

Die Energiewende und ihre Folgen im europäischen Strommarkt

Warum die Erneuerbaren den Strompreis drücken

von Alexander Timm

Die positive Resonanz und gezielte Nachfragen zu dem seit Jahresanfang erscheinenden Strompreistrückblick möchten wir an dieser Stelle zum Anlass nehmen, Triebkräfte und Mechanismen, die hinter der Preisentwicklung der europäischen Strommärkte stehen, näher zu beleuchten.

Am EPEX Spotmarkt der Energie- und Strombörse EEX werden Stundenkontrakte für den aktuellen Tag (Intraday) sowie den Folgetag (Day Ahead) gehandelt. Der Strompreis wird im Voraus für die 24 Stunden des nächsten Tages festgelegt, wobei alle bis 12 Uhr eingetroffenen Angebote berücksichtigt werden. Gehandelt wird der Strom bisher auf drei verschiedenen Marktgebieten in vier Ländern mit eigenen Indizes, nämlich Deutschland/Österreich (Phelix), Schweiz (Swissix) und Frankreich (namenloser Index). Die zwei wichtigsten Kennzahlen des Spotmarkthandels sind die Grundlast- und Spitzenlasttarife, die an der Strombörse als Day Base und Day Peak bezeichnet werden. Der Day Base-Tarif des jeweiligen Marktgebietes stellt den ungewichteten Mittelwert aller 24 Spotmarktstundenpreise eines Tages dar. Day Peak ist der einfache Durchschnitt der Strompreise der Stunden 9 bis 20, also jener Tageshälfte, in der die Stromnachfrage bzw. Netzaus-

lastung besonders hoch ist. Neben dem Spotmarkt sind an der Strombörse auch langfristige Termingeschäfte möglich, bei denen Kunden sich bis zu sechs Jahre im Voraus mit Strom eindecken können.

Entscheidend für die Preisbildung am Spotmarkt ist die sogenannte Merit-Order oder auch Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Dabei werden alle am Markt teilnehmenden Erzeugungseinheiten bzw. Kraftwerke zunächst nach ihren Grenzkosten, die hauptsächlich vom eingesetzten Brennstoff, dem Anlagenwirkungsgrad und der Technologie abhängen, vom günstigsten bis ihrem stetig wachsenden Anteil an der Stromerzeugung hat sich die Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparkes

deutlich verändert. Dies liegt vor allem daran, dass regenerative Energieträger mit Grenzkosten von 0 € noch vor allen anderen Kraftwerken in die Merit-Order eingereiht werden, da ihre Kosten in der Regel durch die EEG-Vergütung, die letztendlich durch die Endabnehmer gezahlt wird, gedeckt sind. Zusätzlich besteht für sie mit Blick auf den Klimaschutz Einspeisevorrang.

Die Berücksichtigung erneuerbarer Einspeisung ist in Abbildung 3 dargestellt. Es wird angenommen, dass der Kraftwerkspark und dessen Grenzkosten aus dem ersten Beispiel unverändert bleiben, aber nun Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen mit einer Leistung von 10 GW einspeisen. Dadurch verschiebt sich auch die Anordnung der

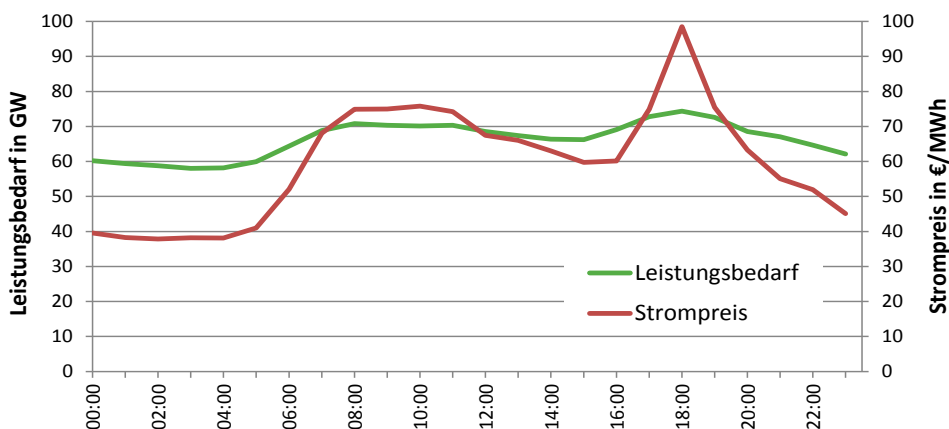


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Stromnachfrage und Strompreis in Deutschland

Kraftwerke in der Merit-Order um den entsprechenden Betrag nach rechts. Konsequenz daraus ist, dass nun ein anderes, günstigeres Kraftwerk mit seinen Grenzkosten den Strompreis bestimmt, nämlich ein Steinkohlekraftwerk. In diesem Beispiel sinkt der Börsenstrompreis auf ein niedrigeres Niveau von 54 €/MWh, es ergibt sich also für Abnehmer eine Ersparnis von 8 €/MWh. Genauso fällt allerdings auch für alle anderen Kraftwerke der Unterschied zwischen deren Grenzkosten und dem gesunkenen Börsenstrompreis um 8 €/MWh geringer aus, wodurch sich deren Einnahmen, und damit deren Marge, erheblich verringern.

Die Kostenersparnis für Abnehmer von Strom, gemeint sind hier EVUs und industrielle Großabnehmer, nicht Privatkunden, die sich letztendlich durch die Verdrängung teurer Kraftwerke aus dem Markt ergibt, wird als Merit-Order-Effekt betitelt. Dieser Effekt trug laut einer Analyse des Fraunhofer ISI (2011) in den Jahren 2006 bis 2010 zu einer Minderung des Phelix Day Base-Tarifes zwischen 5,3 und 6,1 €/MWh bei und führte somit zu einer Entlastung von insgesamt 18 Mrd. € im Bereich der Strombeschaffung.

In den letzten Jahren haben sich insbesondere mit dem rasanten Ausbau der Photovoltaik im Tagesverlauf merkliche Veränderungen des Spotmarktstrompreises aufgrund der regenerativen Energieerzeugung ergeben: Mussten Abnehmer vor einigen Jahren zur Mittagszeit, also zum Bedarfsmaximum eines Tages, für Strom noch die höchsten Preise zahlen, so korreliert heute die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gut mit der mittäglichen Lastspitze und deckt bzw. überdeckt diese sogar. Daraus resultiert ein geringerer Börsenstrompreis in den Mittags- und Nach-

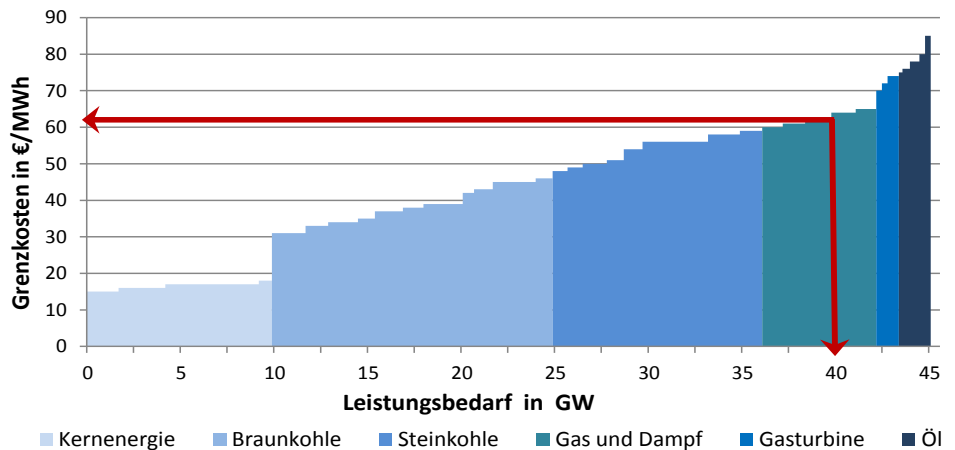


Abbildung 2: Merit-Order eines fiktiven konventionellen Kraftwerksparkes, Strompreisermittlung über Leistungsbedarf

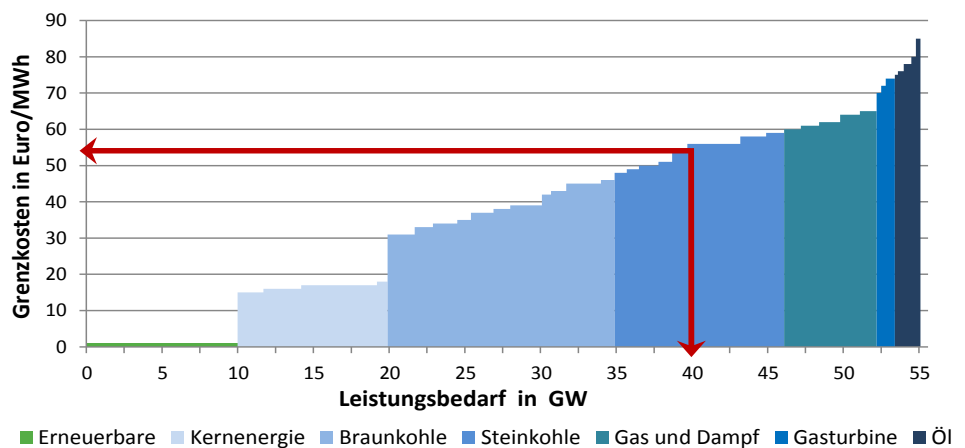


Abbildung 3: Merit-Order eines fiktiven Kraftwerksparkes mit Einspeisung erneuerbarer Energien

mittagsstunden, da insbesondere teure Erzeugungsanlagen auf Öl- und Erdgasbasis, aber auch Steinkohlekraftwerke nicht mehr zur Nachfragedeckung benötigt und aus dem Markt gedrängt werden.

Auch die Wind- und Bioenergie tragen maßgeblich zur dauerhaften Senkung des Börsenstrompreises bei. Die Biogas- und Biomassekraftwerke erzeugen mit einer konstanten Einspeiseleistung von etwa 3 bis 4 GW Strom, was eine Art erneuerbare Grundlast darstellt und ganzjährig preismindernde Effekte auf den Strompreis nach sich zieht. Mithilfe

der Windenergie, die ihre Produktionsmaxima im Winterhalbjahr erreicht, kann insbesondere in dieser Periode, in der die Stromnachfrage und entsprechend auch der Strompreis hoch sind, ein preisreduzierender Effekt festgestellt werden.

Insbesondere für Großabnehmer, beispielsweise aus dem Bereich der energieintensiven Industrien, müssten sich somit die merklich geringeren Strompreise in Deutschland zum Beispiel ggü. Frankreich als Standort- und Wettbewerbsvorteil herausstellen. In Abbildung 4 wird deutlich, dass der Börsen-

strompreis in Frankreich (blaue Kurve) im Jahre 2013 bisher stets über dem deutschen Indexwert (rote Kurve) lag. Während der Phelix Day Base nie die 60 €/MWh-Marke überschritten hat, gab es im französischen Index mehrmals Preissprünge auf über 80 €/MWh. Ein synthetischer Index, der für diese Marktgebiete berechnet wird, ist der Elix bzw. European Electricity Index, der als Referenzwert für einen unbeschränkten europäischen Binnenstrommarkt fungiert, was in erster Linie bedeutet, dass keine Handelsengpässe aufgrund fehlender Leitungskapazitäten existieren. Er soll die Vorteile eines zukünftigen Systems aufzeigen, bei dem elektrische Energie nicht nur national, sondern auch im großen Maßstab über Ländergrenzen hinweg gehandelt wird, wovon die Beteiligten durch niedrigere Kosten für den Bezug von Strom erheblich profitieren können. Legt man den Elix (grüne Kurve) nun neben die beiden vorher erwähnten Indizes, so stellt man fest, dass insbesondere die französischen Preisspitzen gekappt und gleichzeitig die Tiefststände aus dem deutschen Markt erhalten bleiben.

Die Preisentwicklung der Strommärkte zeigt, dass die Kapazitäten der erneuerbaren Energien in Deutschland inzwischen ein Niveau erreicht haben, dass bei günstigen Wetterlagen so viel Elektrizität zu Grenzkosten von 0 € in den deutschen Strommarkt eingespeist wird, dass diese weder allein in Deutschland verbraucht, noch in die Nachbarländer exportiert werden kann. Dies führt dazu, dass sich der deutsche Strommarkt stärker von den Strommärkten der Nachbarländer abkoppelt. Erst eine Ausweitung transnationaler Leitungs- bzw. Netzkapazitäten könnte hier wieder für eine Normalisierung sorgen. Dies würde

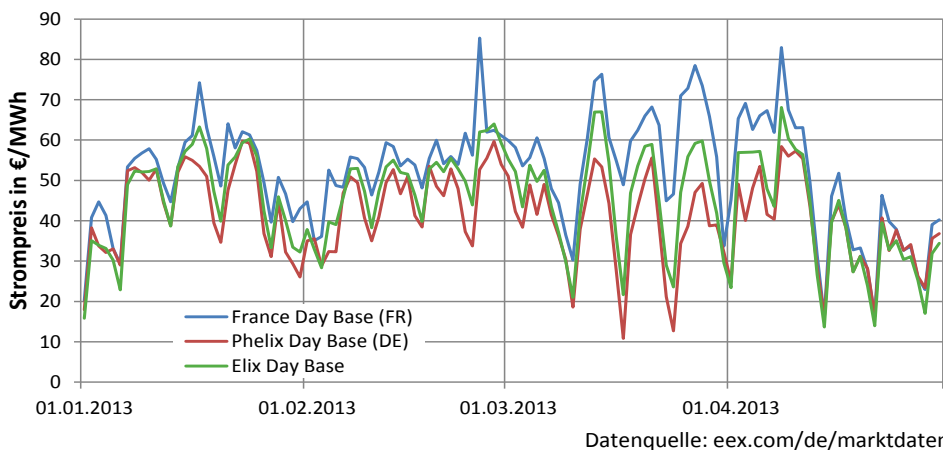


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Börsenstrompreise in Deutschland, Frankreich sowie Elix, Januar – April 2013

jedoch voraussetzen, dass das Projekt der Energiewende von der deutschen auf die europäische Agenda gehoben würde. Doch dies ist augenblicklich nicht absehbar: Polen und Tschechien arbeiten derzeit an der Einführung von Phasenschiebern, die die Einspeisung von deutschem EE-Strom in die eigenen Strommärkte verhindern soll.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im April 2013

Erstmals über 60% des Strombedarfes an einem Werktag durch regenerative Energien gedeckt

Nachdem Mitteleuropa im April den langen Winter endgültig hinter sich gelassen hat, verringerte sich auch der Spotmarktpreis für Elektrizität aufgrund der gesunkenen Stromnachfrage deutlich.

In der ersten Aprilwoche bewegte sich der Börsenstrompreis im für Deutschland relevanten Phelix (Physical Electrici-

ty Index) werktags zwischen 40 und 53 €/MWh im Grundlastbereich (Phelix Day Base) sowie zwischen 40 und 63 €/MWh für Spitzenlaststrom (Phelix Day Peak). Die Leistung der Stromerzeugung der Windenergieanlagen bewegte sich überwiegend im unteren Leistungsbereich bis 5 GW, wobei am 3. April eine Erzeugungsspitze von 10,5 GW erreicht wurde. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen erfolgte zur Mittagszeit meist mit einer maximalen Leistung von 15 GW, am 5. und 6. April blieb diese jedoch aufgrund dichter Bewölkung auf einem niedrigen Niveau von nur 5 bzw. 8 GW, was insbesondere den Peak-Strom verteuerte.

In der zweiten Aprilwoche erreichte der Phelix seine höchsten Monatswerte für Grund- und Spitzenlaststrom. So wurden in der Zeit vom 8. bis 11. April für den Day Base-Tarif zwischen 55 und 58 €/MWh fällig, der Kauf von Spitzenlaststrom kostete die Abnehmer zwischen 63 und 68 €/MWh. Dies stellt für den Monat April hohe Preise dar. Der Grund lag unter anderem in der Abschaltung zweier Atomkraftwerke aufgrund der jährlichen Revisionen, weswegen deren Erzeugungskapazi-

täten dem Markt nicht zur Verfügung standen und so teurere Kraftwerke zur Deckung der anhaltend hohen Stromnachfrage eingesetzt werden mussten. Die regenerative Stromerzeugung kam im Windenergiesektor auf Spitzenwerte von 13,5 GW am 13. April sowie auf eine Leistung zwischen 9 und 18 GW im Bereich der solaren Stromgewinnung. Ab der Monatsmitte pendelte sich der Spotmarktpreis schließlich als Folge eines deutlichen Temperatursprunges nach oben und dem dadurch sinkenden Bedarf an elektrischer Energie auf einem gewöhnlichen Niveau ein. Die Preisunterschiede zwischen Grundlast- und Spitzenlaststrom verringerten sich dabei aufgrund der höheren Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich. Vom 15. bis 17. April erreichte die Solarstromproduktion Leistungen zwischen 17 und 22 GW, die Windstromerzeugung verlief fluktuierend mit 2 bis 9 GW. Für etwa 38 bis 46 €/MWh konnte Strom im Tagesschnitt erworben werden. Am 18. April wurde ein historischer Meilenstein der erneuerbaren Energieerzeugung in Deutschland erreicht. Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windenergie produzierten an diesem Tag zwischen 11 und 15 Uhr mit einer Gesamtleistung von ca.

40 GW Strom, sodass in diesem Zeitfenster schließlich ein Anteil an der Stromerzeugung von über 60% realisiert wurde – ein neuer Spitzenwert an einem verbrauchsstarken Werktag. Aufgrund der hohen regenerativen Einspeisung verringerte sich auch der Strompreisdurchschnitt infolge des Merit-Order-Effektes auf 27,35 €/MWh (Grundlast) und 28,57 €/MWh (Spitzenlast). Zum Wochenende des 20. und 21. April verbuchte der Phelix an letzterem Tag den Tiefststand des Monats. Day Base-Strom kostete Abnehmer 16,39 €/MWh, Day Peak-Strom konnte im Schnitt für nur 12,50 €/MWh erworben werden. An den restlichen Apriltagen erfolgte die Solarstromerzeugung in Ihrem Tagesmaximum meist im Bereich deutlich über 10 GW, wobei am 24. April mit dem Monatshöchstwert von 23 GW PV-Leistung bereitgestellt werden konnte. Die Windenergieerzeugung war mäßig und belief sich meist auf Werte unter 5 GW. Grundlaststrom kostete werktags 32 bis 40 €/MWh und Spitzenlaststrom zwischen 33 und 49 €/MWh. Der Monatsmittelwert für eine Megawattstunde Grundlaststrom betrug im April 37,92 €, für Spitzenlaststrom mussten durchschnittlich 40,99 €/

MWh bezahlt werden, was einer Absenkung von 3% bzw. 5% im Vergleich zum Vormonat März entspricht.

