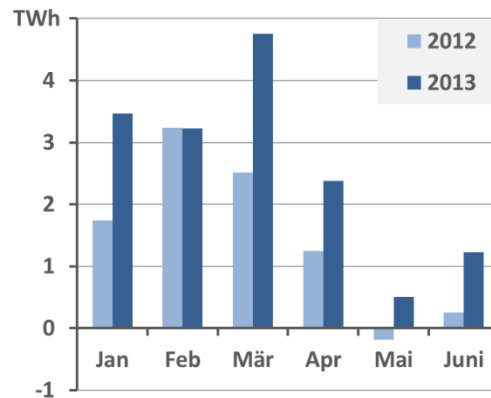


Abbildung 5: Strom Import-Export-Saldo nach Monaten, positive Werte stehen für Export

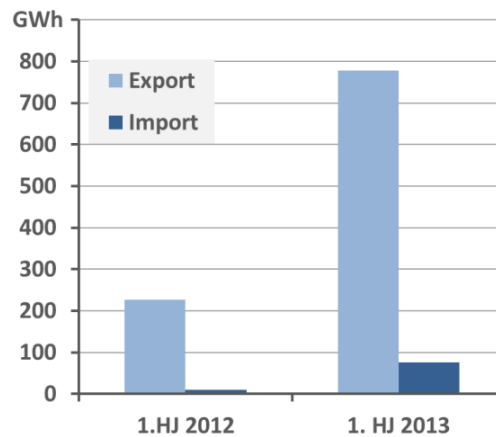


Abbildung 6: Strom Import und Export zu Niedrigpreiszzeiten (< 10 €/MWh)

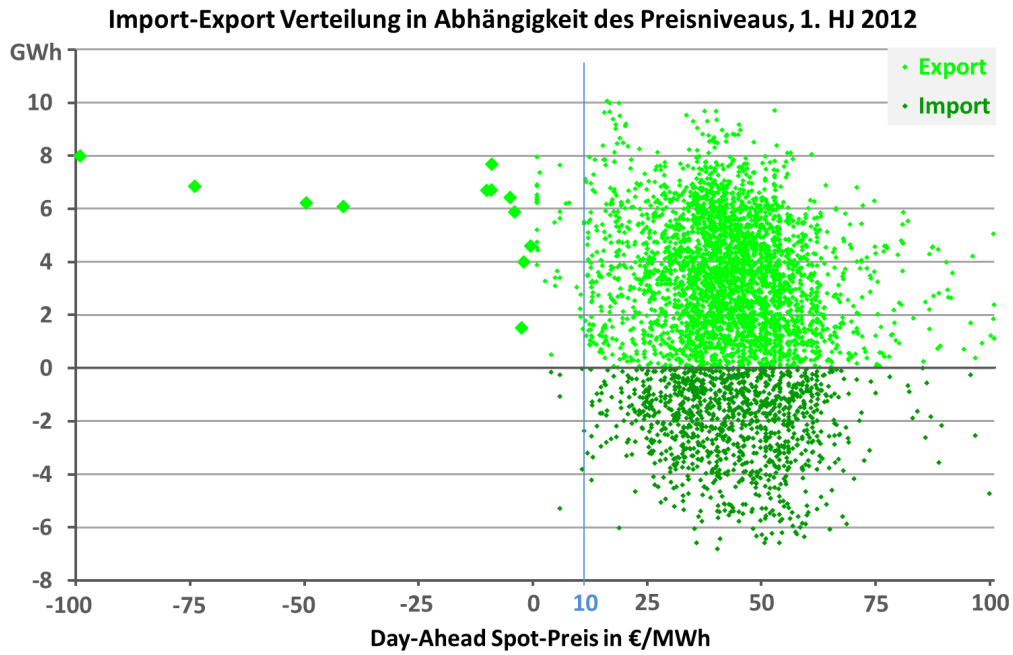


Abbildung 7: Strom Import Export in Abhängigkeit des Preisniveaus, 1. Halbjahr 2012

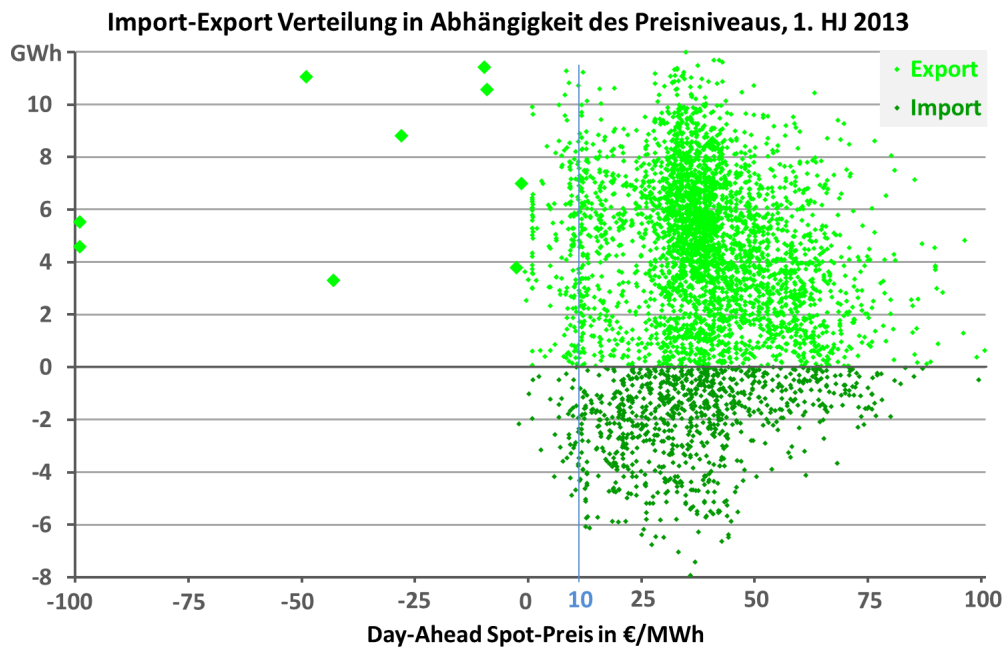


Abbildung 8: Strom Import Export in Abhängigkeit des Preisniveaus, 1. Halbjahr 2013

3.3 Kraftwerksauslastung bei unterschiedlichen Preisniveaus

Die folgenden Grafiken zeigen die Abhängigkeit der gefahrenen Kraftwerksleistung vom Preis-Niveau der Day-Ahead Spotmarkt Preise. Dargestellt ist die relative Auslastung aller Kraftwerke eines Typs (Atomkraft, Gas, Braunkohle, Steinkohle) bezogen auf die in Deutschland insgesamt installierte Nettonennleistung. Die Nichtverfügbarkeit einzelner Kraftwerke wurde dabei nicht berücksichtigt, sodass die tatsächliche Auslastung der produzierenden Kraftwerke höher liegen kann als in den Diagrammen dargestellt. Zu beachten ist außerdem, dass es sich um die durchschnittliche Auslastung aller Kraftwerke handelt. Beispielsweise kann 50% Auslastung bedeuten, dass alle Kraftwerke mit halber Leistung fahren oder die Hälfte aller Kraftwerke gar nicht produziert. Für die Gesamtwirkung auf das System sind demnach zwei Faktoren entscheidend: Die technisch-wirtschaftlich realisierbare Mindestauslastung eines einzelnen Kraftwerks, sowie die Kalt- und Heißstartdauer der Kraftwerkstechnologie. Hat ein Kraftwerkstyp zwar eine hohe Mindestlast, aber kann nach dem Stillstand in kurzer Zeit wieder hochgefahren werden, ergibt sich aus Systemsicht trotzdem eine hohe Flexibilität mit niedriger Minimallast. Abbildung 9 und 10 zeigen genau diese Systemperspektive: Jeder Punkt entspricht einem Stundenwert des ersten Halbjahres 2012 bzw. 2013 und zeigt die Gesamtauslastung der Kraftwerke zu dem in dieser Stunde herrschenden Day-Ahead Börsenstrompreis.

Zu Zeiten niedriger Preise zwischen 0 und 10 €/MWh zeigt sich, dass Gas- und Steinkohlekraftwerke ihre Gesamtleistung in diesem Bereich signifikant reduzieren, während Braunkohle- und Atomkraftwerke nach wie vor mit hoher Auslastung laufen. Betrachtet man Braun- und Steinkohle im Detail, erkennt man zudem deutliche Unterschiede zwischen den ersten Halbjahren 2012 und 2013: Steinkohle wurde in 2012 zu Niedrigpreiszeiten mit einer Auslastung von etwa 10% bis 15% gefahren, Braunkohle hingegen mit 53% bis 74%. In 2013 variierte die Auslastung von Steinkohle hingegen zwischen 5% und 28%, bei Braunkohle zwischen 42% und 83%. Atomkraftwerke sind 2013 auch im Niedrigpreisband von 0 bis 10 €/MWh mit knapp 60% bis 96% der maximalen Leistung gelaufen. Die auftretende Maximalauslastung hat sich im untersuchten Preisband damit deutlich erhöht, gleichzeitig sinken aber auch die aufgetretenen Werte der Minimalauslastung bei Braunkohle, Steinkohle und Gas moderat. Insgesamt scheint sich die Volatilität der Kraftwerksauslastung in diesem Preisband etwas erhöht zu haben, wobei die Flexibilität von Braunkohle- und Atomkraftwerken in Bezug auf das Strompreisniveau nach wie vor als unzureichend gewertet werden muss.

Negative Börsenstrompreise sind, wie oben beschrieben, ein Signal für Stromüberschuss im Netz. Es zeigt sich, dass auch hier die Kraftwerkstypen sehr unterschiedlich auf diese Situation reagieren. Während Gas- und Steinkohle-Kraftwerke ihre Produktion zu diesen Zeiten auf unter 10% der installierten Nennleistung drosseln können, laufen Braunkohlekraftwerke weiterhin mit über 50% (1. Halbjahr 2012) bzw. über 42% (1. Halbjahr 2013) der möglichen Maximalleistung. Atomkraftwerke drosselten ihre Produktion nicht unter 68% (1. Halbjahr 2012) bzw. unter 49% (1. Halbjahr 2013). In 2012 traten zudem mehrfach Situationen auf, in denen Atomkraftwerke trotz negativer Börsenstrompreise mit bis 96% Auslastung betrieben wurden. Die Stufen bei der Auslastung der Atomkraftwerke in den Abbildungen 9 und 10 deuten darauf hin, dass häufig ganze Kraftwerke zu Wartungszwecken abgeschaltet sind und die Leistungsreduktion der in Betrieb befindlichen Kraftwerke bei negativen Börsenstrompreisen eher gering ist.

Im Anhang der Studie findet sich eine weiterführende Analyse zur Import-Export-Verteilung in Abhängigkeit der Kraftwerksauslastung für Braunkohle, Steinkohle und Gas. Die Schaubilder zeigen deutlich den Beitrag der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien zu Import und Export Situationen.

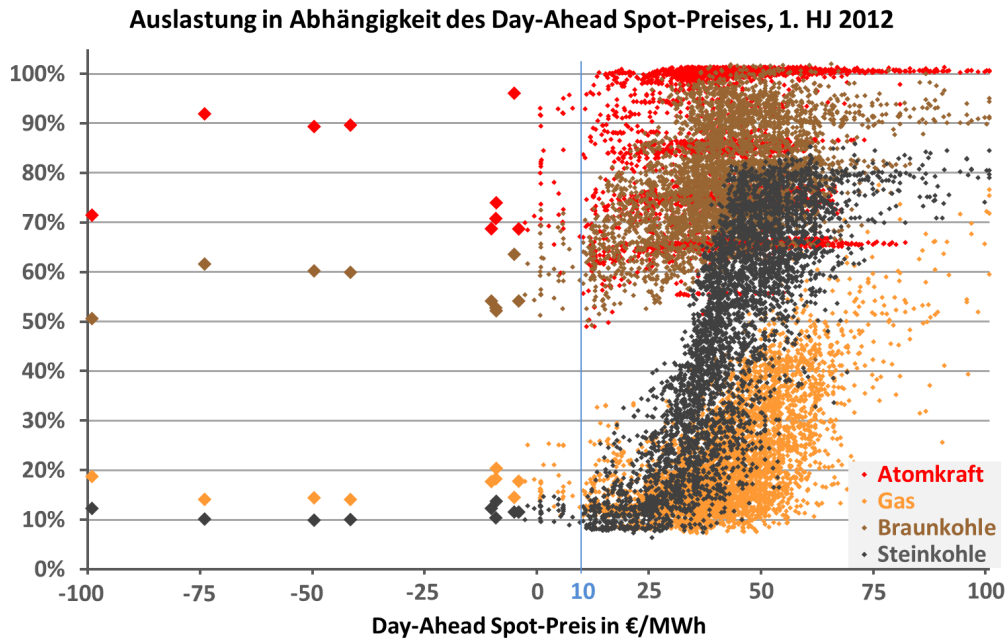


Abbildung 9: Kraftwerksauslastung bei unterschiedlichen Preisniveaus, 1. Halbjahr 2012

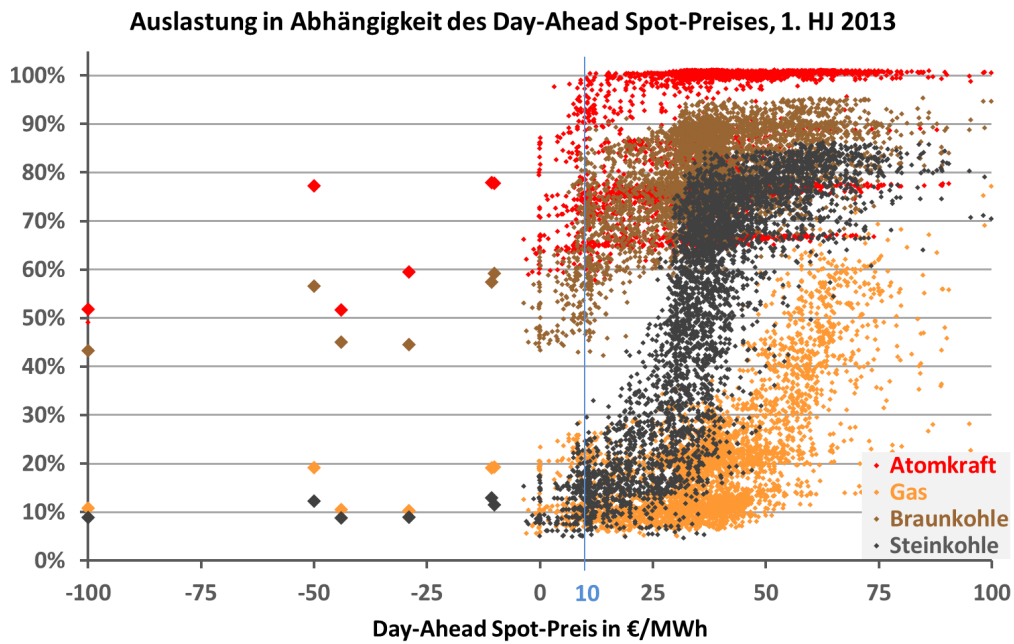


Abbildung 10: Kraftwerksauslastung bei unterschiedlichen Preisniveaus, 1. Halbjahr 2013

Grundsätzlich ist zu sagen, dass alle Kraftwerke im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten und unter Berücksichtigung von strategischen Randbedingungen auf die Preissignale im Markt reagieren. Es muss davon ausgegangen werden, dass sich die Akteure im Markt unter Berücksichtigung aller Kosten und Erträge stets für die wirtschaftlich günstigste Variante entscheiden. Bei Akteuren mit mehreren Erzeugungsanlagen findet eine Gesamtoptimierung des Erzeugungsportfolios statt. Es ist also denkbar, dass Einzelanlagen zu Gunsten des Portfolios zeitweise Fahrpläne verfolgen, die bei Einzelbetrachtung unwirtschaftlich sind.

Wie in Abbildung 9 und 10 ersichtlich, laufen Gas- und Steinkohlekraftwerke auch bei niedrigen und negativen Börsenstrompreisen noch mit einer Mindestleistung zwischen 5% und 20% im Gesamtsystem. Die Ursache dafür ist, dass einige dieser Anlagen Kraft-Wärme-Kopplung betreiben und daher nicht oder nur geringfügig heruntergeregelt werden können. Zudem benötigt der Heißstart eines Steinkohlekraftwerks nach vollständigem Stillstand etwa 2 bis 4 Stunden [8], sodass ein Abschalten bei kurzzeitigen Niedrigpreisen aus Sicht des Betreibers unwirtschaftlich ist, zumal der Wirkungsgrad des Kraftwerks in der Startphase niedriger ist. Die Kaltstartdauer eines Steinkohlekraftwerks nach längerem Stillstand beträgt etwa 6 bis 8 Stunden [9]. Moderne Gasturbinen können im heißen Zustand wesentlich schneller gestartet werden und bereits nach weniger als 15 Minuten die volle Leistung produzieren. Die Kaltstartdauer liegt bei etwa einer halben Stunde [9] [10]. Zudem können sie im sogenannten Lastfolgebetrieb sehr flexibel auf Änderungen der residualen Last (Gesamtlast minus Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren) reagieren und sind somit optimal geeignet um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien mit gesicherter Erzeugungsleistung zu flankieren.

Braunkohlekraftwerke haben mit 9 bis 15 Stunden Kaltstartdauer nochmals erheblich längere Anfahrzeiten als Steinkohlekraftwerke und sind im laufenden Betrieb schlechter regelbar [9]. Zudem können heutige Braunkohlekraftwerke technisch bedingt nicht unter 50% der Nennleistung abregeln [10], da die Braunkohle einen hohen Wassergehalt aufweist wodurch die Kesseltemperatur bei zu geringer Leistung unter den erforderlichen Mindestwert fällt. Betreiber von Braunkohlekraftwerken untersuchen derzeit, wie die Abregelbarkeit der Kraftwerke verbessert werden kann (Vortrocknung der Braunkohle, Einsatz thermischer Speicher). Da jede Abregelung eine erheblich Materialbelastung des Kessels und weiterer Komponenten bedeutet, ist aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass auch zukünftig eine Abregelung unter 40% nicht möglich sein wird und Braunkohlekraftwerke in der Praxis meist mit deutlich höheren Auslastungen gefahren werden.

Kernkraftwerke haben von allen untersuchten Kraftwerkstypen mit bis zu 24 Stunden Kaltstartdauer die längste Anfahrzeit [9] und können auf kurzzeitige Schwankungen der residualen Last nur sehr eingeschränkt reagieren. Sie werden meist in definierten Leistungsbändern gefahren, was sich auch in Abbildung 9 und 10 durch die Konzentration auf mehrere Streifen innerhalb der Punktwolke widerspiegelt. Leistungsbänder ergeben sich durch die Abschaltung einzelner Blöcke eines AKWs oder durch das Abregeln auf definierte Leistungsbereiche (beispielsweise 70% oder 90% Auslastung). Eine feinstufige, dem Bedarf angepasste Abregelung ist anhand der untersuchten Daten nicht festzustellen.

Die derzeit übliche (technisch machbare) Minimallast eines einzelnen Kraftwerks liegt heute bei rund 40% (25%) für Steinkohle, 60% (50%) für Braunkohle und 50% (40%) für Gaskraftwerke. Unter Ausschöpfung aller Optimierungspotentiale lassen sich nach Angaben von Siemens, einem der führenden Anbieter von Kraftwerkskomponenten,

zukünftig Werte von 20% für Steinkohle, 40% für Braunkohle und 20% für Gasturbinen (bzw. 30% bei GuD Kraftwerken) realisieren [10]. Die im Gesamtsystem realisierbare Minimallast hängt neben der technischen Minimallast eines Einzelkraftwerks jedoch entscheidend von der Anfahrzeit der Kraftwerke ab. So reduzieren Gaskraftwerke ihre Leistung trotz einer technischen Minimallast von aktuell 40% durch Abschaltung einzelner Kraftwerke schon heute auf eine systemische Gesamtauslastung von bis zu 10%, wie die Untersuchung der Kraftwerksauslastung ergeben hat. Dank schneller Startzeiten von unter 15 Minuten können Gaskraftwerke auch für kurze Zeitspannen mit Überschussproduktion abgeschaltet und bei steigender Nachfrage schnell wieder angefahren werden. Steinkohlekraftwerke können ihre Erzeugungsleistung zukünftig zwar ebenfalls auf bis zu 20% reduzieren, sind im Gesamtsystem aufgrund langer Heiß- und Kaltstartzeiten jedoch wesentlich unflexibler als Gaskraftwerke. Die kurzzeitige Abschaltung eines Steinkohlekraftwerks ist daher unrentabel, da das anschließende Wiederanfahren etwa 2 bis 4 Stunden benötigt und das Kraftwerk in dieser Phase einen stark reduzierten Wirkungsgrad hat. Dieses Verhalten zeigt sich unter anderem darin, dass viele Steinkohlekraftwerke zwar zu Nachtzeiten und an Wochenendtagen heruntergefahren werden, auf eine hohe Solareinspeisung zu Mittagsstunden jedoch nicht oder nur sehr selten reagieren, auch wenn zeitgleich Strom exportiert wird. Eine sensible Modulation der Erzeugungsleistung zur Deckung der residualen Last ist jedoch nicht zu beobachten (vergleiche Abbildung 4).

In Tabelle 2 sind die für die Flexibilität verantwortlichen Parameter der unterschiedlichen Kraftwerkstypen qualitativ zusammengefasst.

Tabelle 2: Qualitative Bewertung der Kraftwerkflexibilität, Eigene Darstellung nach [11]

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Gas
Kaltstartzeit	- -	-	0	++
Warmstartzeit	-	0	+	++
Laständerungs- geschwindigkeit	+	0	+	++
Mindestlast	-	-	+	+

Die deutliche Zunahme der Kohlestromproduktion zwischen dem ersten Halbjahr 2012 und 2013 liegt auch in gesunkenen Preisen für CO₂-Emissionsberechtigungen begründet. Braunkohlekraftwerke haben die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen aller hier untersuchten Kraftwerke, dicht gefolgt von Steinkohle. Die CO₂-Emissionen von Gas bzw. GuD Kraftwerken liegen etwa um den Faktor 2 unter denen eines Braunkohlekraftwerks [12]. Diese Kraftwerke leiden besonders unter den historisch niedrigen Preisen für Emissionszertifikate und werden daher zunehmend durch Kohlekraftwerke vom Markt verdrängt. Dies zeigt sich auch in den Daten beim Halbjahresvergleich der Punktwolken in Abbildung 9 und 10: Im Preisbereich 30 bis 50 €/MWh stellt man eine deutlich erhöhte Konzentration der Steinkohleerzeugung im Lastbereich von 60 bis 85% fest, während sich der Schwerpunkt der Punktwolke von Gas zu niedrigeren Auslastungen hin verschoben hat. Die Folge ist, dass die Zahl der jährlichen Volllaststunden vieler Gaskraftwerke unter ein ökonomisch kritisches Level sinkt und diese daher unwirtschaftlich werden. Kohlekraftwerke gewinnen im Gegenzug Marktanteile und erwirtschaften profitable Zusatzgewinne.

3.5 Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger

Vergleicht man die Stromproduktion nach Energieträgern im ersten Halbjahr 2013 mit dem gleichen Zeitraum des Vorjahres (Abbildung 11) stellt man fest, dass insbesondere die Kohleverstromung deutlich zugenommen hat: Braunkohlekraftwerke haben 2,0 TWh, Steinkohlekraftwerke 4,0 TWh mehr Strom produziert. Gleichzeitig ging die Produktion aus Gaskraftwerken um 4,6 TWh zurück. Witterungsbedingt wurden im ersten Halbjahr 2013 auch 2,4 TWh weniger Windstrom produziert, während die Produktion aus Photovoltaik ungefähr auf Vorjahresniveau lag.

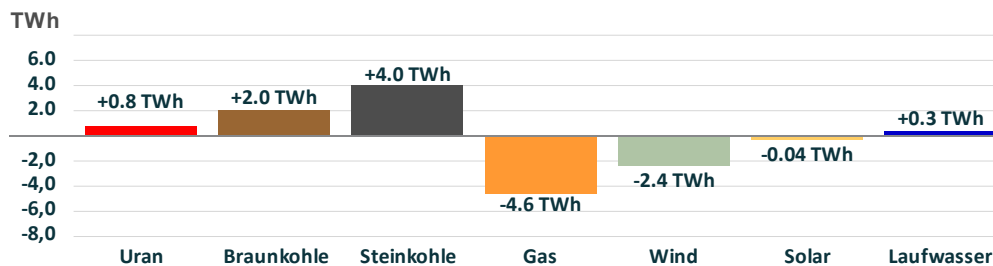


Abbildung 11: Veränderung der Stromerzeugung erstes Halbjahr 2013 gegenüber erstes Halbjahr 2012 [7]

Abbildung 12 zeigt die absolute Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern für das erste Halbjahr 2013. Braunkohle ist mit 72,9 TWh nach wie vor der größte Stromerzeuger, gefolgt von Steinkohle (57,4 TWh) und Atomkraft (46,0 TWh). Gaskraftwerke haben in diesem Zeitraum nur mit 21,9 TWh zur Stromerzeugung beigetragen und lagen damit in der Größenordnung von Windenergie (22,4 TWh). Die Erneuerbaren Wind, Solar und Laufwasser produzierten in Summe etwa die Energiemenge aller Atomkraftwerke in Deutschland.

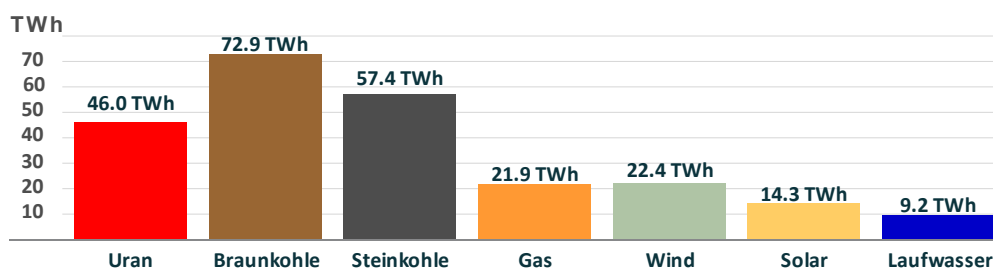


Abbildung 12: Stromerzeugung nach Energieträger im ersten Halbjahr 2013 [7]

Die Analysen dieser Studie haben gezeigt, dass die Häufigkeit niedriger Börsenstrompreise (Day-Ahead Spotpreis) im Halbjahresvergleich von 2012 zu 2013 um etwa den Faktor 4 zugenommen hat, während sich die Stunden negativer Preise um knapp 50% erhöht haben. Sowohl in 2012 als auch in 2013 trat in diesen Stunden ein hoher Strom-Exportüberschuss auf, der sich in 2013 proportional zu den Niedrigpreisstunden nochmals um einen knappen Faktor 4 erhöht hat. Insgesamt wurde in beiden Halbjahren wesentlich mehr Strom exportiert als importiert, wobei sich der Exportüberschuss in 2013 von 8,8 TWh auf 15,6 TWh nahezu verdoppelt hat.

Im ersten Halbjahr 2013 gab es 196 Stunden mit Niedrigpreisen kleiner-gleich 10 €/MWh, davon 36 Stunden mit negativen Börsenstrompreisen. In dieser Zeit wurden 778 GWh Strom exportiert, davon 176 GWh zu negativen Preisen. Der Börsenwert des insgesamt gehandelten Stroms zu negativen Preisen lag bei minus 12,6 Millionen Euro, der Wert des exportierten Stroms bei minus 2,2 Millionen Euro.

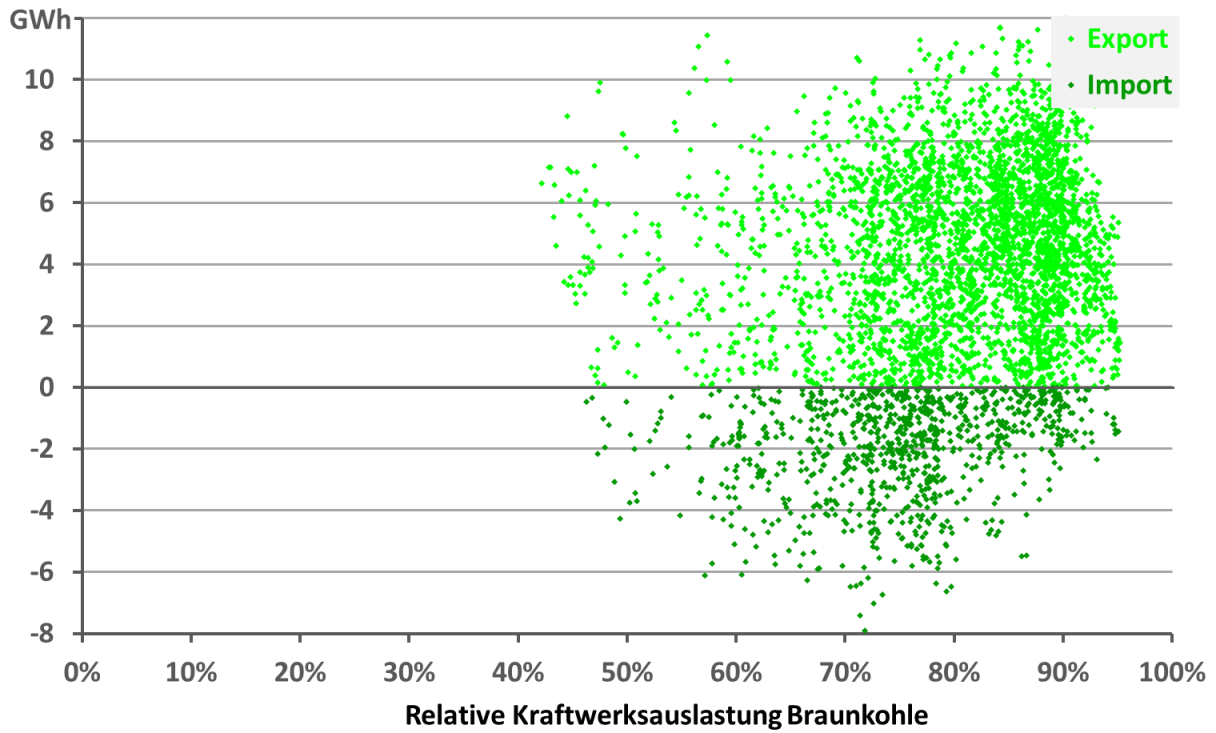
Die Analyse der Kraftwerksauslastung nach Energieträgern hat ergeben, dass die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedlich gut auf die Situation negativer oder niedriger Börsenstrompreise, die ein Indiz für Stromüberschuss sind, reagieren können. Während Steinkohle- und Gaskraftwerke auf unter 10% der in Deutschland installierten Nettoleistung abregeln, laufen Braunkohle und Atomkraftwerke mit einer Auslastung von bis 83% bzw. 96% weiter und reduzieren die Auslastung auch bei Negativpreisen nicht unter 42% (Braunkohle) bzw. 49% (AKW) der installierten Kraftwerksleistung. Da immer auch Kraftwerke zu Revisionszwecken komplett außer Betrieb sind, liegen die tatsächlichen Auslastungen einzelner Kraftwerke noch höher. Unabhängig davon lässt sich feststellen, dass die Produktion aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken, auch zu Niedrigpreisenzeiten, in 2013 deutlich zugenommen hat. Dadurch wurden insbesondere Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt. Eine wesentliche Ursache ist das historisch niedrige Preisniveau für CO₂-Emissionsberechtigungen und der gefallene Weltmarktpreis für Steinkohle.

Die in dieser Studie aufgezeigte Entwicklung ist insofern bedenklich, als eine Renaissance der Kohleverstromung den Umwelt- und Klimaschutzziele zuwider läuft. Darüber hinaus ist die Zunahme negativer bzw. niedriger Börsenstrompreise ein deutliches Signal mangelnder Flexibilität im Erzeugungspark konventioneller Kraftwerke, welche den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende flankieren sollte. Die auf hohe Volllaststundenzahl ausgelegten Braunkohle- und Atomkraftwerke sind als klassische Grundlastkraftwerke zur Flankierung der Energiewende ungeeignet. Steinkohlekraftwerke weisen eine etwas höhere Flexibilität auf, sind als Mittellastkraftwerke aber ebenfalls auf eine signifikante jährliche Volllaststundenzahl angewiesen und können aufgrund langer Anfahrzeiten bei kurzzeitiger Überschussproduktion nicht abgeschaltet werden. Zu Zeiten hoher Solareinspeisung in den Mittagsstunden laufen Steinkohlekraftwerke meist unvermindert durch, was sich in erhöhtem Stromexport zu diesen Stunden niederschlägt. Gaskraftwerke sind aufgrund ihrer hohen Flexibilität und der kurzen Anfahrzeiten ideal zur Ergänzung erneuerbarer Energien, weisen beim derzeitigen Preisniveau für CO₂-Emissionsberechtigungen jedoch die höchsten Grenzkosten zur Stromerzeugung der hier untersuchten Kraftwerke auf.

5 Quellen

- [1] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW, Amprion, TenneT, 50Hertz
<http://transnet-bw.de/kennzahlen/grenzuerschreitende-lastfluesse-und-fahrplaene/>
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/grenzuerschreitende-lastfluesse>
<http://preview.amprion.de/grenzuerschreitende-lastfluesse>
<http://www.50hertz.com/de/119.htm>
- [2] Statistisches Bundesamt (Destatis),
<https://www.destatis.de/DE/Startseite.html>
- [3] European Energy Exchange (EEX),
<http://www.eex.com>
- [4] EEX-Transparenzplattform,
<http://www.transparency.eex.com/de/>
- [5] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 22.07.2013
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [6] Johannes Mayer, Fraunhofer ISE, “Analysis on the electricity market in Germany”
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/boersenstrompreise-und-stromproduktion-2013.pdf>
- [7] Bruno Burger, Fraunhofer ISE, “Stromproduktion aus Solar und Windenergie 2013”
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>
- [8] Wolfgang Ströbele, Wolfgang Pfaffenberger; “Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik”, Oldenbourg Verlag, 2010
- [9] Marco Klemm, TU Dresden, Vortrag “Anfahren eines Kraftwerks”,
http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/kwt/lehre/stubi/BetriebInst3.pdf
- [10] Andreas Feldmüller, Siemens AG, Vortrag “Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht?”,
http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Workshop_Retrofit/3_SIEMENS_Feldmueller.pdf
- [11] Bernd Heimhuber, VDE, Vortrag “Stromversorgung in Deutschland – 2030”
<http://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Hannover/Documents/Stromerzeugung%202030Vortrag%20FH.pdf>
- [12] Panos Konstantin, “Praxisbuch Energiewirtschaft”, Springer Verlag, 2009

Import-Export Verteilung über Auslastung Braunkohle, 1. HJ 2013



Import-Export Verteilung über Auslastung Steinkohle, 1. HJ 2013

