

Internationaler Handel mit Strom, Grünstrom-Zertifikaten und Emissionsrechten

Basiswissen-Dokument, Stand: Januar 2018

1. Zusammenfassung

Strom wird international und grundsätzlich nach denselben Regeln wie andere Produkte gehandelt. Allerdings gibt es einige Besonderheiten, die mit den speziellen physikalischen Eigenschaften von Strom zusammenhängen: Da Strom nicht speicherbar ist, kann er nicht auf Vorrat, sondern nur auf einen bestimmten Zeitpunkt geliefert werden. Dies wirkt sich auf den Handel aus, weil die Geschäfte mit kurz- und langfristigen Risiken verbunden sind.

Der internationale Stromhandel ist sinnvoll, weil er Angebot und Nachfrage ausgleicht und somit zu einem effizienten und ressourcenschonenden Einsatz der Kraftwerke führt. Gleichzeitig trägt er zur Versorgungssicherheit europäischer Länder bei. Dafür ist es allerdings entscheidend, dass die entsprechenden Netzkapazitäten verfügbar sind.

Eine weitere Herausforderung für den Stromhandel besteht darin, die verstärkte Produktion aus erneuerbaren Quellen zu integrieren. Erneuerbare und stochastische Produktionsarten verdrängen diejenigen Kraftwerke vom Markt, die mit ihrer Steuerbarkeit und Flexibilität das Gesamtsystem stabilisieren. In der Schweiz trifft dies mit der Grosswasserkraft ausgerechnet eine ebenfalls erneuerbare Ressource. Als Folge der vermehrten Stromproduktion aus subventionierten erneuerbaren Quellen könnten neue Mechanismen entstehen, um die negativen Seiten bereits bestehender Subventionsregime auszugleichen. Es besteht das Risiko, am Ende in eine Spirale zu geraten, in der Fördermittel einander gegenseitig bedingen und verstärken und nicht mehr optimal eingesetzt werden.

Auch der ökologische Mehrwert des erneuerbaren Stroms wird als Zertifikat gehandelt. Mit dem Kauf eines Grünstrom-Zertifikats wird eine bestimmte Produktionsmenge im Nachhinein belegt, die Stromversorgung wird jedoch von Kraftwerken erbracht, die zum Zeitpunkt des Konsums einspeisen.

Um den weltweiten Ausstoss von umweltschädlichen Stoffen in die Umgebung zu reduzieren, werden die Emissionen pro Land und Zeitraum begrenzt. Die handelbaren Emissionsrechte (EUA) sollen dazu führen, dass umweltschädliche Produkte verteuert und die Nachfrage nach ihnen gesenkt wird.

2. Einleitung

Die Übertragung elektrischer Energie ist an Leitungen gebunden. Damit untersteht sie einem natürlichen Monopol, das sich lange Zeit auch auf weitere Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft ausdehnte. Seit Beginn der 1990er-Jahre werden in Europa jedoch nach und nach die Produktion und der Vertrieb von Strom liberalisiert, jene Bereiche also, die bei entsprechender Regelung vom Leitungsmonopol unabhängig sind. Ziel ist es, den grössten Strommarkt der Welt zu schaffen, der sich mit mehr als 500 Millionen Verbrauchern über den gesamten Kontinent erstreckt. Ein wettbewerbsfähiger Energiebinnenmarkt ist für die EU ein strategisches Instrument, um den europäischen Konsumenten die Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen

Strom- und Gasanbietern zu angemessenen Preisen zu bieten und den Markt für alle Anbieter zugänglich zu machen, insbesondere für die kleinen und für Investoren in erneuerbare Energien. Ferner geht es der EU darum, einen Rahmen zu schaffen, innerhalb dessen auch der Handel für Treibhausgasemissionen effektiv und effizient weiterentwickelt werden kann. Ein tatsächlich integrierter Markt trägt damit zur Diversifizierung der Energieversorgung und dadurch zur Versorgungssicherheit bei.

Mit drei Liberalisierungspaketen wurde die schrittweise Liberalisierung ab 1998 auf gesamteuropäischer Stufe eingeleitet. Im ersten Schritt wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, ab 1998 Dritten Zugang zu ihrem Stromnetz zu gewähren. Im zweiten Schritt wurde die Richtlinie 2003/54/EG zur Entflechtung des Energie- und Netzbereichs verabschiedet. Seit 2004 ist dadurch der Markt für Geschäftskunden, seit 2007 auch derjenige für Haushalte vollständig geöffnet. 2009 wurde das dritte Liberalisierungspaket 2009/72/EG verabschiedet, welches eine weitere Verschärfung der Entflechtungsvorschriften vorsieht, indem es die Mitgliedstaaten verpflichtet, unabhängige nationale Übertragungsnetzgesellschaften zu bilden. Mit der Schaffung von ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators), der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, geht die EU einen weiteren Schritt auf dem Weg zur Zusammenführung der verschiedenen Märkte. ACER ist bestrebt, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen dazu beitragen, den Energiebinnenmarkt weiter voranzutreiben. Momentan wird in Brüssel ein viertes Liberalisierungspaket entwickelt, das sogenannte Clean Energy Package.

Die europäischen Strom- und Gasmärkte werden immer weiter geöffnet. Auch die Schweiz macht diese Entwicklung mit. So ist das Stromversorgungsgesetz (StromVG) wesentlich von den Regeln des Europäischen Binnenmarkts für Strom geprägt, denn es bezweckt, „die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen“. Damit bedeutet das StromVG einen ersten Schritt in Richtung Marktöffnung und bildet eine rechtliche Grundlage für ein Stromabkommen, über das die Schweiz seit 2007 mit der EU verhandelt und das unter anderem eine Harmonisierung des Strommarkts EU-Schweiz zum Ziel hat. Nach politischen Komplikationen aufgrund der Masseneinwanderungsinitiative, wird momentan wieder konstruktiv verhandelt. Der Zeitpunkt eines Abschlusses ist aber noch ungewiss.

Schweizer Unternehmen beteiligen sich aktiv am europäischen Stromhandel. Der wichtigste Grund für die Liberalisierung und die Einführung des Stromhandels ist die Preisbildung aufgrund von Angebot und Nachfrage. Der Ausgleichsmechanismus, bei steigendem Preis auch das Angebot zu erhöhen und es umgekehrt zu reduzieren, wenn der Preis fällt, führt zu effizientem und ressourcenschonendem Kraftwerkseinsatz. Dies funktioniert umso besser, je mehr Teilnehmer und Kapazitäten am Markt vorhanden sind, je liquider der Markt also ist.

3. Fakten heute

Der Handel mit Strom unterliegt im Grundsatz denselben Regeln wie der Handel mit jedem anderen Produkt. Produzenten streben sichere Absätze und hohe Margen an, Verbraucher möchten eine hohe Liefersicherheit zu möglichst tiefen Preisen. Dazwischen bewegen sich Händler und Versorger, die beiden Seiten Risiken abnehmen, dafür aber eine Entschädigung verlangen. Wie bei anderen Waren ist der Grosshandel, von dem hier die Rede ist, vom Endkundengeschäft zu unterscheiden. Grosse Endkunden können auch direkt am Grosshandel teilnehmen.

Die speziellen physikalischen Eigenschaften von Strom, insbesondere diejenige, nicht speicherbar zu sein, haben jedoch ihre Auswirkungen auf den Handel. Eine bestimmte Strommenge kann zwar im Voraus eingekauft werden, ist dann aber nicht viel mehr als reserviert: Die Lieferung kann nicht auf Vorrat, sondern muss zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgen. Die Handelsgeschäfte sind daher mit langfristigen Risiken verbunden. Auf der anderen Seite gibt es bei Strom keine physikalischen Qualitätsunterschiede, die Produktionen unterschiedlicher Anbieter sind beliebig austauschbar. Nur die Übertragungsnetzkapazität muss vorhanden sein, damit der produzierte Strom auch wirklich beim Verbraucher ankommt.

3.1 Märkte

Der Stromhandel kennt zunächst den **Termin-** und den **Spotmarkt**, die sich bezüglich des Lieferzeitpunkts und -horizonts der gehandelten Produkte unterscheiden. Mit dem langfristigen Handel am Terminmarkt sichern Produzenten und Versorger ihre Margen und Verpflichtungen auf lange Sicht zu einem bereits heute bekannten Preis ab. Die Geschäfte werden zu einem Termin (Handelsdatum) vereinbart, der Wochen bis Jahre in der Zukunft liegt. Die Lieferungsdauer des Geschäfts umfasst dabei Zeiträume von Wochen, Monaten, Quartalen und Jahren und ist in der Regel länger, je weiter der Geschäftsbeginn in der Zukunft liegt. An Spotmärkten hingegen werden Lieferungen für den laufenden und den kommenden Tag gehandelt. Ausgehend von aktuellen Produktions-, Verbrauchs- und Preisprognosen optimieren die Händler ihr Portfolio und veräußern überschüssige Mengen oder kaufen fehlenden Strom ein.

Ein weiterer Unterschied zwischen Termin- und Spotmärkten liegt in der Art der Erfüllung. Während an Spotmärkten nur physische Lieferungen gehandelt werden, kennen Terminmärkte auch rein finanzielle Produkte, mit denen sich die Händler gegen Preisschwankungen absichern.

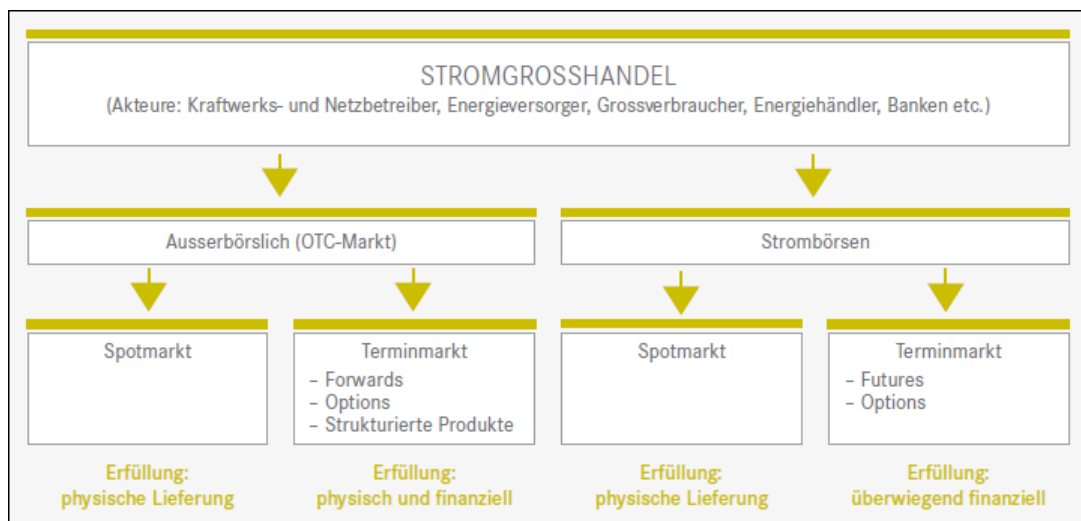


Abbildung 1: Struktur des Grosshandelsmarktes. Quelle: EGL.

Die Handelsgeschäfte werden beinahe ausschliesslich über elektronische Handelsplattformen von **Strombörsen** oder im sogenannten **OTC-Handel** abgewickelt. OTC-Geschäfte (OTC: Abkürzung für „over the counter“) sind die häufigste Form des internationalen physischen Stromhandels. Die meisten ausserbörslichen Geschäfte werden von Brokern gegen ein Entgelt vermittelt. Die Broker führen die Ein- und Verkäufer anonym zusammen, worauf die beiden Vertragsparteien das Geschäft direkt abwickeln.

An Strombörsen treten die Börsen selbst als Gegenpartei auf und bringen die Gebote der Händler nach Menge und Preis vollkommen anonym in Übereinstimmung. In Europa gibt es über 20 Börsen, an denen standardisierte Termin- und Spotgeschäfte getätigt werden. Die bedeutendste europäische Börse ist die European Energy Exchange (EEX) mit Hauptsitz in Leipzig. Am EPEX-Spotmarkt kann Strom für Deutschland, Frankreich, das Vereinigte Königreich, die Niederlande, Belgien, Luxemburg, Österreich und die Schweiz gehandelt werden. Im EEX-Terminmarkt können Geschäfte auf bis zu sechs Jahre in der Zukunft abgesichert werden. Die Schweizer Handelszone SWISSIX wird von EPEX betrieben, hier können Spotgeschäfte getätigt werden. An der EEX gibt es ausserdem Terminprodukte (Swiss Financial Futures).

Es ist eine starke Tendenz zur Konsolidierung der Börsenlandschaft zu beobachten. So hat die EEX die französische Powernext 2015 übernommen und die meisten Börsen gehören nun zu NASDAQ, ICE und EEX. Letztendlich sind diese Entwicklungen Teil der Bestrebungen, einen einheitlichen Binnenmarkt in Europa zu etablieren.

Neben Termin- und Spotmarkt gibt es auch einen Markt für **Systemdienstleistungen**.¹ Von all diesen Diensten hat die Beschaffung von **Regelleistung und -energie** die grösste Bedeutung. Mithilfe dieser werden unerwartete Laständerungen von geeigneten Kraftwerken ausgeglichen. Die hierfür vorzuhaltende Kraftwerksleistung sowie die bei Bedarf zu liefernde Energie kauft der Übertragungsnetzbetreiber über Ausschreibungen bei den Anbietern ein. Die Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid war europaweit eines der ersten Unternehmen, das seine Regelenergie länderübergreifend einkauft. Im Zuge der europäischen Electricity Balancing Guideline werden in Zukunft standardisierte Regelenergieprodukte auf europäischen Plattformen länderübergreifend abgerufen. Die Schweiz wird womöglich aus Gründen der Systemstabilität teilnehmen dürfen.

3.2 Produkte

An Börsen werden einerseits standardisierte (physische) Produkte gehandelt, die sich nach Lieferprofil und dem belieferten Zeitraum unterscheiden. Am häufigsten sind dies die Produkte Baseload (Montag bis Sonntag, 0 bis 24 Uhr), Peakload (Montag bis Freitag, 8 bis 20 Uhr) und Offpeak (Montag bis Freitag, 20 bis 8 Uhr, Samstag und Sonntag 0 bis 24 Uhr). An Börsen können im Spothandel auch Block- und Stundenkontrakte abgeschlossen werden. Bei Geschäftsabschluss wird die Leistung (in MW) vereinbart, die während der ganzen Lieferdauer konstant bleibt, sowie der Preis pro gelieferte Energieeinheit (in Euro pro MWh). Die Lieferdauer kann 15 Minuten, einige Stunden, einen Tag, Wochen, Monate, Quartale und Jahre betragen, die Lieferung kann bis zu mehreren Jahren in der Zukunft liegen.

¹ Quelle: Swissgrid

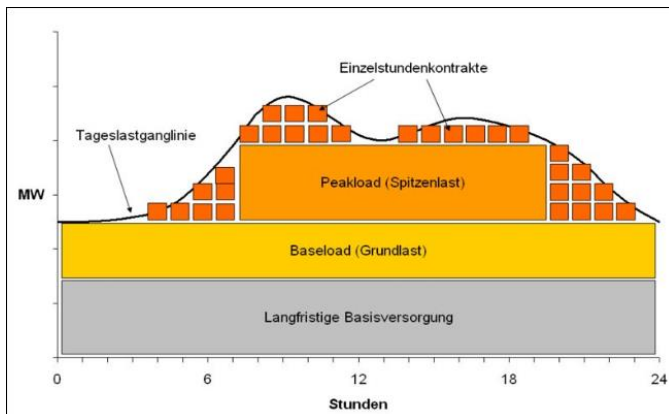


Abbildung 2: Abdeckung eines Lastprofils mit Standardprodukten. Quelle: Buhmann.

Durch geeignete Kombination der Standardprodukte werden die Lastprofile von Versorgern oder Grossverbrauchern abgedeckt, wie in Abbildung 2 dargestellt ist. Als Alternative können neben den Standardprodukten auch strukturierte Produkte mit individuell vereinbartem Lieferprofil am OTC-Markt eingekauft werden.

Mit Forwards am OTC-Markt und mit Futures an Börsen kennt der Terminmarkt andererseits Produkte, die nicht nur physisch, sondern auch rein finanziell erfüllt werden können. Dabei vereinbaren die Handelsparteien, die Preisdifferenz zwischen dem vereinbarten und einem zukünftigen Marktpreis einer bestimmten Stromlieferung finanziell auszugleichen. Durch den Einsatz dieser und weiterer Finanzinstrumente wie Optionen, die ein Recht auf eine Stromlieferung darstellen und entweder eine finanzielle oder physische Erfüllung verlangen, werden die Risiken des Stromhandels reduziert und die Liquidität im Markt wird erhöht.

Ein Kraftwerksbetreiber sichert die Produktion seiner Anlage in der Regel auf drei Jahre im Voraus ab (engl. *hedging*). Je nach Preiserwartung entscheidet er sich, ob er den Strom selber produziert oder billiger am Markt beschafft und das Kraftwerk (teilweise) nicht fährt. Diese Absicherung erfolgt über Futures an der Börse oder alternativ bei OTC über Forwards. Buchhalterisch werden diese „offenen Positionen“ durch Gegengeschäfte geschlossen. Wird ein Future- oder Forwardprodukt nicht „geschlossen“, muss die Über- oder Unterdeckung kurzfristig vor Lieferung am Spotmarkt beschafft werden.

3.3 Preise

Bei jedem Geschäftsabschluss wird eine konstante Leistung in MW im jeweiligen Lieferprofil Base- oder Peakload festgelegt. Der Preis hingegen wird nicht für die Leistung, sondern pro Energieeinheit in Euro pro MWh vereinbart. Wie bei jeder frei gehandelten Ware verändert sich der Preis mit der Zeit. Er hängt davon ab, wie sich die Rohstoffpreise und der Finanzmarkt entwickeln oder allgemein davon, wie der Markt die Preisentwicklung einschätzt (Abbildung 3).



Abbildung 3: Preisentwicklung des Produkts Cal19 Phelix Baseload Year Future in €/MWh (finanz. Termingeschäft, Jahres-Grundlast 2019).
Quelle: EEX, 17.01.2018

Auch die einzelnen Produkte haben unterschiedliche Preise. So fällt ein Peakload typischerweise teurer aus als ein Baseload (Abbildung 4), weil es die nachfragestärkste Zeit abdeckt. Grosse Preisdifferenzen gibt es für die einzelnen Tagesstunden. Auch hier folgt der Preis dem Auf und Ab der Nachfrage.

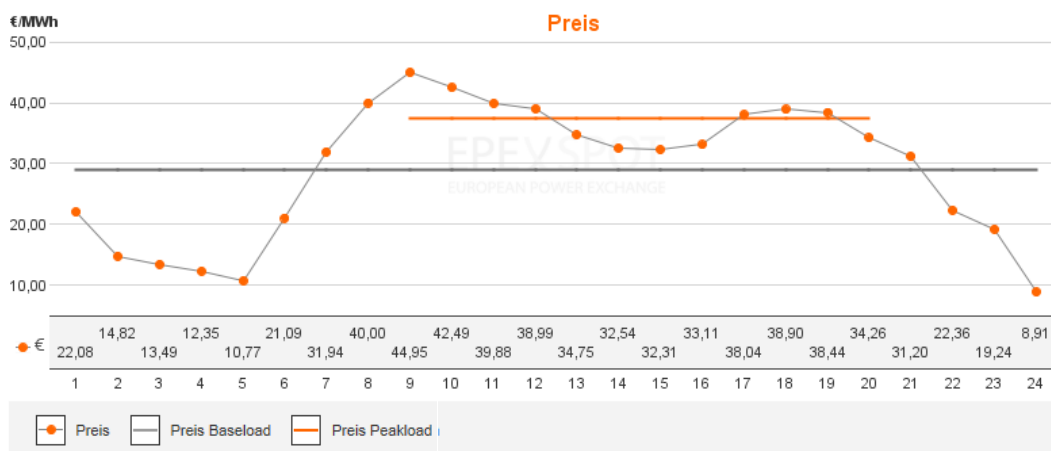


Abbildung 4: Preis von Base-, Peakload und Stundenkontrakten am Spotmarkt (day-ahead). Quelle: EPEX SPOT, 17.01.2018

Die schwankende Nachfrage wirkt sich also auf die Bewegung des Strompreises aus. Zudem verursacht es für konventionelle Erzeugung normalerweise höhere Kosten, ein Stundenprofil zu erfüllen, das sich ständig ändert, als zeitlich konstant zu produzieren. Die Flexibilität, die benötigt wird, um die Tageslastkurve zu erfüllen, ist auch einer der Gründe für den Preisunterschied zwischen Grosshandels- und Endkundenmarkt. Während im Grosshandel standardisierte Produkte in grossen Mengen gehandelt werden, müssen Endkunden mit einer Produktion beliefert werden, die sich der ständig ändernden Nachfrage laufend anpasst und auch vorübergehende Spitzen abdeckt. Um diese Profile zu erfüllen, sind die Produktionen der teuersten Kraftwerke bereitzustellen.

Am günstigsten produzieren Grundlastkraftwerke wie Laufwasser-, Kern- oder Braunkohlekraftwerke, die viel Strom liefern, auf Änderungen der Last jedoch träge reagieren (Abbildung 5). Die Mittellast wird mit Kraftwerken abgedeckt, deren Reaktionsgeschwindigkeit bereits etwas grösser ist, wie Lauf- oder Steinkohlekraftwerke. Die teuerste und wertvollste Technologie wird eingesetzt, um die Spitzenlast abzudecken, welche die höchste Flexibilität erfordert. Hier kommen Speicher-, Pumpspeicher- und Gaskombikraftwerke zum Einsatz.

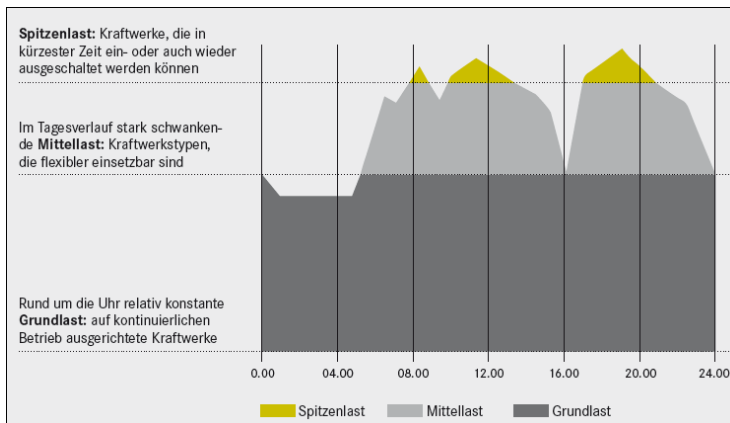


Abbildung 5: Der Kraftwerkseinsatz zur Deckung des schwankenden Strombedarfs. Quelle: EGL.

Diese Betrachtung bezieht sich jedoch auf die Gestehungskosten der Anlage, worin sowohl die Investitions- als auch die variablen Kosten enthalten sind. Im täglichen Betrieb hingegen werden die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt, woraus sich die sogenannte **Merit Order** ergibt. Beginnend bei den Technologien mit den tiefsten variablen Kosten werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist (Abbildung 6a). Die Investitionen in das Kraftwerk werden dabei nicht berücksichtigt. Das letzte Gebot, das an der Börse noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis (Market Clearing Price). Der Preis für Strom wird also durch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Kraftwerke, deren variable Kosten tiefer sind, erwirtschaften in diesem Moment einen Deckungsbeitrag.

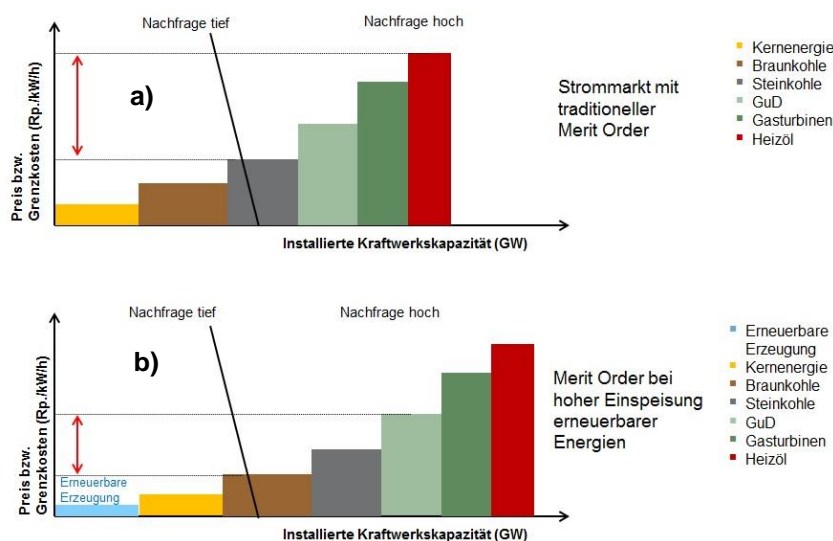


Abbildung 6: a) Merit Order: Die Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt b) Merit Order Effekt: Erneuerbare Energien verdrängen Kraftwerke mit höheren Grenzkosten. Gleichzeitig sinkt der Marktpreis bei gleichbleibender Nachfrage.

Die Merit Order ist im Zusammenhang mit erneuerbaren Produktionsarten von Bedeutung. Photovoltaik, Wasser- oder Windkraft verwenden keinen Brennstoff und haben daher tiefe Grenzkosten. Der sogenannte **Merit-Order-Effekt** tritt ein, wenn Produktionen mit sehr geringen variablen Kosten Kraftwerke mit höheren Grenzkosten verdrängen (Abbildung 6b). Die verdrängten Kraftwerke kommen seltener zum Einsatz und haben weniger Betriebsstunden zur Verfügung, um ihren Deckungsbeitrag zu erwirtschaften, sodass sich ihr Einsatz verteuert. Gleichzeitig mit der Verdrängung kommt es jedoch auch zu einer allgemeinen Preissenkung. Für alle Kraftwerke gehen die erzielbaren Deckungsbeiträge zurück, was sich vor allem auf diejenigen Kraftwerksarten auswirkt, die hohe Investitionen erfordern. Trotz tiefer variabler Kosten nimmt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ab, wie dies für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Fall ist. Diese sind jedoch für die Versorgungssicherheit wichtig, denn sie können Strom produzieren, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, als auch die Produktion sehr kurzfristig einstellen und sogar Strom speichern, wenn er gerade nicht gebraucht wird.

3.4 Risiken

Weil Strom nicht auf Vorrat produziert werden kann, gehen die Händler mit ihren Geschäften Risiken ein. Zwar können Verträge durchaus auf lange Frist hinaus abgeschlossen werden, doch Produktion und Lieferung müssen zum vereinbarten Zeitpunkt erfolgen. Vor allem bei Termingeschäften mit anschliessender physischer Lieferung besteht das Risiko, dass die Gegenpartei im Zeitraum zwischen Geschäftsabschluss und Lieferung insolvent wird und ihren Verpflichtungen nicht nachkommen kann.

Das **Gegenparteiisikos** kann sich sehr rasch auf grosse Summen belaufen.² Folglich hat das Risikomanagement und die finanzielle Absicherung im Stromhandel eine wichtige Stellung inne. Die Handelspartner beurteilen ihre Kreditwürdigkeit gegenseitig und verlangen laufend finanzielle Garantien, um sich gegen Liefer- oder Zahlungsunfähigkeit ihrer Partner abzusichern.

Neben dem Risiko der Gegenpartei gibt es **Marktrisiken**, also Preis- und Volumenrisiken. Diese sind am kurzfristigen Spotmarkt besonders hoch. Händler begegnen dem Marktrisiko, indem sie die offenen Positionen entsprechend langfristig absichern und finanzielle Produkte einsetzen. Weiter gibt es klassische Risiken wie **Währungsdifferenzen** und Länderrisiken. In der Regel werden alle Risiken nach ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtet und müssen entsprechend den allgemeinen Bilanzierungsregeln ausgewiesen und bestmöglich abgesichert werden.

Der Markt für Systemdienstleistungen hingegen bietet den Teilnehmenden durch die hohe Kreditwürdigkeit des Übertragungsnetzbetreibers und durch die anhaltende Nachfrage eine gewisse Sicherheit. Das grösste Risiko besteht darin, den Zuschlag nicht zu erhalten. Der Anbieter kann diesem begegnen, indem er einen tieferen Preis für die Reserveleistung verlangt. Aufgrund niedriger Strompreise im Grosshandelsmarkt besteht das Risiko, dass das Angebot an Reserveleistung langfristig zurückgeht.

² Ein beispielhafter Vertrag von 30 MW Baseload zum Preis von 45 Euro pro MWh kostet für die Lieferdauer von einem Monat 972 000 Euro (30 MW * 30 Tage * 24 Stunden * 45 Euro pro MWh).

3.5 Physische Abwicklung

Auf dem internationalen Markt wird Strom wie andere Waren gehandelt, und doch beeinflussen seine speziellen physikalischen Eigenschaften den Handel und seine Abwicklung. Elektrische Energie ist leitungsgebunden, der physische Stromhandel setzt deshalb die Nutzung des **Übertragungsnetzes** voraus. Die Netze einzelner Länder sind über Kuppelleitungen miteinander verbunden und bilden zusammen das internationale Verbundnetz. ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*),³ der Verbund Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, erarbeitet zusammen mit ACER und der EU-Kommission die Regeln für den Betrieb der Verbundnetze, insbesondere die Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten. Auch legt ENTSO-E den Regelenergiebedarf fest und bestimmt somit die Grösse der Systemdienstleistungsmärkte.

Weil der Netzbetreiber in seinem Gebiet für die Systemsicherheit zuständig ist, überwacht er den Netzzugang der Teilnehmer. Dieser wird über sogenannte **Bilanzgruppen** gewährt, eine Art Konto, über das die Handelsgeschäfte abgewickelt werden können und Energie von Kraftwerken aufgenommen oder an Endverteiler abgegeben werden kann.⁴ Diese Bewegungen werden dem Übertragungsnetzbetreiber täglich mit dem sogenannten Fahrplan gemeldet.

Der **Fahrplan** enthält den zwischen Handelspartnern vereinbarten Energieaustausch sowie Prognosen von Produktionen und Verbräuchen und ist für den Netzbetreiber die einzige Möglichkeit, Einsicht in die geplanten Aktivitäten in seinem Netz zu erhalten. Auftretende Netzengpässe werden durch Markteingriffe wie z.B. Redispatch gelöst.

Anders sieht die Situation für den Austausch zwischen zwei Übertragungsnetzen aus. Es existieren einzelne Verbindungen mit definierter **Übertragungskapazität**, die an manchen Stellen nicht für alle Handelsgeschäfte ausreichen. Der Energieaustausch wird an diesen Engpässen marktgerecht und diskriminierungsfrei gewährleistet, indem Durchleitungsrechte versteigert werden. Dabei gibt es explizite und implizite Vergabeverfahren.

Bei **expliziten** Verfahren muss ein Händler Kapazitäten in ausreichenden Mengen ersteigern, um seine Geschäfte physisch abwickeln zu können. Nur wer im Besitz dieser Kapazitätsrechte ist, kann Strom von einem in das andere Übertragungsnetz transportieren. Bei **impliziten** Verfahren hingegen melden die Händler nur die Entnahme oder Lieferung in einem Netzgebiet an. Die Übertragungsnetzbetreiber errechnen dann die optimale Auslastung der Kuppelkapazitäten und steuern Nachfrage und Angebot über den jeweiligen Preis in den verschiedenen Zonen. Ziel hierbei ist, das volkswirtschaftliche Optimum auf gesamteuropäischer Ebene zu erreichen.

Die Belastung der Verbindungsleitungen wird demnach durch die Vergabe von Durchleitungsrechten kontrolliert. Diese beziehen sich jedoch auf einen Austausch, wie er nur theoretisch aufgrund von Verträgen zustande kommen sollte. Doch der physische Stromfluss hält sich nicht an Verträge, sondern folgt vielmehr physikalischen Gesetzen. Die dadurch entstehenden **Ringflüsse**, also Abweichungen zwischen der Summe der angemeldeten Fahrpläne und physikalischem Energieaustausch, führen zu unerwünschten und schwierig zu kontrollierenden Belastungen von Leitungen. Dem Übertragungsnetzbetreiber obliegt die Aufgabe, im Sinn eines sicheren Netzbetriebs korrigierend einzugreifen.

³ Quelle: ENTSO-E

⁴ Quelle: Swissgrid a

3.6 Beitrag des Stromhandels zur Versorgungssicherheit

Der internationale Stromhandel leistet einen wichtigen Beitrag zur Versorgung vieler europäischer Länder, so auch für die Schweiz. Seit dem Jahr 2002 hat die Schweiz in den Wintermonaten einen Importüberschuss, im Jahr 2005 das erste Mal sogar über das ganze Jahr betrachtet (Abbildung 7).

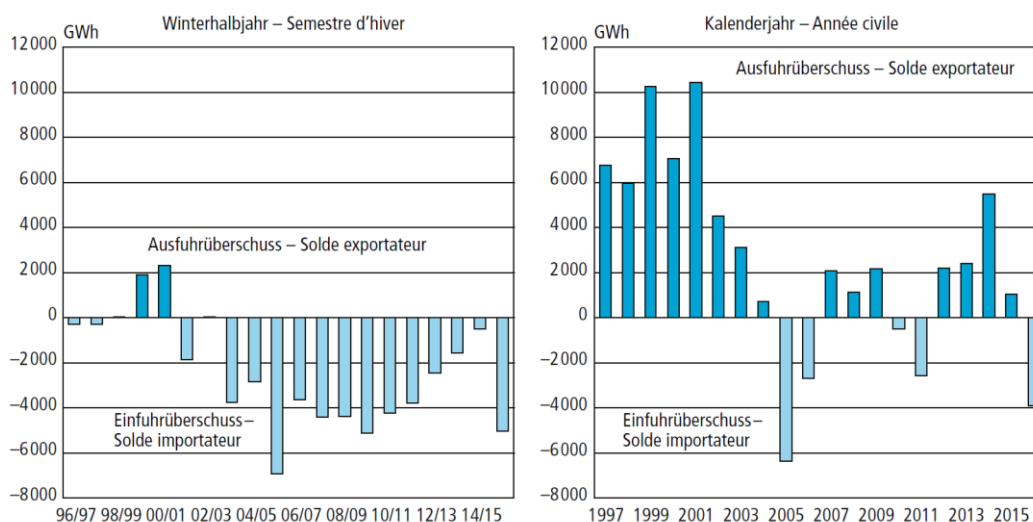


Abbildung 7: Ausfuhr- und Einfuhrüberschuss der Schweiz. Quelle: BFE 2017

In Abbildung 8 sind die physischen Stromflüsse im europäischen Verbundnetz ENTSO-E dargestellt. Die grössten Stromflüsse führen aus Frankreich und Deutschland in die Schweiz und weiter nach Italien, dem grössten Importeur in Europa. Die oft erwähnte Drehscheibenfunktion der Schweiz und ihre zentrale Rolle für die Stromversorgung von Italien sind klar erkennbar. Aus Deutschland und Österreich werden grosse Überschüsse von jeweils circa 14,6 TWh und 6,5 TWh importiert. Mit Frankreich tauscht die Schweiz in beide Richtungen Strom aus. Zum einen sind dies Importe zur Deckung der inländischen Grundlast oder zur Durchleitung nach Italien, zum anderen handelt es sich um Exporte von Spitzenenergie aus der Schweiz und aus Österreich. Die in den Alpen installierten Speicherkraftwerke leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität und zur Integration der erneuerbaren Energien in Europa.

Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass der Handel zur Versorgungssicherheit beiträgt, ist die Verfügbarkeit der Kuppelleitungen. Die europäischen Übertragungsnetze wurden ursprünglich für den Stromaustausch bei kurzfristigen Kraftwerksausfällen miteinander zum Verbundnetz ausgebaut. Der Handel, der seither stark gewachsen ist, stellt eine Herausforderung für die Kuppelleitungen wie auch für die Netzbetreiber dar. Diese definieren die verfügbare Kapazität, überwachen die Netzsicherheit und greifen über Systemdienstleistungen ausgleichend ein.

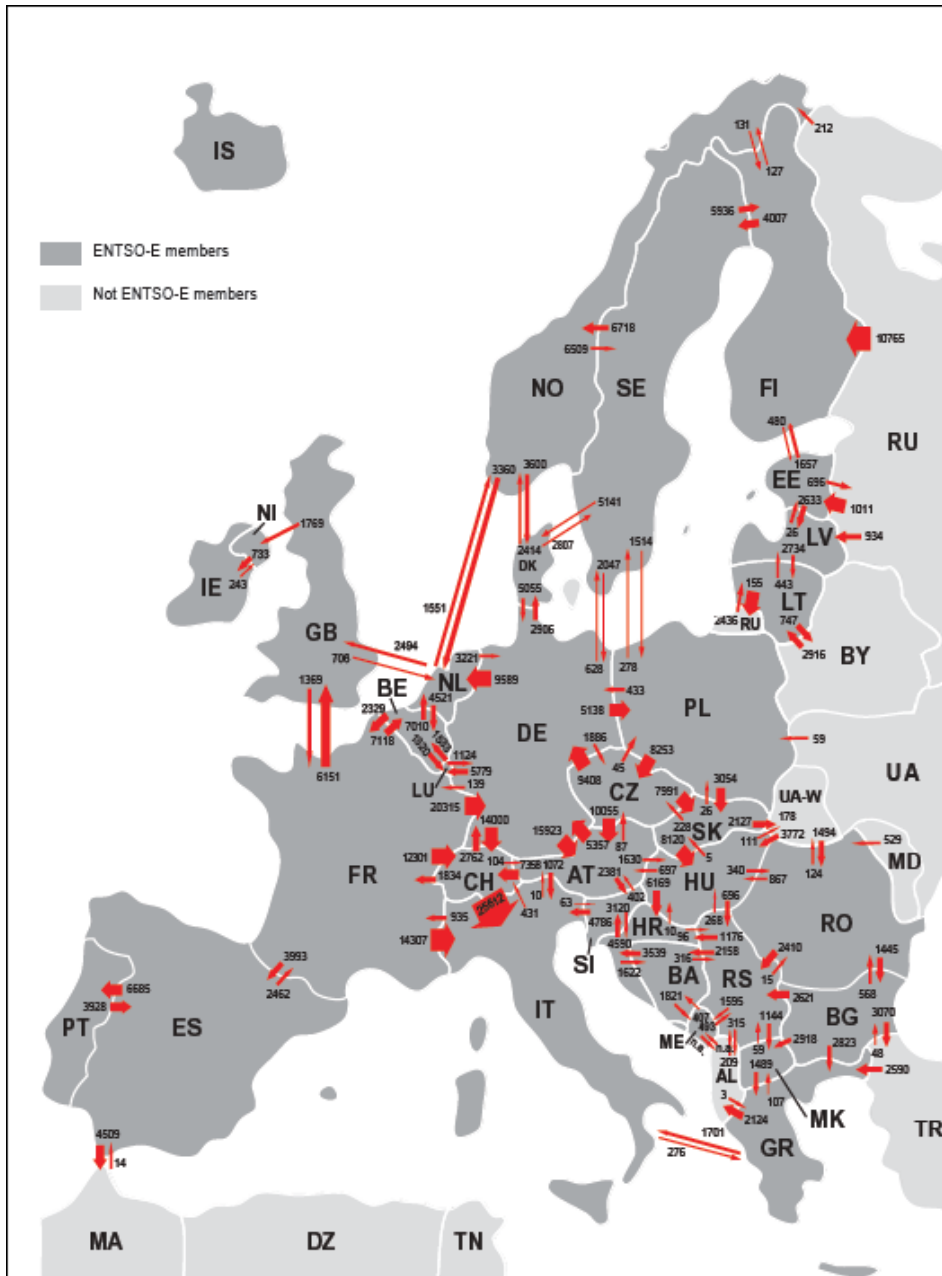


Abbildung 8: Die physischen Stromflüsse im Verbundnetz ENTSO-E (Stand 2016, Angaben in GWh). Quelle: ENTSO-E 2017

Diese Durchleitungsrechte werden nach marktbasierter Zuteilungsverfahren an den Meistbietenden vergeben (siehe 3.5 zu explizite Verfahren). Für den Händler, der im Ausland Strom eingekauft hat, beinhaltet dies ein gewisses Risiko, denn er erhält keine Garantie, dass er seinen Strom auch importieren kann. Also muss er entweder sein Angebot für die Kapazitätsauktion erhöhen oder den Import der Konkurrenz überlassen. Das ist für den einzelnen Händler ungünstig, hat aber auf die Versorgungssicherheit keine Auswirkungen.

Dies gilt jedoch nur, solange die Importkapazität für den Landesbedarf insgesamt ausreicht. Während Kälte-Wellen kann es beispielsweise zu Engpässen kommen, weil der Import- oder auch der Transitbedarf zu anderen Ländern die physikalischen Leitungskapazitäten erreicht. Obwohl Fahrpläne und Durchleitungsrechte untereinander verknüpft sind, können Engpässe auch aus physikalischen Gründen auftreten, weil der physische Stromfluss vom geplanten Stromfluss abweicht (Stichwort Ringflüsse). In Situationen von Engpässen haben die Übertragungsnetzbetreiber deshalb die Möglichkeit, Regelenergie abzurufen oder als letztes Mittel den grenzüberschreitenden Handel einzuschränken. Strommengen, die nicht importiert werden können, müssen dann im Inland produziert oder der Verbrauch muss eingeschränkt werden.

3.7 Handel mit Grünstrom-Zertifikaten

Aus dem allgemeinen Elektrizitätsnetz entnommener Strom stammt zwar aus verschiedenen Kraftwerken, die ihn auf unterschiedliche Arten produzieren. Er ist physikalisch aber immer gleich und kann nicht nach seiner Herkunft unterschieden werden. Die Erneuerbarkeit der Quelle, aus der Strom gewonnen wird, hat dennoch einen ökologischen Mehrwert, welcher mit einem Herkunftsnachweis ausgewiesen wird, der veräußert und gehandelt werden kann. Auf europäischer Ebene gibt es das Guarantee of Origin System (GO). Mit dem Kauf eines Zertifikats wird eine bestimmte Produktion im Nachhinein belegt oder ein Anbieter im Voraus zur Produktion in einem bestimmten Zeitraum verpflichtet und auf diese Weise die entsprechende Kraftwerksart gefördert. Zertifikate und Herkunftsnachweise dienen dem reinen Handel von (ökologischen) Mehrwerten und dienen zur Stromkennzeichnung in Europa und in der Schweiz. Diese ist neben dem Preis das zweitwichtigste Entscheidungskriterium für den Kunden bei der Wahl des Stromprodukts. Auch die Zertifikate werden länderübergreifend gehandelt. Allerdings plant die EU mit dem Clean Energy Package Schweizer Herkunftsnachweise nicht mehr zu akzeptieren.

3.8 Handel mit Emissions-Zertifikaten

Ausgehend vom Kyoto-Protokoll und dem Ziel, den weltweiten Ausstoss von umweltschädlichen Stoffen in die Umgebung zu reduzieren, wurde im Jahr 2005 in der EU für grosse Emittenten der Handel mit entsprechenden Zertifikaten eingeführt. Ziel ist es, den externen Schäden an der Luft und der Umwelt einen Wert zu geben und die externen Kosten zu internalisieren, damit umweltschädliche Produkte zu verteuern und deren Nachfrage zu senken.

Die handelbaren Emissionsrechte (EUA) sind politisch festgelegt und werden in gewissen Zeitabständen stufenweise reduziert. Für die ausgestossene Menge von Treibhausgasen müssen entsprechende Emissionsrechte oder -zertifikate „gelöscht“ werden. Da sie frei handelbar sind, bestimmt die Nachfrage den Emissionspreis. Mit marktwirtschaftlichen Mitteln sorgt jedoch der Handel dafür, dass Emissionen am dafür günstigsten Ort reduziert werden. Ökologisch wirksames Handeln wird nach wirtschaftlichen Kriterien umgesetzt.⁵

Der Preis für Emissionsrechte ist ein wesentlicher Bestandteil in den Grenzkosten der Merit Order. Dadurch werden je nach Struktur des Erzeugungsparks und Preis der Rechte Einheiten mit höheren Emissionen stillgelegt. Ein momentaner Preis von 6 bis 7 Euro pro Tonne CO₂ hat jedoch kaum Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Kraftwerken, weshalb der Emissionshandel bisher kaum kohlenstoffarme Erzeugung angezogen hat. In der EU sind allerdings Bestrebungen zu erkennen, die Wirksamkeit der Emissionsrechte zu verstärken.⁶

⁵ Quelle: BAFU

⁶ Siehe Basiswissen «Europäische und nationale Instrumente zur CO₂-Reduktion»

Die Schweiz ratifizierte im November 2017 das Abkommen mit der EU zur Verknüpfung beider Emissionshandelssysteme. Die Parlamente beider Länder müssen dieser Ratifizierung allerdings noch zustimmen. Aus Schweizer Sicht bringt eine Anbindung an den europäischen Emissionsrechtehandelsmarkt umweltpolitische wie auch wirtschaftliche Vorteile: Durch einen gemeinsamen CO₂-Markt würden mehr kostengünstige Reduktionspotenziale offenstehen. Der Zugang zum EU-Emissionsmarkt erlaubt grössere Flexibilität bei der CO₂-Kompensation, beispielsweise für Gaskombikraftwerke.

4. Zukünftige Entwicklungen

Strom wird seit vielen Jahren international gehandelt. Beschränkte sich der Austausch anfangs auf gegenseitige Hilfe der vertikal integrierten Verbundunternehmungen und den bilateralen Austausch von Regelenergie, so wird er heute von einer Vielzahl von Händlern grenzüberschreitend langfristig und kurzfristig gehandelt. Immer mehr finanzielle und strukturierte Produkte kommen zum Einsatz.

Die Märkte sind in den einzelnen Ländern unterschiedlich entwickelt und liquide, daher sind künftig weitere individuelle Änderungen und Anpassungen zu erwarten. Die EU-Kommission treibt mit dem Target Model das Ziel eines einheitlichen europäischen Strommarkts voran. Für den europäischen Stromgrosshandel werden das Zusammenwachsen der Märkte sowie die Integration grosser Produktionen aus erneuerbaren Energien von Bedeutung sein. Letzteres wird der Antrieb für weitreichende Marktveränderungen sein. Auch werden finanzregulatorische Instrumente dem Stromhandel ganz neue Formen geben.

4.1 Zusammenwachsen der europäischen Märkte

Die Preise an den Grosshandelsmärkten in Europa zeigen Ähnlichkeiten in ihren Verläufen, sie entwickeln sich oft parallel. Dies ist ein Indiz dafür, dass sich die Märkte angleichen und zusammenwachsen. Der Unterschied der Preisniveaus zeigt jedoch, dass Engpässe vorhanden sind, die den Wettbewerb behindern (Abbildung 9). Ziel der EU-Kommission ist es, diese Preisunterschiede durch ein umfassendes Market Coupling zu internalisieren.

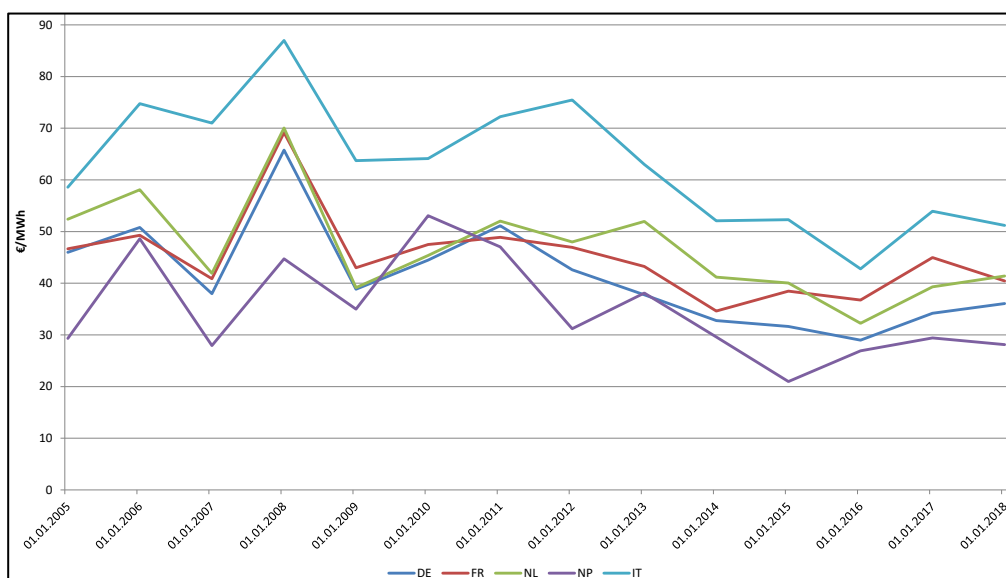


Abbildung 9 Entwicklung der Spotpreise des Baseload-Preises für das Jahr 2007 an europäischen Märkten.

Durch Marktkopplung (**Market Coupling**) und sogenannte implizite Auktionen wird die Auslastung der Kuppelstellen optimiert. Strombörsen vergleichen dabei ihre Spotmarktpreise und tauschen untereinander Energie aus, sofern es Preisunterschiede gibt und der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend unbenutzte Leitungskapazitäten zur Verfügung hat. Indem vom Gebiet mit dem tieferen zu jenem mit dem höheren Preis ausreichend Strom geliefert wird, werden die Preisunterschiede ausgeglichen. Anstatt Strom in einem Land zu kaufen und ins Nachbarland zu exportieren, kann ihn der Händler direkt im entsprechenden Land erwerben. Als Ergebnis des Market Couplings gleichen sich die Marktpreise an und die verfügbaren Übertragungskapazitäten werden optimiert genutzt. Reichen diese Kapazitäten jedoch nicht aus, bleiben Preisdifferenzen zwischen den Marktgebieten bestehen (Market Splitting).

Die Entwicklungsphase des Market Coupling in Europa hat mit Inkrafttreten der Verordnung 1228/2003/EG mit dem Ziel begonnen, die europäischen Strommärkte zu integrieren. Schrittweise wurden die liquidesten Märkte gekoppelt. Seit Juli 2016 umfasst Day-Ahead Market Coupling 19 EU Länder, welche 85% des europäischen Stromverbrauchs abdecken. Die Schweiz sollte zunächst 2015 am Day-Ahead Market Coupling teilnehmen, wurde jedoch aufgrund des Fehlens eines Stromabkommens mit der EU ausgeschlossen. Eine weitere Integration der Strommärkte ist die Ausdehnung des Market Couplings auf europäische Intradaymärkte. Seit 2013 gibt es Intraday Markt Coupling zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz, allerdings soll im Frühjahr 2018 in ein Intraday Market Coupling Pilotprojekt (XBID) eingeführt werden, wovon die Schweiz aufgrund des fehlenden Stromabkommens ausgeschlossen sein wird.

4.2 Integration erneuerbarer Energien

Kraftwerke werden bisher in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt (Merit Order, siehe Kapitel 3.3). Der eingangs beschriebene Merit-Order-Effekt wirkt sich allgemein preissenkend aus.

Durch den massiven Zubau erneuerbarer Energien fällt der Strompreis an der Strombörse EEX bereits seit längerer Zeit. Bei extremen Situationen mit hoher Einspeisung (sonniger, windiger Tag) und geringer Nachfrage können sogar negative Preise entstehen. Durch den Zubau erneuerbarer Energien wird es für konventionelle Kraftwerke immer schwieriger, ihre Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Es wird bewusst in Kauf genommen und ist implizites Ziel, dass Anlagen, die einen CO₂-Ausstoss generieren, aus dem Markt gedrängt werden. Doch auch Anlagen ohne CO₂-Ausstoss werden in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet: Der Marktpreis liegt seit längerem sogar unter die Gestehungskosten von Schweizer Grosswasserkraftanlagen, so dass diese nicht mehr rentabel betrieben werden können. Bedenklich ist hier die Tatsache, dass es sich dabei ebenfalls um erneuerbare Energien handelt, die von staatlich subventionierten Produktionsarten verdrängt werden. Ihr Markt, auf dem sie ihre Investitionen erwirtschaften müssen, wird von Anlagen mit staatlich garantierter Einspeisevergütung verzerrt.

Der Merit-Order-Effekt führt dazu, dass auch solche Produktionsarten verteuert werden, die flexibel und steuerbar und zum Ausgleich der nicht steuerbaren Produktionen aus Windkraft und Photovoltaik für die Systemstabilität notwendig sind. Wenn sie ihren Deckungsbeitrag bei geringerer Auslastung erwirtschaften müssen, wird der Preis flexibler Produktionen automatisch steigen. Die Preisschwankungen könnten deutlich stärker ausfallen. Wenn konventionelle Kraftwerke verdrängt werden, nimmt auch das Investitionsrisiko zu und die Kapazitäten flexibler Produktionsarten gehen längerfristig zurück.

Die zunehmende Einspeisung stochastischer Produktion hat Auswirkungen auf den Intraday-Handel und verstärkt dessen Bedeutung. Das Market Coupling im Intraday-Markt zwischen der Schweiz, Deutschland und Frankreich erlaubt die sehr kurzfristige Optimierung des Kraftwerkseinsatzes in einem grossen Markt mit

viel stochastischer Produktion und wird rege genutzt. Die Auswirkungen auf die Preise werden von der Reaktionsgeschwindigkeit der europäischen Marktgebiete abhängig sein. Wenn diese hoch genug ist, können die Schwankungen und Ausschläge, zum Teil auch in den negativen Bereich, gedämpft werden.

Ein grosser Zubau könnte sich auch dahingehend auswirken, dass grosse Reserveleistungen bereitgestellt werden müssten, um die stochastische Einspeisung auszugleichen. Wenn die flexiblen konventionellen Kraftwerke verdrängt werden, könnte es sein, dass die notwendige Reserveleistung nicht automatisch zugebaut würde. Als Folge der starken Abhängigkeit der Stromproduktion vom Wetter könnte die Versorgungssicherheit gefährdet werden. Je nach Ausgangslage und Gestaltung des Markts, dem Vorhandensein von Speichern und neuer Technologien wie Smart Grid als Instrument zur Nachfrageflexibilisierung könnte dies auch die Einführung von Kapazitätsmechanismen mit sich bringen.⁷ Fast alle europäischen Länder haben bereits Kapazitätsmärkte oder strategische Reserven eingeführt, oder sind in fortgeschrittener Planung. Als Folge der vermehrten Stromproduktionen aus erneuerbaren Quellen entstehen somit neue Subventionsmechanismen, um die negativen Seiten bestehender Subventionsschemen zu bereinigen.

5. Fazit

Strom wird international mit der Absicht gehandelt, Kraftwerke möglichst effizient und ressourcenschonend einzusetzen. Speziell ist hingegen die Lieferung des Produkts: Sie kann nicht auf Vorrat, sondern muss zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgen.

Daneben kennt der Stromhandel grosse Schwankungen im Preis sowohl in der zeitlichen Entwicklung als auch für die verschiedenen Produkte. Vor allem der kurzfristige Spothandel unterliegt starken Schwankungen für einzelne Stundenkontrakte. Spitzenstrom kann vielfach so teuer werden wie Strom zu Zeiten mit schwacher und zeitlich konstanter Nachfrage. Diese Risiken werden mit langfristigen Termingeschäften verringert.

Die Stromlieferung ist leitungsgebunden und setzt genügend Transportkapazität voraus, damit der Handel zur Versorgungssicherheit beitragen kann. Die Schweiz ist bereits heute in den Wintermonaten auf Stromimporte angewiesen. Sollen diese auch in Zukunft garantiert sein, sind die Kapazitäten des Übertragungsnetzes dem Bedarf entsprechend bereitzustellen. Ein harmonisierter Strommarkt sorgt für ausreichend Produktionskapazität bei angemessenen Preisen, doch nur unter der Bedingung, dass Lieferungen auch grenzüberschreitend tatsächlich erfolgen können.

Eine Herausforderung für den internationalen Handel wird es sein, die erneuerbaren Energien zu integrieren. Sollte es einen auf erneuerbare Energien basierenden Strommarkt geben, wird dieser auf konventionelle Anlagen für die Reservevorhaltung zurückgreifen müssen. Erneuerbare und stochastische Produktionsarten verdrängen diejenigen Kraftwerke vom Markt, die mit ihrer Steuerbarkeit und Flexibilität das Gesamtsystem stabilisieren. In der Schweiz trifft dies mit der Grosswasserkraft ausgerechnet eine ebenfalls erneuerbare Ressource. Die Preisvolatilität könnte noch weiter zunehmen und damit auch das Risiko und die Chancen des Handelsgeschäfts. Als Folge der vermehrten Stromproduktion aus subventionierten erneuerbaren Quel-

⁷ siehe Basiswissen-Dokument „Kapazitätsmechanismen“

len entstehen somit neue Subventionsmechanismen, um die negativen Seiten bereits bestehender Subventionsschemen auszugleichen. Es entsteht eine Spirale, in der Fördermittel einander gegenseitig bedingen und verstärken und nicht mehr optimal eingesetzt werden.

Damit der Handel dazu beitragen kann, dass keine weiteren Subventionsmechanismen für die Stromversorgung nötig werden, braucht es entsprechende Rahmenbedingungen: Um die stochastischen Energien einzubinden, muss der Markt auf die wetterbedingte Änderung ihrer Produktion schnell reagieren können, und Schnelligkeit ist eine klassische Stärke des Handels. Die Einführung des Market Couplings im Intraday-Markt und im Day-ahead-Markt sind Schritte in diese Richtung. Auch wird der Handel es verstehen, Produkte auf der Verbrauchsseite wie Speicherkapazitäten und intelligente Verbraucher in das Marktgeschehen einzubinden, dabei kosten- und ressourceneffizient vorzugehen und ein volkswirtschaftliches Optimum herauszuholen. Schweizer Unternehmen nutzen heute schon die Möglichkeiten des EU-Binnenmarkts betriebswirtschaftlich in breitem Umfang. Es wäre schädlich, wenn die Schweiz als Volkswirtschaft die Vorteile eines in den EU-Binnenmarkt integrierten Stromsektors auf Basis eines zwischenstaatlichen Abkommens nicht realisieren könnte.

6. Quellenverzeichnis

BAFU	Emissionshandel, https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/klimapolitik/emissionshandel.html
BFE 2017	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016, Bundesamt für Energie, Bern, 2017.
Buhmann	buhmannstrom.npage.de (Dr. Buhmann Schule, berufsbildende Schule, Hannover)
EEX	www.eex.com (European Energy Exchange AG, deutsche Strombörse, Leipzig)
ENTSO-E	www.entsoe.eu (European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel)
ENTSO-E 2017	ENTSO-E Statistical Factsheet 2016, Brüssel, 2017.
EPEX SPOT	www.epexspot.com * (European Power Exchange, Börse für kurzfristigen Strom-grosshandel, Paris)
Swissgrid	Systemdienstleistungen, https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services.html (Swissgrid AG, Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin, Laufenburg)
Swissgrid a	Bilanzgruppen, https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/bg.html