

**Strommarktöffnung in der EU und
Folgerungen für die Schweiz**
Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner

Ivo Scherrer

Irina Martin

Bericht im Auftrag des DSV

Oktober 2015

ISSN 2235-1868

Management Summary

Ausgangslage

Der Bundesrat hat am 8. Oktober 2014 die Vernehmlassung zur vollständigen Öffnung des Schweizer Strommarktes gestartet. Mit der vollen Marktöffnung würden ab dem Jahr 2018 auch Kleinkunden mit einem jährlichen Konsum von weniger als 100 MWh das Recht erhalten, sich Strom vom Anbieter ihrer Wahl liefern zu lassen. Grosskunden und Energieversorger haben bereits seit 2009 die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Im Gegensatz zum Schweizer Strommarkt sind die Strommärkte der EU-Mitgliedstaaten bereits seit 2007 vollständig geöffnet.

Seit 2007 laufen seitens des Bundesrates Bestrebungen, ein bilaterales Strommarktabkommen mit der EU abzuschliessen, um den gegenseitigen freien Marktzugang zu sichern. Voraussetzung für ein solches Abkommen ist der Nachvollzug der EU-Richtlinien im Strombereich, darunter die vollständige Strommarktöffnung. Mittlerweile hat der Europäische Rat klar gemacht, dass er von einem Stromabkommen mit der Schweiz absehen wird, solange die institutionellen Fragen zwischen der Schweiz und der EU weiterhin ungeklärt bleiben. Die EU-Kommission hat deshalb sogar einer möglichen provisorischen Anwendung eines Stromabkommens eine Absage erteilt.

Damit kann die vom Bundesrat zur Diskussion gestellte vollständige Strommarktöffnung bis auf weiteres aus einer rein schweizerischen Perspektive beurteilt werden. Für deren Beurteilung bietet es sich an, die in der EU in den letzten Jahren gemachten Erfahrungen genauer zu untersuchen.

Untersuchungsgegenstand

Im Hinblick auf die Diskussion der vollständigen Strommarktöffnung in der Schweiz stellen sich unter anderem folgende Fragen zur Marktöffnung in der EU:

- Wie haben sich die Strommärkte seit der Marktöffnung entwickelt?
- Wie haben die betroffenen Länder die Marktöffnung umgesetzt?
- Bestehen weiterhin wesentliche Markteintrittsschranken?
- Was sind wesentliche Herausforderungen bei der Strommarktöffnung?
- Gibt es wesentliche Wechselwirkungen zwischen Marktöffnung und Energiewende?

Sind diese Fragen beantwortet, lassen sich Schlussfolgerungen bezüglich der Fragen ziehen, ob die Schweiz ihren Strommarkt bereits vollständig öffnen soll, bevor die wesentlichen Weichenstellungen im Rahmen der Energiewende erfolgt sind, und ob eine Strommarktöffnung die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Versorger tangiert.

Vorgehen

Zur Beantwortung der Fragen wird in einem ersten Schritt eine Bestandesaufnahme des EU-Rechtsrahmens, der Marktöffnung in der EU und der wichtigsten Entwicklungen seither vorgenommen. In einem zweiten Schritt wird genauer untersucht, wie einzelne Mitgliedstaaten, namentlich Grossbritannien, Frankreich, Deutschland, Belgien und Italien, die Strommarktöffnung umgesetzt haben. Gestützt auf die gewonnenen Erkenntnisse werden in einem dritten Schritt die oben genannten Fragen aus schweizerischer Perspektive beantwortet.

Markttöffnung und Energiepolitik in der EU

Die EU hat ihre Elektrizitätsmärkte auf den Stufen der Produktion, des Vertriebs und des Handels seit 1994 schrittweise bis ins Jahr 2007 formal vollständig geöffnet. Bislang wurden drei Binnenmarktpakete verabschiedet. Die Monopole auf der Übertragungs- und Verteilungsebene bestehen weiterhin und müssen den diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren. Zur Sicherstellung der Nichtdiskriminierung wurden bestehende vertikal integrierte Energieversorger ganz oder teilweise entflechtet. Dies entspricht einem disaggregierten wettbewerbspolitischen Ansatz, bei dem der Markt für diejenigen Wertschöpfungsstufen geöffnet wird, in welchen aus ökonomischer Sicht die Grundvoraussetzungen für Wettbewerb auch gegeben sind. Die Schweiz ist dem Ansatz der EU mit dem Erlass des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) grundsätzlich gefolgt.

Unbesehen von der Marktöffnung und den EU-Energiebinnenmarktrichtlinien gibt Art. 194(2) des Vertrags von Lissabon den EU-Mitgliedstaaten Unabhängigkeit hinsichtlich der Bedingungen für die Nutzung ihrer Energieressourcen, der Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und der allgemeinen Struktur der Energieversorgung. So sind z.B. rein national ausgerichtete Förderprogramme für erneuerbare Energien erlaubt und operativ. Als Resultat unterscheidet sich die Stromerzeugung der einzelnen EU-Mitgliedstaaten weiterhin stark.

Die Umsetzung der Bestimmungen des dritten Binnenmarktpaketes ist weiterhin im Gange. Ein Beispiel sind die in der Entwicklung begriffenen Network Codes, die harmonisierte Marktregeln etablieren und damit verhindern sollen, dass heterogene und sich rasch ändernde nationale Regulierungen neue Markteintrittsbarrieren schaffen. Daneben treibt die EU die Umsetzung der gemeinsamen Energie- und Klimapolitik voran. Unter dem Begriff „Energieunion“ hat die EU-Kommission im Februar 2015 eine neue Offensive mit dem Ziel einer vertieften Integration und einer verbesserten Versorgungssicherheit der europäischen Energieversorgung gestartet. Dabei sollen u.a. die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien besser in den Strommarkt integriert werden, die grenzüberschreitenden Kapazitäten ausgebaut und die verfügbare Menge von CO₂-Emissionsrechten des europäischen Emissionshandelssystems rascher abgesenkt werden. Im Oktober 2014 haben die europäischen Staats- und Regierungschefs zudem der Energiestrategie 2030 zugestimmt, in deren Rahmen bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Höhe von 40 % gegenüber 1990 angestrebt wird.

Entwicklung der Preise

Gemessen an den untersuchten wirtschaftlichen Indikatoren zeigt es sich, dass weiterhin grosse Unterschiede zwischen den Grosskundenpreisen der verschiedenen EU-Mitgliedstaaten bestehen, was auf eine unvollständige wirtschaftliche Integration hinweist. Insgesamt sind die Elektrizitätspreise insbesondere für Haushaltskunden gestiegen. Die stärksten Preistreiber sind die nicht direkt dem Markt ausgesetzten Kostenbestandteile, nämlich Netznutzungsentgelte, Abgaben und Steuern. Die Preise für die Energiekomponente sind bei Grosskunden zwischen 2007 und 2014 im Durchschnitt fast konstant geblieben, während sie bei Kleinkunden durchschnittlich um 22 % gestiegen sind.

Umsetzung der Marktöffnung durch die Mitgliedstaaten

Die drei Binnenmarktpakete wurden von den EU-Mitgliedstaaten vollständig umgesetzt. Die Strommärkte sind somit auf den Stufen der Erzeugung und der Lieferung vollständig geöffnet, und die ehemals vertikal integrierten Energieversorger sind entflechtet worden. Die EU-Kom-

mission hat allein für das dritte Binnenmarktpaket 38 Vertragsverletzungsverfahren angestrengt, welche jeweils mit einem Einlenken der betreffenden Mitgliedstaaten eingestellt werden konnten. Gleichwohl unterscheidet sich die Umsetzung der Binnenmarktpakete in den einzelnen Mitgliedstaaten stark.

Trotz Marktöffnung bleiben die Endkundenpreise in 15 von untersuchten 29 Staaten reguliert. Auch in Ländern ohne direkte Endkundenpreisregulierung bestehen für Stromlieferanten zum Teil relative strikte Vorgaben zur möglichen Ausgestaltung der Angebote für Endkunden. Beispielsweise sind in Grossbritannien für Kleinkunden nur vier Grundangebote erlaubt mit dem Ziel, die Vergleichbarkeit der Angebote zu erhöhen. Diese starke allgemeine Einflussnahme auf die Endkundenpreise wird von der EU-Kommission und ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) kritisiert.

Demgegenüber sind die Grosshandelsmärkte weitgehend wettbewerblich organisiert und werden durch den Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten und durch die Harmonisierung der Marktregeln (z.B. Market Coupling) zunehmend miteinander verknüpft.

Viele Länder gehen davon aus, dass die geöffneten und teilweise integrierten Grosshandelsmärkte in ihrem Land nicht ausreichende Investitionsanreize für die zur Versorgungssicherheit benötigten Stromerzeugungskapazitäten bereitstellen. Zahlreiche Mitgliedstaaten haben darum Kapazitätsmechanismen eingeführt, welche zusätzlich zur Stromlieferung auch die reine Zurverfügungstellung von Kraftwerkskapazität vergüten.

Die einzelnen Mitgliedstaaten nutzen auch ihren Spielraum bei der Förderung von erneuerbaren Energieträgern. So haben Förderinstrumente in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen, und die inländische Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wird vielfältig und stark subventioniert. Auch Erzeuger von Strom aus fossilen Energieträgern erhalten substantielle Subventionen. Insgesamt beliefen sich die Subventionen in Europa im Jahr 2012 auf über 110 Mrd. Euro, davon entfielen 10 Mrd. Euro auf Kohle.

Die Mitgliedstaaten haben somit die Marktöffnung zwar umgesetzt, gleichzeitig nutzen sie insbesondere ihre erzeugungsseitigen Freiheiten stark und lassen den Marktkräften im Bereich der Kleinkunden kein freies Spiel.

Marktdynamik und Markteintrittsschranken

Angebotsseitig ist das Marktverhalten von eher geringen Markteintritten und -austritten geprägt. Grenzüberschreitende Markteintritte variieren stark, wobei diese mehrheitlich in kleineren Ländern durch grössere Anbieter stattfinden. Nachfrageseitig weist der europäische Strommarkt mehrheitlich tiefe Wechselraten von Haushalten auf. Dies ist per se nicht negativ und kann z.B. mit zufriedenen Kunden begründet sein. Dies ist jedoch längst nicht überall der Fall, wie beispielsweise der Fall von Grossbritannien zeigt. Ein Zusammenkommen tiefer Wechselraten und unzufriedener Kunden würde bedeuten, dass entweder hohe Such- und Wechselkosten vorliegen oder dass andere bestehende Markteintrittsschranken die Wettbewerbsdynamik schwächen.

Untersuchungen im Auftrag von ACER deuten darauf hin, dass in den europäischen Endkundenmärkten weiterhin wesentliche Eintrittsbarrieren für Lieferanten bestehen. Diese betreffen insbesondere komplexe Verfahren, die durchlaufen werden müssen, um effektiv Marktzugang zu erhalten, was für kleine ausländische Anbieter verhältnismässig hohe Fixkosten schafft und somit einen Markteintritt unattraktiv machen kann. Mit Blick auf die langen Planungs- und Nutzungshorizonte von Stromerzeugungsanlagen haben die regelmässigen Änderungen am Regulierungsrahmen eine substantielle Rechtsunsicherheit zur Folge, die vor allem für kleinere

und mittlere ausländische Anbieter schwer wiegt, welche die politische Diskussion im entsprechenden Land weniger eng verfolgen und beeinflussen können und so einem grösseren Risiko ausgesetzt sind.

In der Einschätzung von Markteintrittsschranken sind auch die erwähnten Entwicklungen mit Bezug auf Kapazitätsmärkte und Förderinstrumente wesentlich: Diese Instrumente stehen in der Regel nur den nationalen Stromerzeugern offen. Lieferanten, welche im Ausland erzeugten Strom anbieten möchten, können nicht davon profitieren. Die daraus resultierende einseitige Unterstützung von im Inland erzeugtem Strom wirkt einem "Level Playing Field" entgegen und schafft ein System, in dem Stromerzeugungskapazitäten nicht primär da gebaut werden, wo sie für den europäische Strommarkt effizient wären, sondern da, wo sie am stärksten öffentlich unterstützt werden.

Erschwerend für ausländische Anbieter kommt hinzu, dass die Grenzkapazitäten ins betreffende Land teilweise nicht ausreichend sind, um im eigenen Land erzeugte Energie im Ausland zum gewünschten Kunden zu bringen. In Ländern mit geringen Grenzkapazitäten steht der Markt deshalb nur für Erzeugung offen, die im Inland installiert ist.

Insgesamt ist somit die Bilanz der europäischen Marktöffnung durchzogen. Die nationalen Strommärkte sind zwar geöffnet und die ehemals vertikal integrierten Versorgungsunternehmen entbündelt worden. Gleichzeitig wirken verschiedene nationale Regulierungen, etwa zum Schutz von Kleinkunden, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit oder zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren und konventionellen Energieträgern einem "Level Playing Field" entgegen, d. h. einem einheitlichen Markt, in dem die gleichen Spielregeln für alle gelten.

Herausforderungen

Auf Basis der untersuchten Entwicklungen und Länder bringt die Öffnung der Strommärkte folgende regulatorischen Herausforderungen mit sich:

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Es ist zunehmend fraglich, ob die gesunkenen Preise an den Grosshandelsmärkten noch ausreichende Anreize für Investitionen in komplementäre Kraftwerke bieten. Die Mitgliedstaaten setzen deshalb vermehrt auf zusätzliche nationale Kapazitätsmechanismen. Diese können zu erheblichen Marktverzerrungen führen.
- Stabile Rahmenbedingungen: Am Beispiel Grossbritanniens, Pionier der Strommarktöffnung in Europa, lässt sich illustrieren, dass stabile Rahmenbedingungen in einem geöffneten Strommarkt schwer zu erreichen sind – ein eigentlicher Königsweg hat sich bislang noch nicht herausgebildet, und der Markt ist mehrmals re-reguliert worden. Fortlaufende Re-regulierungen erhöhen die Planungsunsicherheit für alle Beteiligten.
- Angemessene Endkundenpreise: Ein Grossteil der EU-Mitgliedstaaten reguliert die Endkundenpreise oder überwacht diese stark. In Italien etwa werden weiterhin vier Fünftel der Haushalts- und KMU-Kunden zu regulierten Tarifen beliefert. Werden die regulierten Tarife zu hoch oder zu tief angesetzt, entstehen Marktverzerrungen.
- Umgang mit dominanten Erzeugern: Das Beispiel Frankreichs illustriert, dass eine formale Marktöffnung nur wenig Wirkung zeigen kann, wenn ein einzelner Stromerzeuger, im französischen Fall EDF, weiterhin eine sehr dominante Stellung einnimmt.
- Umgang mit dominanten Lieferanten (Anbietern): In Grossbritannien sorgt seit langem die angebliche Dominanz der sechs etablierten Stromlieferanten für Diskussionen, da diese „Big

6" zusammen 95% der Endkunden beliefern und rund 65% der Stromerzeugungskapazitäten besitzen. Als Resultat wird ein Grossteil des produzierten Stroms innerhalb der Unternehmen und nicht über den Grosshandelsmarkt gehandelt, weshalb beispielsweise Lieferanten ohne eigene Erzeugung einem relativ illiquiden und volatilen Grosshandelsmarkt gegenüberstehen.

- Wechselbereitschaft der Kunden: Es zeigt sich, dass die Bereitschaft von Haushaltskunden, ihren Stromlieferanten zu wechseln, in den meisten EU-Mitgliedstaaten relativ tief ist. Eine ausreichende Wechselbereitschaft ist wichtig, damit die Marktkräfte ihre volle Wirkung entfalten können.
- Erreichung von Klimazielen: Gestützt auf die nationalen und europäischen Klimaziele greifen die Mitgliedstaaten erzeugungsseitig aktiv in ihre geöffneten Märkte ein, um den CO₂-Ausstoss und die Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Die eingesetzten Mittel sind teils beträchtlich. In Deutschland erreichen die Umlagen mittlerweile jährlich über 20 Mrd. Euro bzw. mehr als 6 Eurocents pro kWh.
- Überschaubares Regulierungsumfeld: Die Kombination von Marktöffnung, Entbündelung, Netzzugang, erzeugungsseitigen Interventionen und Vorgaben sowie weiteren Vorschriften wie etwa zur Sicherstellung des Wettbewerbs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit oder zur Ausgestaltung der Endkundenpreise ergibt ein komplexes Regulierungsumfeld, dessen Bewältigung für die betroffenen Unternehmen hohe Fixkosten mit sich bringen kann.

Vielschichtige Wechselwirkungen zwischen Marktöffnung und Energiewende

Im Vergleich zu einem nicht oder nur teilweise liberalisierten Markt ergeben sich in einem vollständig liberalisierten Markt in Bezug auf die Energiewende wesentliche Unterschiede.

Bei einer vollständigen Marktöffnung steigt die Risikoprämie für Investitionen in erneuerbare Erzeugung, aufgrund des höheren Entflechtungsbedarfs verstärkt sich die „Split Incentives“-Problematik, und netzseitige Externalitäten werden tendenziell weniger berücksichtigt. Zudem ziehen klimapolitische Auflagen höhere Nettokosten nach sich, und die zur Erzielung des gewünschten Zubaus notwendigen Fördermittel sind höher. Auf der anderen Seite helfen liquide und offene Grosshandelsmärkte, stochastisch produzierende erneuerbare Energien national und international besser in den Markt zu integrieren und die Versorgungssicherheit dürfte im Falle eines Stromabkommens besser zu sichern.

Somit gibt es vielschichtige Zusammenhänge zwischen der vollständigen Strommarktöffnung und der mit der Energiestrategie 2050 avisierten Energiewende. Die vollständige Strommarktöffnung mit einer Integration in den europäischen Markt wird die Ansiedlung von erneuerbaren Energien in der Schweiz verteuern.

Folgerungen für die Schweiz: Zuerst Grundzüge der Energiestrategie festlegen

In Anbetracht der vielschichtigen Wechselwirkungen zwischen einer vollständigen Strommarktöffnung und einer Energiewende im Rahmen der Energiestrategie 2050 ist der folgende Schweizer Grundsatzentscheid von Relevanz: Soll bei der Energiewende die bestehende heimische nukleare Stromerzeugung mehrheitlich mit Importstrom oder mit erneuerbarer Energieerzeugung substituiert werden? Ein Ersatz durch Importstrom ist unter den heutigen Marktbedingungen – auch dank der genannten Subventionierung von Energie im Ausland – in der kurzen Frist günstiger. Jedoch ergeben sich mittel- und längerfristig Risiken bezüglich der Preise, der Versorgungssicherheit und der Entwicklung ausländischer Regulierungen sowie gewisse

strategische Abhängigkeiten. Der Ersatz durch eigene erneuerbare Energieerzeugung kostet durch die Finanzierung der notwendigen Fördermittel und wegen der netzseitigen Folgekosten kurz- und mittelfristig zwar mehr, reduziert aber langfristig die genannten Risiken.

Beim ersten, importdominierten Szenario ist eine vollständige Strommarktöffnung wünschenswert, beim zweiten Szenario mit mehr eigener Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist eher das Gegenteil der Fall, da die Strommarktöffnung die Kosten der Energiewende zunächst erhöht. Sobald im zweiten Szenario der Erzeugungsmix im Inland ausreichend umgestellt ist, könnte der Markt gegebenenfalls in einem späteren Schritt vollständig geöffnet werden.

Diese Überlegungen und die Tragweite des genannten Grundsatzentscheids legen es nahe, zuerst die Grundsätze der Energiestrategie 2050 im Rahmen der laufenden parlamentarischen Beratungen zu bestätigen und ggf. demokratisch zu legitimieren und danach eine darauf abgestimmte Marktöffnungsstrategie auszuarbeiten.

Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Versorger

Wie oben ausgeführt, wäre die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromerzeuger und -Lieferanten bei einem vollständig geöffneten und weitgehend in die EU integrierten Markt keine Selbstverständlichkeit:

- Der Export von in der Schweiz erzeugter Elektrizität nach Europa wird durch die vielfältigen und substanziellen Förderinstrumente und Kapazitätsmechanismen in den EU-Mitgliedstaaten erschwert – die Mitgliedstaaten wissen ihre gestützt auf Art. 194(2) des Vertrags von Lissabon gewährten Freiheiten zu nutzen. In der Schweiz installierte Erzeugung kann davon nicht profitieren.
- Beim Eintritt von Schweizer Anbietern als Lieferanten in EU-Mitgliedstaaten bestehen wesentliche administrative Markteintrittsbarrieren in europäischen Endkundenmärkten. Die Antizipation und ggf. Beeinflussung des Regulierungsrahmens in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten ist notwendig und aufwendig. Die Schweizer Anbieter sind im europäischen Vergleich klein bis sehr klein, weshalb nur wenige die notwendigen Ressourcen haben werden, um am europäischen Markt zu partizipieren.
- In der EU bestehen auf absehbare Zeit Überkapazitäten bei der Stromerzeugung. Die Kosten der Übertragung dieses Stroms durch Europa in die Schweiz werden den jeweiligen Erzeugern und Lieferanten nicht oder kaum belastet. Gleichzeitig sind die grenzüberschreitenden Kapazitäten zum Transport von Strom in die Schweiz im europäischen Vergleich sehr hoch, weshalb in der Schweiz ein besonders hoher Anteil inländischer Erzeugung dem Wettbewerb ausgesetzt ist. Auch in diesem Wettbewerb besteht kein „Level Playing Field“, da ein wesentlicher Teil der ausländischen Erzeuger von vielfältigen Förderinstrumenten begünstigt wird.

Hinzu kommt, dass die Kosten der Schweizer Anbieter gemessen in Euro wegen des starken Schweizer Frankens in den letzten Jahren substanziell gestiegen sind, was deren Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Strommarkt weiter reduziert hat.

Entsprechend scheint es angemessen, vor einer vollständigen Marktöffnung zu prüfen, ob zur Sicherung der bestehenden Schweizer Erzeugung und Geschäftsmodelle flankierende Massnahmen angezeigt sind. Dabei müsste darauf geachtet werden, dass für die Kunden keine übermässigen Kosten entstehen

Inhalt

Management Summary	3
Abbildungen	11
Tabellen.....	11
Boxen.....	11
Abkürzungen.....	12
1 Einleitung.....	16
1.1 Ausgangslage und Fragestellung	16
1.2 Untersuchungsgegenstand	17
1.3 Vorgehen und Gliederung der Studie	17
2 Aktueller Stand in Europa nach der Marktöffnung.....	18
2.1 Rechtlicher Rahmen in Europa	18
2.1.1 Übergeordnete Ziele der EU-Energiepolitik	18
2.1.2 EU-Strommarktöffnung und Grundzüge des europäischen Regulierungsrahmens	18
2.1.3 Hoher Grad an Autonomie für Energiepolitik der Mitgliedstaaten.....	20
2.1.4 Umsetzung des Binnenmarktpakets	23
2.1.5 Ausblick: EU-Energiestrategie 2020, Energieunion und Klimapolitik.....	24
2.2 Auswirkungen der Strommarktöffnung	25
2.2.1 Indikatoren	25
2.2.2 Marktmechanismen.....	30
2.2.3 Markteintrittsbarrieren	34
2.2.4 Marktverhalten	35
2.2.5 Zusammenfassung	39
3 Länderstudien	41
3.1 Länderauswahl und Struktur der Länderstudien	41
3.2 Grossbritannien.....	42
3.2.1 Vorgehen bei der Marktöffnung.....	42
3.2.2 Regulierungsrahmen.....	43
3.2.3 Markteintrittsbarrieren	46
3.2.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick	47
3.2.5 Fazit	48
3.3 Deutschland.....	48
3.3.1 Vorgehen bei der Marktöffnung.....	48
3.3.2 Regulierungsrahmen.....	49
3.3.3 Markteintrittsbarrieren	50
3.3.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick	50
3.3.5 Fazit	52

3.4	Frankreich	53
3.4.1	Vorgehen bei der Marktöffnung.....	53
3.4.2	Regulierungsrahmen.....	53
3.4.3	Markteintrittsbarrieren	55
3.4.4	Bisherige Entwicklung und Ausblick	56
3.4.5	Fazit	56
3.5	Italien.....	57
3.5.1	Vorgehen bei der Marktöffnung.....	57
3.5.2	Regulierungsrahmen.....	57
3.5.3	Markteintrittsbarrieren	59
3.5.4	Bisherige Entwicklung und Ausblick	59
3.5.5	Fazit	60
3.6	Belgien.....	60
3.6.1	Vorgehen bei der Marktöffnung.....	60
3.6.2	Regulierungsrahmen.....	61
3.6.3	Markteintrittsbarrieren	62
3.6.4	Bisherige Entwicklung und Ausblick	62
3.6.5	Fazit	63
4	Bedeutung für die Schweiz.....	64
4.1	Beantwortung der Untersuchungsfragen.....	64
4.1.1	Wie haben sich die Strommärkte in Europa nach der Marktöffnung entwickelt?.....	64
4.1.2	Wie haben die Mitgliedstaaten die Marktöffnung umgesetzt?	64
4.1.3	Bestehen weiterhin wesentliche Markteintrittsschranken?	65
4.1.4	Was sind wesentliche Herausforderungen bei der Strommarktöffnung?	66
4.1.5	Gibt es wesentliche Wechselwirkungen zwischen Marktöffnung und Energiewende?.....	68
4.2	Folgerungen für die vollständige Marktöffnung in der Schweiz.....	71
4.2.1	Ist es sinnvoll, dass die Schweiz ihren Strommarkt vollständig öffnet, bevor die wesentlichen Weichenstellungen im Rahmen der Energiewende erfolgt sind?	71
4.2.2	Was wäre in der Schweiz im Fall einer EU-kompatiblen Strommarktöffnung zu beachten, damit die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Versorger erhalten bleibt?.....	71
5	Referenzen	73

Abbildungen

Abbildung 1:	Unterschiedlicher Umfang der Förderung von erneuerbaren Energien	21
Abbildung 2:	Stromerzeugungsmix europäischer Länder	22
Abbildung 3:	Durchschnittliche Entwicklung der Endkundenpreise für Strom 2008-2013... ..	26
Abbildung 4:	Entwicklung der Strompreiskomponenten 2008-2013	26
Abbildung 5:	Zusammensetzung Endkundenpreise in europäischen Hauptstädten 2013	27
Abbildung 6:	Preisentwicklung Energiekomponente 2007-2014	28
Abbildung 7:	SAIDI-Werte (unplanned, all interruptions) europäischer Stromanbieter	30
Abbildung 8:	Kapazitätsmechanismen in der EU (Stand 2013)	33
Abbildung 9:	Primäre Fördermechanismen für erneuerbare Energien	34
Abbildung 10:	Durchschnittliche Häufigkeit der Markteintritte und -austritte 2009-2013.....	36
Abbildung 11:	Positionierung der Stromanbieter in der EU	37
Abbildung 12:	Marktkonzentration im EU Strommarkt.....	38
Abbildung 13:	Entwicklung Bruttostromerzeugung erneuerbarer Energien in DE (GWh)	51

Tabellen

Tabelle 1:	Strommarktöffnung in Europa und in der Schweiz	20
Tabelle 2:	Übersicht Auswirkungen der Strommarktöffnung in Europa.....	39
Tabelle 3:	Übersicht Marktöffnung.....	41

Boxen

Box 1:	Mögliche Gründe für die Kapazitätsengpässe in Grossbritannien	45
Box 2:	Deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz mit substanzieller Umlage.....	49
Box 3:	Französischer Kapazitätsmechanismus ab Winter 2016/2017	54
Box 4:	Regulierte französische Endkundenpreise	55
Box 5:	Kapazitätsmarkt in Italien ab 2017.....	58

Abkürzungen

Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEEGSI	Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AKW	Atomkraftwerk
APX	Amsterdam Power Exchange
Art.	Artikel
AT	Österreich
BA	Bosnien-Herzegowina
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BE	Belgien
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangements
BG	Bulgarien
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CEER	Council of European Energy Regulators
CEGB	Central Electricity Generating Board
CH	Schweiz
CMA	Competition and Markets Authority
CoRDis	Comité de règlement des différends et des sanctions
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CRE	Commission de Régulation de l'Électricité
CREG	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
CRM	Capacity remuneration mechanisms
CY	Zypern
CZ	Tschechien
DE	Deutschland

DEEC	Department of Energy & Climate Change
d.h.	das heisst
DK	Dänemark
DSV	Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber
EC	European Commission
EDA	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten
EDF	Électricité de France
EE	Estland
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMR	Electricity Market Reform
ENEL	Ente nazionale per l'energia elettrica
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
ES	Spanien
et al.	et alii
EU	Europäische Union
EUGH	Gerichtshof der Europäischen Union
FI	Finland
FR	Frankreich
GB	Grossbritannien
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GR	Griechenland
GuD	Gas-und-Dampf(-Kombikraftwerk)
GW	Gigawatt
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
HR	Kroatien
HU	Ungarn
ICE	Intercontinental Exchange
IE	Irland
inkl.	inklusive

IS	Island
IT	Italien
km	Kilometer
KraftNav	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
KWh	Kilowattstunde
LT	Litauen
LU	Luxemburg
LV	Lettland
ME	Montenegro
MK	Mazedonien
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MwSt.	Mehrwertsteuer
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NI	Nordirland
NL	Niederlande
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité
NO	Norwegen
Nr.	Nummer
NSP	Nordic System Price
NZZ	Neue Zürcher Zeitung
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
OFT	Office of Fair Trading
PL	Polen
plc	public limited company
PT	Portugal
RECs	Regional Electricity Companies
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RES	Renewable Energy Source
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs
RO	Rumänien
RS	Serbien

RTE	Réseau de l'intelligence électrique
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (bis 1999)
Rz.	Randziffer
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency
SE	Schweden
SI	Slowenien
SIEC	Significant Impediment to Effective Competition
SK	Slowakei
StromVG	Stromversorgungsgesetz
teilw.	teilweise
TWh	Terawattstunde
u.a.	und andere
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAS	Wahlmodell Abgesicherte Stromversorgung
z.B.	zum Beispiel
zw.	zwischen

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Fragestellung

Der europäische Strommarkt ist seit dem Jahr 2007 vollständig geöffnet. Ebenfalls seit 2007 laufen in der Schweiz seitens des Bundes Bestrebungen, ein bilaterales Strommarktabkommen mit der EU abzuschliessen. Darin soll unter anderem der gegenseitige freie Marktzugang vertraglich gesichert werden (EDA, 2014a). Damit ein solches Abkommen zustande kommen kann, sind gemäss Bundesrat die entsprechenden EU-Richtlinien nachzuvollziehen, darunter die vollständige Strommarktöffnung.¹

Der Bundesrat hat am 8. Oktober 2014 die Vernehmlassung über die vollständige Öffnung des schweizerischen Strommarkts per 1. Januar 2018 eröffnet.² Mit der vollen Marktöffnung würden auch Kleinkunden mit einem jährlichen Konsum von weniger als 100 MWh das Recht erhalten, sich Strom vom Anbieter ihrer Wahl liefern zu lassen. Dabei würden die Kleinkunden – im Unterschied zu den Grosskunden, welche seit 2009 freien Zugang zum Markt haben, – im Rahmen des Wahlmodells Abgesicherte Stromversorgung („WAS-Modell“) das Recht haben, zu ihrem angestammten Anbieter zurückzukehren.

Mittlerweile hat der Europäische Rat klar gemacht, dass er von einem Stromabkommen mit der Schweiz absehen wird, solange die institutionellen Fragen³ zwischen der Schweiz und der EU weiterhin ungeklärt bleiben und die Umsetzung des Artikels 121a der Bundesverfassung⁴ offen ist. Vor dem Hintergrund dieser ungelösten Verhandlungspunkte hat die EU-Kommission im

¹ Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung: Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Oktober 2014.

² Die volle Marktöffnung würde per Bundesbeschluss gestützt auf das StromVG eingeleitet, indem Art. 7 und 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVG per 1. Januar 2017 in Kraft und gleichzeitig Art. 6, 13 Absatz 3 Buchstabe a und 29 Absatz 1 Buchstabe a StromVG. ebenfalls per 1. Januar 2017 ausser Kraft gesetzt würden. Der Bundesbeschluss untersteht dem fakultativen Referendum.

³ Die institutionellen Fragen betreffen Mechanismen zur Überwachung, Auslegung und Streitbeilegung bestehender Abkommen, sowie die Frage, mit welchen Verfahren bestehende Abkommen an neue gesetzliche Entwicklungen in der EU angepasst werden sollen. Gemäss Mandat des Europäischen Rats sollen künftig alle gegenwärtigen und künftigen Abkommen zum Zugang zum EU-Binnenmarkt gemäss dem (sich laufend weiterentwickelnden) EU-Recht interpretiert und angewendet werden. Das Abkommen soll bestimmen, wie die Schweiz entsprechendes Recht nachzuvollziehen hat und falls sie dies nicht tut, dass die betroffenen Abkommen beendet werden. Die EU-Kommission soll die Schweizer Anwendung des Vertrages beaufsichtigen und wo nötig Ermittlungskompetenzen und Entscheidungsbefugnisse erhalten. Differenzen sollen verbindlich vom EuGH beurteilt werden (Council decisions authorising the opening of the negotiations between the European Union and the Swiss Confederation on an institutional framework governing bilateral relations, 2015).

Gemäss Schweizer Verhandlungsmandat sollen die zuständigen gemischten (CH-EU) Ausschüsse die allgemeine Aufsicht über die Abkommen übernehmen und auch für die Streitbeilegung zuständig sein. Die Schweiz spricht sich auch gegen die automatische Übernahme von neuem EU-Recht aus (EDA, 2014b).

⁴ Zusätzlich kompliziert werden die bilateralen Beziehungen zwischen der EU und der Schweiz durch die noch ausstehende Umsetzung des Artikels 121a der Bundesverfassung, welcher von der Schweiz eine eigenständige Steuerung der Zuwanderung mittels Kontingente verlangt. Im Dezember 2014 haben sich die EU-Mitgliedstaaten auf den Standpunkt gestellt, Verhandlungen über ein institutionelles Abkommen sowie über weitere Marktzugangsabkommen allenfalls abzubrechen, wenn die Schweiz die Vorgaben des Personenfreizügigkeitsabkommen nicht mehr respektieren würde (Council conclusions on a homogenous extended single market and EU relations with Non-EU Western European countries, 2014). Offizielle Verhandlungen dazu wurden im Mai 2014 aufgenommen.

April 2015 auch einer provisorischen Anwendung des – anscheinend mittlerweile ausgehandelten – Stromabkommens eine Absage erteilt.⁵

In Anbetracht dieser politischen Komplikationen ist nicht zu erwarten, dass das Stromabkommen in absehbarer Zeit in Kraft treten kann. Entsprechend besteht aktuell in der Schweiz keine unmittelbare Notwendigkeit einer vollständigen Strommarktöffnung, um im Hinblick auf ein Stromabkommen mit der EU einen EU-kompatiblen Regulierungsrahmen des schweizerischen Strommarktes sicherzustellen. Damit kann die vom Bundesrat zur Diskussion gestellte vollständige Strommarktöffnung bis auf weiteres aus einer rein schweizerischen Perspektive beurteilt werden. Für deren Beurteilung bietet es sich an, die in der EU in den letzten Jahren gemachten Erfahrungen genauer zu untersuchen.

1.2 Untersuchungsgegenstand

Im Hinblick auf die Diskussion der vollständigen Strommarktöffnung in der Schweiz stellen sich unter anderem folgende Fragen zur Strommarktöffnung in der EU:

- Wie haben sich die Strommärkte nach der Marktöffnung entwickelt?
- Wie haben die betroffenen Länder die Marktöffnung umgesetzt?
- Bestehen weiterhin wesentliche Markteintrittsschranken?
- Was sind wesentliche Herausforderungen bei der Strommarktöffnung?
- Gibt es wesentliche Wechselwirkungen zwischen Marktöffnung und Energiewende?

Sind diese Fragen beantwortet, lassen sich für die Schweiz Schlussfolgerungen bezüglich folgender zentraler Fragestellungen ziehen:

- Ist es sinnvoll, dass die Schweiz ihren Strommarkt vollständig öffnet, bevor die wesentlichen Weichenstellungen im Rahmen der Energiewende erfolgt sind?
- Was wäre in der Schweiz im Fall einer EU-kompatiblen Strommarktöffnung zu beachten, damit die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Versorger erhalten bleibt?

1.3 Vorgehen und Gliederung der Studie

In der vorliegenden Studie wird in einem ersten Schritt eine Bestandesaufnahme des EU-Rechtsrahmens, der Marktöffnung in der EU und der generellen Entwicklungen seither vorgenommen. In einem zweiten Schritt werden ausgewählte Länder genauer untersucht (Grossbritannien, Frankreich, Deutschland, Belgien, Italien). Gestützt auf die gewonnenen Erkenntnisse werden in einem dritten Schritt die oben genannten Fragen aus schweizerischer Perspektive beantwortet.

Die Ergebnisse der drei Schritte sind in je einem Kapitel zusammengefasst. Kapitel 2 gibt somit den Status quo in Europa wieder, Kapitel 3 beinhaltet die Länderstudien, und Kapitel 4 überträgt die gewonnenen Erkenntnisse auf die Schweiz.

⁵ Vgl. z.B. NZZ (online) vom 26.4.2015: „EU hält an harter Linie fest – Kein provisorisches Stromabkommen.“

2 Aktueller Stand in Europa nach der Marktöffnung

2.1 Rechtlicher Rahmen in Europa

2.1.1 Übergeordnete Ziele der EU-Energiepolitik

Gemäss Art. 194, Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union hat die Energiepolitik der EU zum Ziel, das Funktionieren des Energiemarktes sicherzustellen, die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, die Energieeffizienz, Energieeinsparungen und die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen zu fördern sowie die Interkonnektion der Energienetze voranzutreiben. Gemäss einem Beschluss des Europäischen Rats vom Oktober 2014 sollen zudem die CO₂-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 40% reduziert und der Anteil erneuerbarer Energien am Energiekonsum bis 2030 auf 27% erhöht werden⁶.

2.1.2 EU-Strommarktöffnung und Grundzüge des europäischen Regulierungsrahmens

Die EU-Kommission verfolgt spätestens seit dem Grünbuch von 1994⁷ das Ziel der Verwirklichung eines wettbewerblichen, integrierten Energiebinnenmarkts, um die allgemeine Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Umwelt zu schützen. Zwei Jahre später folgte die erste Energiebinnenmarktrichtlinie 96/92/EG⁸, welche u.a. gemeinsame Vorschriften für die Organisation und die Funktionsweise des Elektrizitätssektors, den Marktzugang und die Vergabe von Genehmigungen für den Betrieb der Netze machte.

Im Rahmen der zweiten Energiebinnenmarktrichtlinie der EU wurde der Markt gestützt auf die Richtlinie 2003/54/EG⁹ bis zum 1. Juli 2004 für alle Nicht-Haushalts-Kunden und bis zum **1. Juli 2007 für alle Kunden vollständig geöffnet** und gegenseitig zugänglich. Rechtlich gesehen wurde es dabei den jeweiligen Kundengruppen freigestellt, Elektrizität vom Lieferanten ihrer Wahl zu kaufen. Flankierend wurde Elektrizitätsunternehmen u.a. die buchhalterische Entflechtung von Übertragungs- und Verteilnetzbetrieb vorgegeben.

Mit dem dritten Energiepaket der EU wurde im Jahr 2009 der geöffnete Markt stärker reguliert mit den Zielen einer **stärkeren Entflechtung des Netzbetriebs von Versorgung, Handel und Erzeugung**, einer Einführung einer **Grundversorgung Elektrizität**, einer **Stärkung des Konsumentenschutzes** und der Ausstattung von mindestens 80% aller Endkunden mit intelligenten Stromzählern. Die Richtlinie 2009/72/EG¹⁰ sowie die Verordnungen 713/2009/EG und 714/2009/EG setzen den aktuell gültigen Rechtsrahmen. Im Zentrum des dritten Binnenmarktpakets stehen verschärfte Entflechtungsvorschriften für vertikal integrierte Unternehmen, wobei alle

⁶ Europäischer Rat (2014). Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework.

⁷ COM/94/659: For a European Union Energy Policy – Green paper.

⁸ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁹ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

¹⁰ Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Netzbetreiber mit mehr als 100'000 angeschlossenen Kunden rechtlich und funktional entflechtet werden müssen.¹¹ Weiter gibt das Paket vor, dass der Zugang zu Übertragungs- und Verteilnetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife erfolgt und dass die Mitgliedstaaten den Elektrizitätsunternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse national nicht diskriminierende Verpflichtungen in den Bereichen Sicherheit¹² und Umweltschutz auferlegen können. Haushaltskundinnen und -kunden gewährt sie im Rahmen der Grundversorgung ein Recht auf Versorgung mit Elektrizität zu eindeutig vergleichbaren, nicht diskriminierenden Preisen. Um die Grundversorgung zu gewährleisten, können die Mitgliedstaaten einen „supplier of last resort“ bestimmen.¹³ Die Richtlinie erlaubt es den Mitgliedstaaten, zum Schutz von Kleinkunden regulierend in die freie Preisgestaltung einzugreifen. Diesen Freiraum nutzen die Mitgliedstaaten rege (vgl. Abschnitt 2.2.1), was die EU-Kommission und ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) nicht begrüßen. Schliesslich bildet die Richtlinie die Rechtsgrundlage für die 2011 errichtete ACER sowie für die Etablierung des Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber Strom (ENTSO-E).

Die EU hat somit auf den Stufen der Produktion, des Vertriebs und des Handels die Elektrizitätsmärkte formal vollständig geöffnet. Die Monopole auf der Übertragungs- und Verteilungsebene bestehen weiterhin, müssen aber anderen Teilnehmern den diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren. Zur Sicherstellung der Nichtdiskriminierung wurden bestehende integrierte Energieversorger ganz oder teilweise entflechtet. Dies entspricht einem disaggregierten wettbewerbpolitischen Ansatz¹⁴, bei dem der Markt für diejenigen Wertschöpfungsstufen geöffnet wird, in denen aus ökonomischer Sicht die Grundvoraussetzungen für Wettbewerb gegeben sind, und flankierend ein nichtdiskriminierender Zugang zu denjenigen Wertschöpfungsstufen gewährt wird, in denen ein monopolistischer Engpass vorliegt.

Die Schweiz ist mit dem Erlass des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) dem Ansatz der EU grundsätzlich gefolgt und stellt gegenwärtig die vollständige Marktöffnung auch für Kleinkunden zur Diskussion (vgl. Einleitung).

Tabelle 1 stellt den Stand der Strommarktöffnung in Europa und in der Schweiz vergleichend dar.

¹¹ Für Übertragungsnetzbetreiber sieht das EU-Recht drei verschiedene Modelle vor, die sich im Grad der organisatorischen, strukturellen und eigentumsrechtlichen Entflechtung sowie im Grad der damit einhergehenden Überwachung unterscheiden. Für Verteilnetzbetreiber verlangt das EU-Recht eine rechtliche, funktionale sowie buchhalterische Entflechtung der Netzaktivitäten. Dies bedeutet, dass die Netzaktivitäten eines Verteilnetzbetreibers in ein rechtlich eigenständiges Unternehmen ausgegliedert werden müssen, aber innerhalb einer vertikal integrierten Unternehmensstruktur verbleiben können. Zudem muss die Führung der Netzgesellschaft von den anderen Unternehmensteilen eigenständig agieren können. Ebenso muss die Netzgesellschaft eine eigene Buchhaltung führen. Kleine Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100'000 Endkunden können von den Vorgaben der rechtlichen und funktionalen Entflechtung ausgenommen werden (EU-Kommission, 2010)

¹² Breit gefasst inkl. Versorgungssicherheit, Regelmässigkeit, Qualität und Preis der Versorgung.

¹³ Vgl. Art. 3 der Richtlinie 2009/72/EC. Der supplier of last resort soll den Zugang zu Strom für bedürftige Konsumenten sichern, oder für jene Konsumenten, welche mangels fehlender Infrastruktur einen erschwerten Zugang zu Strom haben.

¹⁴ Vgl. hierzu z.B. Knieps (2001).

Tabelle 1: Strommarktöffnung in Europa und in der Schweiz

	Theorie	EU	Schweiz
Produktion/Erzeugung	Markt möglich	Zulassung	Zulassung
Lieferung Grosskunde	Markt möglich	Geöffnet seit 2004	Geöffnet seit 2009
Lieferung Kleinkunde	Markt möglich	Geöffnet seit 2007	Vorgeschlagen ab 2018
Übertragung	Markt nicht möglich (monopolistischer Engpass)	Regulierter Zugang, strukturelle Entflechtung	Regulierter Zugang, strukturelle Entflechtung
Verteilung	Markt nicht möglich (monopolistischer Engpass)	Regulierter Zugang, teilw. strukturelle, teilw. funktionale Entflechtung	Regulierter Zugang, funktionale Entflechtung

Quelle: Trinkner, Scherrer / Die Volkswirtschaft (2015)

2.1.3 Hoher Grad an Autonomie für Energiepolitik der Mitgliedstaaten

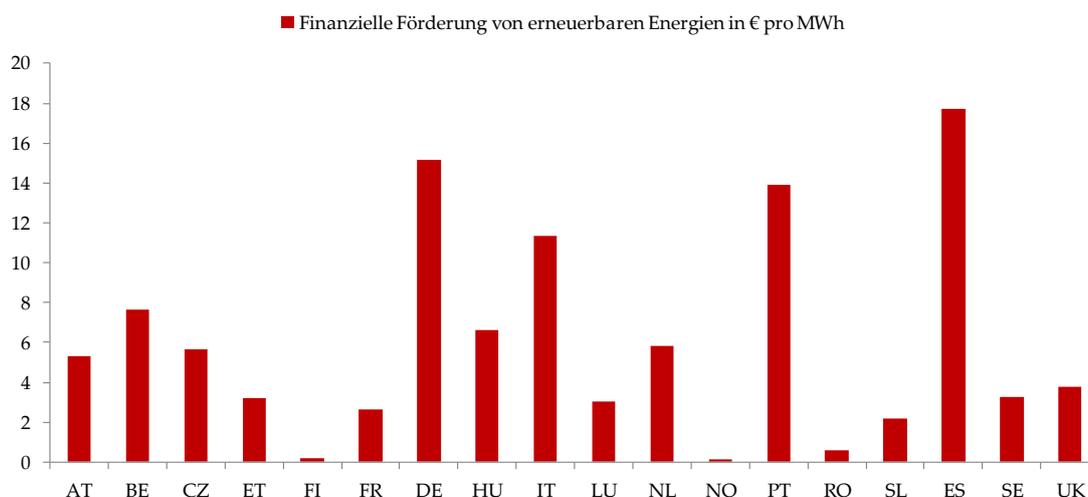
Ungeachtet der Marktöffnung und den EU-Energiebinnenmarkttrichtlinien gibt Art. 194(2) des Vertrags von Lissabon über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) den Mitgliedstaaten nationale Souveränität über die Bedingungen für die Nutzung ihrer Energieressourcen, ihrer Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung. Die Mitgliedstaaten sind also grundsätzlich frei, die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung zu bestimmen.

Darüber hinaus stärkt die Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien (2009/28/EG) die nationale Souveränität im Stromsektor, indem sie zur Erreichung der europäischen Klimaziele explizit die Möglichkeit beinhaltet, dass die Mitgliedstaaten rein nationale Förderprogramme umsetzen dürfen (vgl. Art. 3, Abs. 2). Im Juli 2014 hat der Europäische Gerichtshof diese Regelung in einem Urteil bestätigt: „Der Gerichtshof weist darauf hin, dass die Richtlinie die Mitgliedstaaten, die sich für eine Förderregelung entschieden haben, nicht verpflichtet, die Förderung nach dieser Regelung auf den im Hoheitsgebiet eines anderen Mitgliedstaats erzeugten grünen Strom zu erstrecken“ (EUGH, 2014). Exemplarisch zeigt Abbildung 1 auf, wie unterschiedlich die Erzeugung mittels erneuerbarer Energien in Europa finanziell unterstützt wird, was erzeugungsseitig mit entsprechenden Marktverzerrungen einhergeht (vgl. dazu auch Kapitel 2.2.2).¹⁵

Ecofys (2014) kommt zum Schluss, dass EU-weit im Jahr 2012 Energiesubventionen in der Höhe von 113 Mrd. Euro gesprochen worden sind – etwa in Form von Einspeisevergütungen und Investitionszuschüssen für Energieproduzenten oder in Form von Steuererleichterungen für Energieverbraucher. Stromproduzenten gehörten dabei zu den grössten Subventionsempfängern: So wurde 2012 gemäss den Schätzungen von Ecofys die Stromproduktion aus Solarkraft mit knapp 15 Mrd. Euro subventioniert. An nächster Stelle folgen mit je 10 Mrd. Euro Windkraft (onshore) und Kohle. Biomasse wurde mit rund 8 Mrd. Euro subventioniert.

¹⁵ Mit der Begründung, dass in Zukunft die nationalen Stromerzeugungskapazitäten knapp werden könnten, sind zudem einige EU-Mitgliedstaaten im Begriff, nationale Kapazitätsmechanismen einzuführen, mit welchen Kraftwerke nicht nur für die eigentliche Produktion von Strom, sondern auch für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität Vergütungen erhalten. Der anhaltende Trend zu Kapazitätsmechanismen erhöht die Möglichkeit der Mitgliedstaaten, ausgewählte Stromerzeugungstechnologien auf eigenem Boden zu unterstützen (vgl. Kapitel 2.2.2).

Abbildung 1: Unterschiedlicher Umfang der Förderung von erneuerbaren Energien



Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von CEER (2013)

Um diesen hohen Subventionen und dem drohenden Auseinanderbrechen des europäischen Energiebinnenmarktes aufgrund nationaler Förderprogramme und Kapazitätsmechanismen ein Stück weit entgegenzuwirken, hat die EU-Kommission im Juli 2014 neue Staatsbeihilfeleitlinien erlassen. Diese sollen u.a. bezüglich Förderprogrammen z.B. die Bedingungen verschärfen, unter welchen Unternehmen, die stromintensiv und internationaler Konkurrenz ausgesetzt sind, von der Entrichtung von Abgaben zur Finanzierung der Subventionen der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ausgenommen werden können.¹⁶

Als Resultat unterschiedlicher historischer Entwicklungen und unterschiedlicher aktueller Regulierungsrahmen unterscheiden sich die nationalen Stromversorgungen der EU-Mitgliedstaaten weiterhin stark, vor allem was den Stromerzeugungsmix anbelangt. So ist die Stromerzeu-

¹⁶ 2014/C 200/01: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 - 2020.

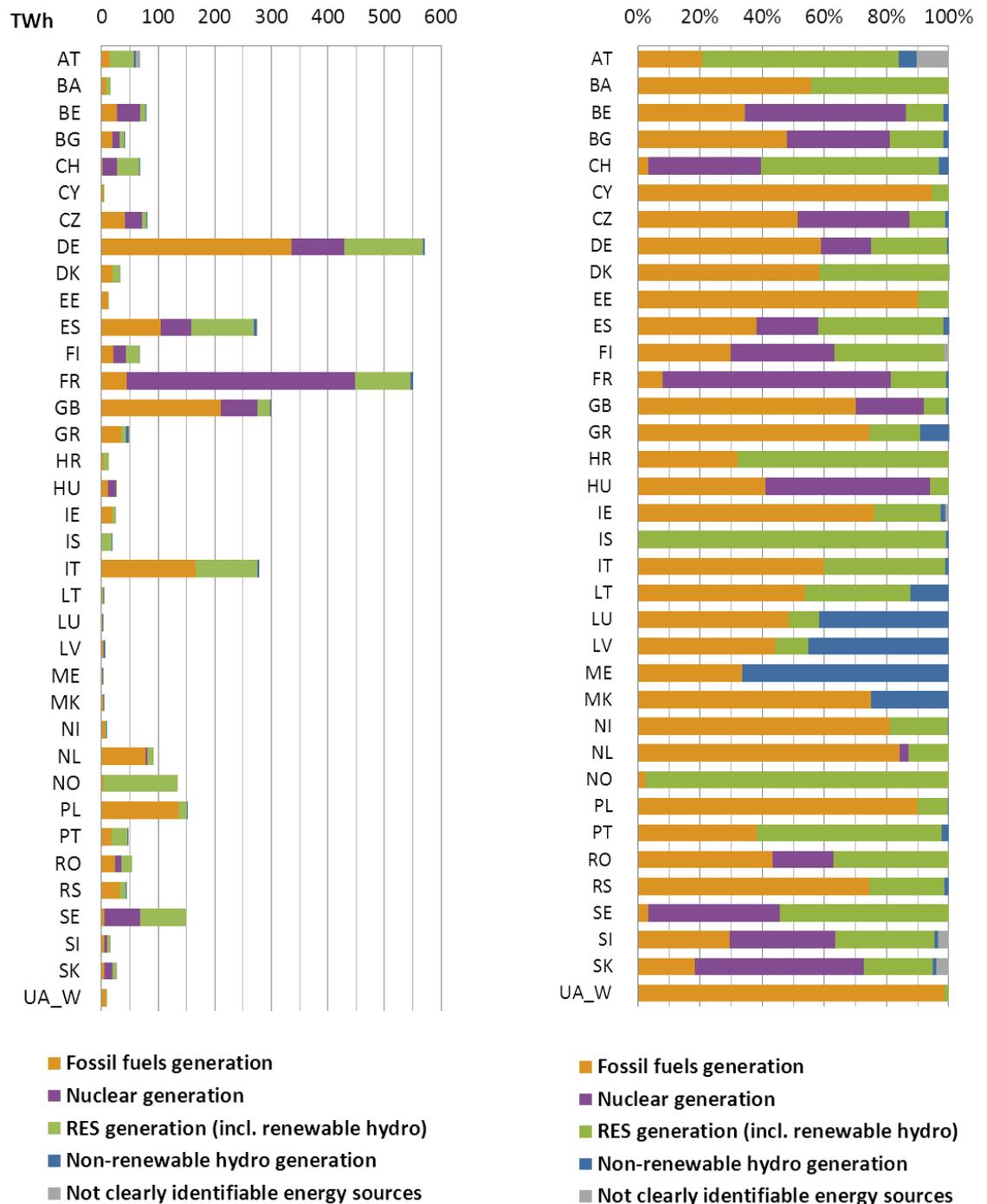
Vor der Einführung von nationalen Kapazitätsmechanismen soll ein Mitgliedstaat in einem ersten Schritt alle bestehenden Verzerrungen beseitigen, die zu einer „inadäquaten“ Stromerzeugungskapazität führen könnten. Falls ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wird, sollten gewisse Prinzipien beachtet werden, z.B. dass bestehende wie auch neue Kraftwerke Zugang zum Kapazitätsmechanismus haben sollten und dass die Kapazitätsmechanismen lediglich die Zurverfügungstellung von Kapazität und nicht den Verkauf von Strom vergüten. Unter gewissen Bedingungen sollen auch Betreiber aus anderen Mitgliedstaaten berücksichtigt werden können, u.a. wenn dem Mitgliedstaat, der die Massnahme durchführt, die Kapazität tatsächlich zur Verfügung gestellt werden kann und die mit der Massnahme verbundenen Auflagen auch durchgesetzt werden können.

Um eine stärkere Harmonisierung der Förderprogramme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen und gleichzeitig die Effizienz dieser Förderprogramme zu erhöhen, will die EU-Kommission bei deren Beurteilung folgende Leitlinien beachten: Investitionshilfen von über 15 Millionen Euro per Unternehmen sowie Produktionssubventionen für Anlagen mit einer Leistung von über 250 MW müssen der Kommission gemeldet werden. Diese entscheidet dann, ob die entsprechenden Massnahmen mit den Leitlinien vereinbar sind. Um die Marktintegration der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zu erhöhen, sollen ab 2016 neue Förderbeiträge nur noch in Form von Einspeiseprämien und nicht mehr in Form von Einspeisevergütungen gesprochen werden. Mit Einspeiseprämien müssen die betroffenen Stromerzeuger ihre Produktion eigenständig verkaufen und erhalten zusätzlich eine technologiespezifische Prämie, welche in Auktionen und nicht mehr administrativ festzusetzen ist. Zudem sollen Produzenten, die Strom aus erneuerbaren Quellen produzieren, in Zukunft für die Ausgleichskosten aufkommen, die sie verursachen.

gung in Deutschland, Grossbritannien und Italien beispielsweise von fossilen Brennstoffen dominiert, währendem in Belgien und Frankreich 2013 Atomkraftwerke den grössten Beitrag zur Stromerzeugung beisteuerten (vgl. Abbildung 2).

Gesamthaft dominierte in den EU-28-Staaten im Jahr 2012 die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit einem Anteil von knapp 50% an der gesamten Stromerzeugung, währenddessen Kernkraftwerke knapp 30% und erneuerbare Quellen („RES“) rund 20% zur Stromproduktion beitrugen (EU-Kommission, 2014b).

Abbildung 2: Stromerzeugungsmix europäischer Länder



Quelle: ENTSO-E (2015b)

2.1.4 Umsetzung des Binnenmarktpaketes

Die Umsetzung der Bestimmungen des dritten Binnenmarktpaketes ist weiterhin im Gange. So ist die EU-Kommission darum bemüht, sicherzustellen, dass die Vorgaben der Richtlinie 2009/72/EG korrekt in nationales Recht transponiert und anschliessend korrekt angewandt werden. So hatte bis Ablauf der Umsetzungsfrist im März 2011 kein einziger EU-Mitgliedstaat die Vorgaben vollständig umgesetzt. Seither hat die EU-Kommission 38 Vertragsverletzungsverfahren wegen unvollständiger Umsetzung des dritten Binnenmarktpaketes gegen 19 EU-Mitgliedstaaten angestrengt. In allen Fällen haben die betroffenen Mitgliedstaaten ein Urteil des Europäischen Gerichtshofes verhindert, indem sie die notwendigen Massnahmen schliesslich von sich aus eingeleitet haben. Die EU-Kommission führt weiterhin systematische „non-conformity assessments“ durch, um die korrekte Anwendung der neuen Regeln sicherzustellen. Im Fokus dieser „non-conformity assessments“ steht die Unabhängigkeit der nationalen Regulatoren, die Höhe von Netztarifen, das Vorhandensein von Markteintrittsbarrieren in nationalen Retailmärkten sowie die Einhaltung der Entflechtungsvorgaben (Europäische Kommission, 2014e; Papsch, 2015).¹⁷

Um zu verhindern, dass heterogene und sich rasch ändernde nationale Regulierungen neue Markteintrittsbarrieren schaffen können, erarbeiten der Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E und die europäische Regulierungsbehörde ACER auf Basis der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zurzeit neue Regeln für einen stärker integrierten und harmonisierten Strom- und Gasbinnenmarkt in Form verschiedener Network Codes.¹⁸ In den Network Codes werden unter anderem der Regulierungsrahmen für die Zuteilung der innereuropäischen Grenzkapazitäten (Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management) oder die Bestimmungen für eine stärkere Integration der Regelenergiemärkte (Network Code on Electricity Balancing) geregelt. Zum jetzigen Zeitpunkt ist ein erster ausführlicher Network Code zur Kapazitätsvergabe und zum Engpassmanagement als Verordnung 2015/1222/EU von der EU-Kommission verabschiedet worden.¹⁹ Unter anderem wird in der Verordnung die Strommarktkopplung innerhalb von Europa für rechtsverbindlich erklärt. Die übrigen Codes befinden sich im Prozess der Komitologie, bei der auch EU-Parlament und Rat über die von ENTSO-E und ACER ausgearbeiteten Codes entscheiden (ENTSO-E, 2015).

Parallel zur Ausarbeitung der Network Codes hat ACER gestützt auf die REMIT-Regulierung (Regulierung EG/1227/2011) ein System zur zentralisierten Überwachung des Energiegrosshandels in der EU ausgearbeitet. Unter REMIT werden mögliche Marktmanipulationen untersucht und allenfalls geahndet. Dabei wird sich ACER u.a. auf eine grosse Anzahl von Produktions-,

¹⁷ COM (2014).315. Enforcement of the Third Internal Energy Market Package. Commission Staff Working Document.

¹⁸ COM (2014) 634: Progress towards completing the International Energy Market. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economics and Social Committee and the Committee of the Regions.

¹⁹ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

Handels- und Konsumdaten stützen, welche die Teilnehmer des Grosshandelsmarktes neu erfassen müssen. Die Umsetzungsakte von REMIT wurden im Januar 2015 verabschiedet, und im Oktober 2015 beginnt die Datenerfassung (ACER, 2015).

2.1.5 Ausblick: EU-Energiestrategie 2020, Energieunion und Klimapolitik

Die EU-Kommission legte im März 2006 das Grünbuch über eine „nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung“ vor.²⁰ Dies resultierte im Jahr 2007 in einer vom Europäischen Rat beschlossenen ersten Ausgabe einer gemeinsamen Energiepolitik.²¹ Demnach sollten **Treibhausgase reduziert**, die durch die **Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen induzierte externe Verwundbarkeit der EU gedämpft** und mittels **wettbewerbsfähiger Energieversorgung** das Wirtschaftswachstum und die Beschäftigung gefördert werden. Im Jahr 2010 folgte die Energiestrategie 2020²² mit folgenden Schwerpunkten:

1. „Europa energieeffizient machen
2. Einen wahrhaft europaweit integrierten Energiemarkt schaffen
3. Verbraucherautonomie stärken und das höchste Niveau an Sicherheit und Gefahrenabwehr erreichen
4. Die Führungsrolle Europas im Bereich der Energietechnologien und Innovation ausbauen
5. Die externe Dimension des EU-Energiemarkts stärken“²³

Unter dem Begriff „Energieunion“ hat die EU-Kommission im Februar 2015 zudem eine neue Offensive mit dem Ziel einer vertieften Integration und verbesserten Versorgungssicherheit der europäischen Energieversorgung gestartet, welche im März 2015 vom Europäischen Rat offizielle Unterstützung erhielt. Im Rahmen der Energieunion strebt die Kommission verschiedene Massnahmen an, welche die bestehenden Regeln ergänzen sollen, u.a. sollen die Kompetenzen sowie die Unabhängigkeit der europäischen Strommarktregulatorin ACER gestärkt werden, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien besser in den Strommarkt integriert werden, die grenzüberschreitenden Interkonnektoren ausgebaut und der Emission-Cap des europäischen Emissionshandelssystems rascher abgesenkt werden (EU-Kommission, 2015).

Neben der Energieunion wird auch die zukünftige Klimapolitik Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt haben. Im Oktober 2014 haben die europäischen Staats- und Regierungschef der Energiestrategie 2030 zugestimmt, in deren Rahmen bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Höhe von 40% gegenüber 1990 angestrebt wird. Im Bestreben, der Energiestrategie 2030 einen rechtlichen Rahmen zu geben, hat die EU-Kommission im Juli 2015 einen Vorschlag zur Reformierung des europäischen Emissionsrechtshandelssystems unterbreitet, welches u.a. eine stärkere jährliche Absenkung der maximal verfügbaren Emissionsrechte

²⁰ COM(2006)105: Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie.

²¹ COM(2007)1: Eine Energiepolitik für Europa.

²² COM(2010)639: Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie.

²³ Mit Bezug zur Schweiz insbesondere relevant: „Mit dieser Strategie soll zum einen der Binnenmarkt gestärkt und zum anderen die Beteiligung der Nachbarstaaten an diesem Binnenmarkt gefördert werden. Hierzu müssen die geltenden internationalen Abkommen an die Binnenmarktvorschriften angepasst werden, um die Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten im Hinblick auf den Abschluss neuer Übereinkünfte zu stärken.“

enthält, was ceteris paribus zu einem Anstieg der Emissionsrechte z.B. fossiler Kraftwerke führen sollte.²⁴ Die EU-Kommission hat zudem die Schaffung einer "Market Stability Reserve" für das Emissionshandelssystem vorgeschlagen, mit dem Ziel, die Anzahl verfügbarer Emissionsrechte und damit deren Preis mittelfristig zu stabilisieren.²⁵

2.2 Auswirkungen der Strommarktöffnung

Im folgenden Abschnitt wird als erstes die Entwicklung des europäischen Strommarktes seit der Marktöffnung anhand diverser wirtschaftlicher Indikatoren beschrieben (2.2.1). Anschließend werden aktuelle Marktmechanismen erläutert (2.2.2). Darüber hinaus werden bestehende Eintrittsbarrieren analysiert (2.2.3) sowie das resultierende Marktverhalten der im Strommarkt beteiligten Akteure geschildert (2.2.4). Die gewonnenen Erkenntnisse werden in einem kurzen Fazit zusammengetragen (2.2.5).

2.2.1 Indikatoren

Von geöffneten Märkten wird allgemein erwartet, dass der entstehende Wettbewerbsdruck zu Effizienzverbesserungen und kundenfreundlicheren Dienstleistungen führt, was sich in günstigeren Preisen und/oder verbesserter Qualität äussert.

Nachfolgend werden die diesbezüglichen Entwicklungen anhand von Indikatoren zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass sich die kausalen Effekte der Strommarktöffnung nur schwer isolieren lassen, da sich deren Auswirkungen teilweise mit anderen Effekten wie zum Beispiel denjenigen der Energiewende oder der Finanzkrise überlagern.

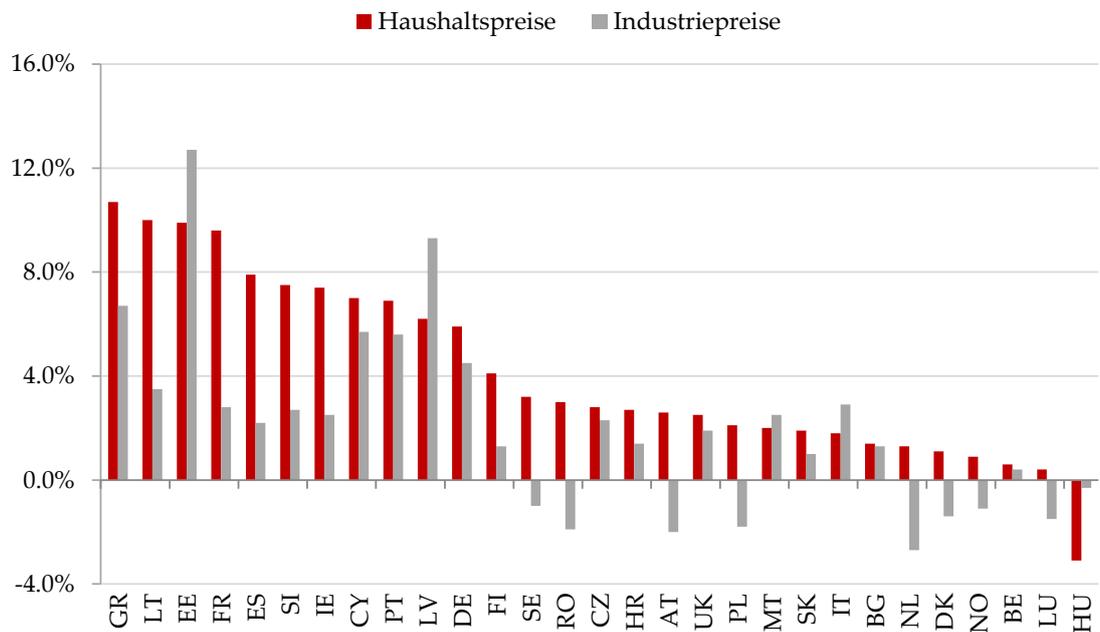
Preise

Im Zeitraum von 2008 bis 2013 sind die Endkundenpreise für Strom – unter Mitberücksichtigung aller Preiskomponenten, d. h. der Preise für die Energie, der Entgelte für die Netznutzung sowie aller Abgaben und Steuern – sowohl für Klein- als auch für Grosskunden in den EU-28 Staaten mehrheitlich gestiegen. Für Kleinkunden sind die Preise in dieser Periode lediglich in Ungarn gesunken, was auf eine staatliche Regulierung im Jahr 2013 (Reduktion um 20%) zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 3). Im Durchschnitt sind allein im Jahr 2013 die Endkundenpreis für Haushalte um 4.4% und jene für industrielle Grossverbraucher um 2% gestiegen, was zu einem Auseinanderdriften von Klein- und Grosskundenpreisen beigetragen hat (ACER, 2014).

²⁴ COM(2015)148: Proposal for a directive of the European parliament and of the council amending directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reduction and low-carbon investments.

²⁵ COM(2014)20/2: Proposal for a decision of the European parliament and of the council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/97/EC

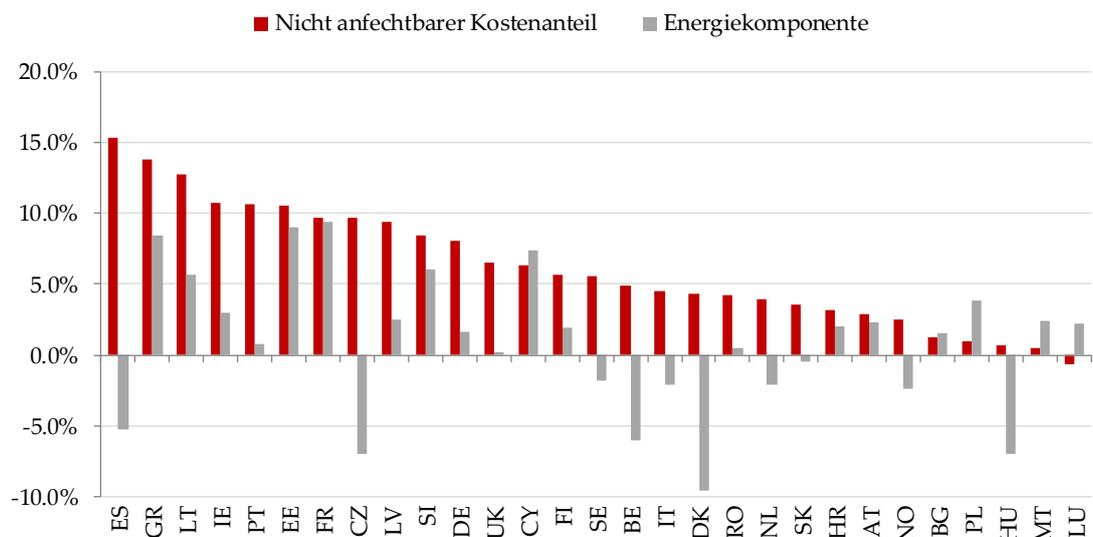
Abbildung 3: Durchschnittliche Entwicklung der Endkundenpreise für Strom 2008-2013



Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von ACER (2014)

Die „Non contestable costs“, also die nicht dem Wettbewerb ausgesetzten Kostenanteile, sind mit Ausnahme von Luxemburg in der Zeitperiode von 2008 bis 2013 in allen europäischen Staaten gestiegen und sind damit der stärkste Treiber der Erhöhung der Endkundenpreise (vgl. Abbildung 4). Zu den nicht anfechtbaren Kosten gehören in der Regel Netzentgelte, Steuern und Abgaben. Die Energiekomponenten sind teils gestiegen und teils gesunken, wobei die Preissenkung in Ungarn wie oben beschrieben nicht dem Wettbewerb geschuldet ist, sondern einer Regulierungsmassnahme.

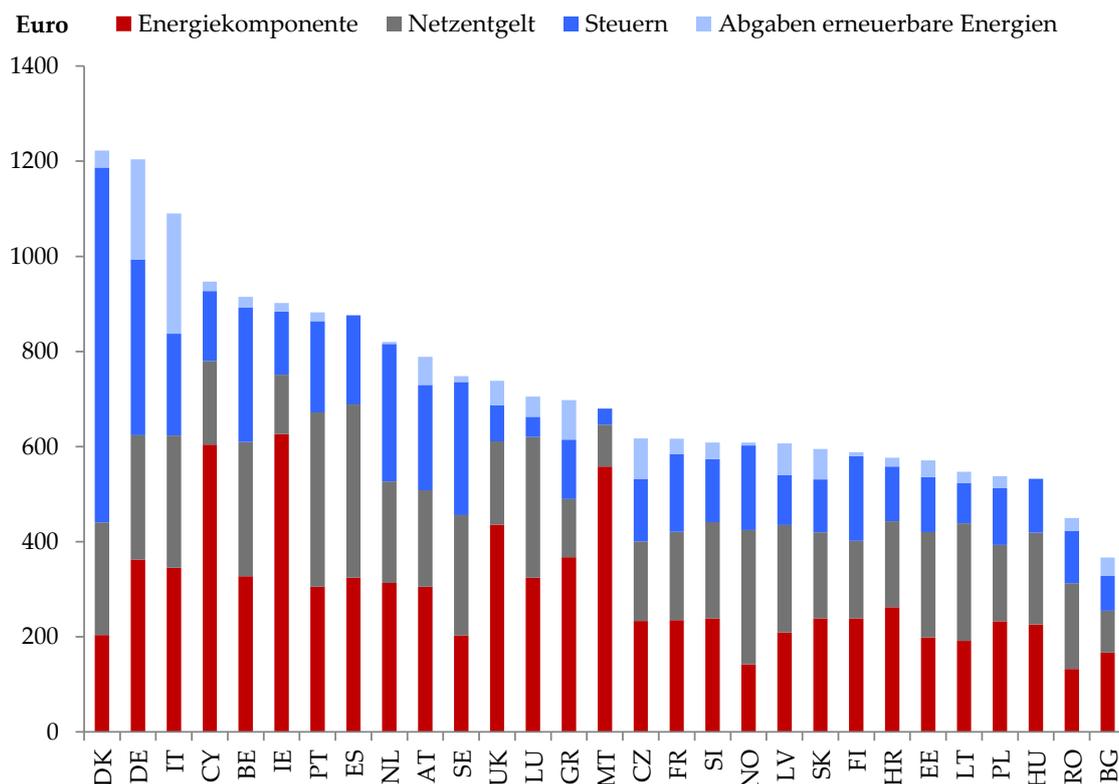
Abbildung 4: Entwicklung der Strompreiskomponenten 2008-2013



Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von ACER (2014)

Die Zusammensetzung der Endkundenpreise für Strom in den verschiedenen europäischen Hauptstädten ist je nach Mitgliedsstaat sehr unterschiedlich (vgl. Abbildung 5). So machten die Energiepreise im Jahr 2013 nur in Malta, Irland, Zypern, Grossbritannien und Griechenland über 50% der Endkundenpreise aus, während in Dänemark Steuern über 60% der gesamten Endkundenpreise ausmachten. Augenscheinlich sind die vergleichsweise hohen Abgaben für erneuerbare Energien in Deutschland und Italien.

Abbildung 5: Zusammensetzung Endkundenpreise in europäischen Hauptstädten 2013



Anmerkungen: Die Angaben richten sich nach einem Haushaltsverbrauch von 4000 kWh jährlich.
Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von ACER (2014)

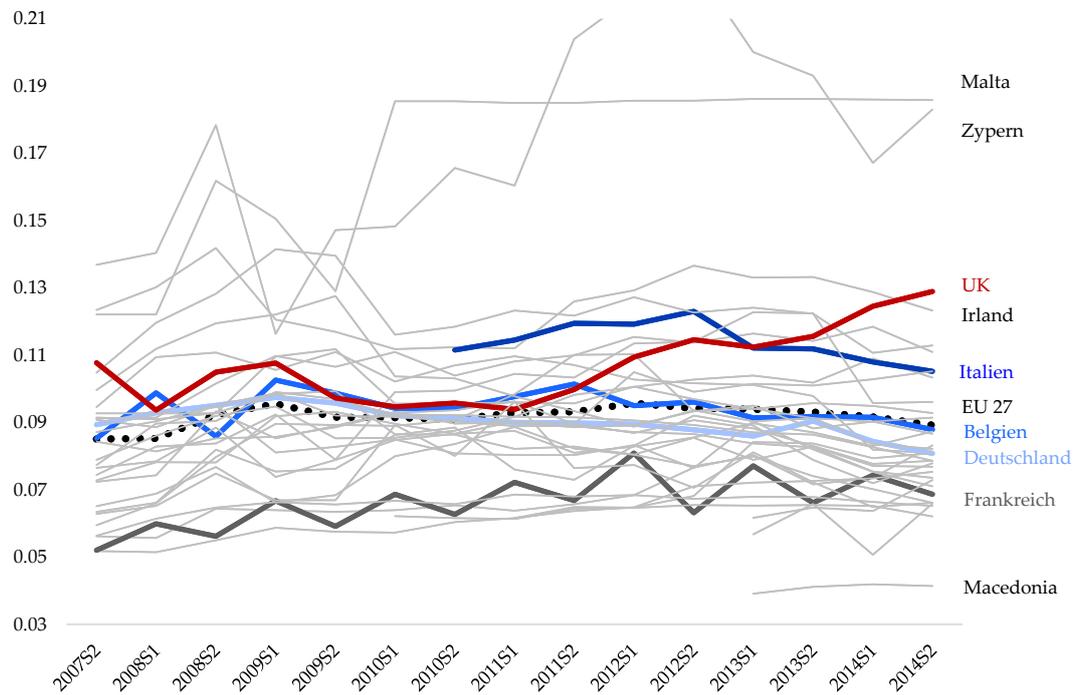
Abbildung 6 stellt die Entwicklung der Preise der Energiekomponente für Gross- und Kleinkunden zwischen 2007 und 2014 dar (die fett hervorgehobenen Länder werden später in Kapitel 3 vertieft). Es ist über die Zeit keine Konvergenz der Preise feststellbar. Die Streuung der Preise bleibt hoch bzw. nimmt gar zu.²⁶ Bei einem integrierten Binnenmarkt wäre überdies zu erwarten, dass die Preise zwischen den Ländern über die Jahre stärker korrelieren. Dies ist vorliegend insbesondere bei den Kleinkunden nicht der Fall²⁷, was auch daran liegt, dass die Endkundenpreise in 15 von 29 untersuchten Ländern (inkl. EFTA-Staaten) weiterhin reguliert werden (ACER 2014).

²⁶ Die Standardabweichung steigt im Zeitraum bei beiden Verbrauchsprofilen, z.B. von 0.026 auf 0.039 bei Kleinkunden. Die Standardabweichung nimmt auch dann zu, wenn sie infolge Neueintritten von Mitgliedsstaaten korrigiert wird.

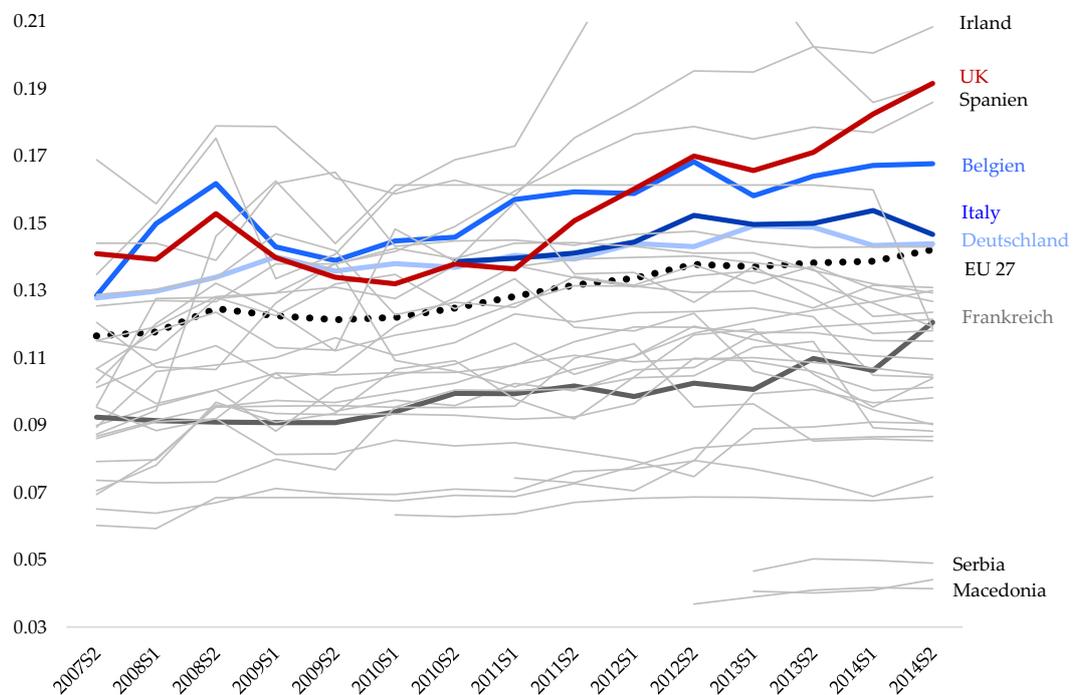
²⁷ Der durchschnittliche Korrelationskoeffizient eines Landes mit dem EU27-Durchschnitt über einen sich verändernden Zeitraum von drei Jahren nimmt zwischen 2007 und 2014 bei Grosskunden von 0,6 auf 0,35 ab, während er

Abbildung 6: Preisentwicklung Energiekomponente 2007-2014

Preise Grosskunden mit Verbrauch zw. 500 und 2000 MWh in Euro



Preise Kleinkunden mit Verbrauch zw. 2.5 MWh und 5.0 MWh



Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von Eurostat (2014)

bei Kleinkunden von 0.55 auf 0.1 abnimmt. Ein Wert von 1 bedeutet vollständige Korrelation, ein Wert von 0 keine Korrelation und ein Wert von -1 eine vollständig negative Korrelation (d. h. gegenläufige Bewegungen). Insgesamt hat also im Untersuchungszeitraum die Korrelation deutlich abgenommen. Der Zusammenhang besteht auch dann, wenn die neu eingetretenen Mitglieder nicht berücksichtigt werden – allerdings weniger ausgeprägt.

Bei Geschäftskunden sticht u.a. Malta ins Auge, wo sich die Preise seit 2010 nicht bewegt haben, was auf eine in dem Zeitraum²⁸ vollständige Abkopplung vom EU-Markt zurückzuführen ist.

Im europäischen Durchschnitt (schwarze gepunktete Linien in Abbildung 6) sind zwischen 2007 und 2014 stabile Grosskundenpreise und steigende Kleinkundenpreise zu beobachten: Das nominale Wachstum der Grosskundenpreise betrug 5% mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 0.6%. Die Kleinkundenpreise wuchsen über denselben Zeitraum absolut um 22% mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 2.7%. Somit ist bei der Energiekomponente (also ohne Berücksichtigung von Netzentgelten, Abgaben und Steuern) ein Auseinanderdriften von Klein- und Grosskundenpreisen zu beobachten.

Qualität

Da einmal erzeugter Strom ein homogenes Gut ist, kann dessen Qualität schwierig differenziert werden. Nachfolgend werden die Qualitätsentwicklungen anhand der Länge und Dauer von Stromunterbrüchen, dem Ausmass von Kundenbeschwerden und der Produktvielfalt besprochen.

Stromausfälle: Als wichtige Kennzahlen zur Qualitätsmessung von Stromversorgern gelten die beiden Kennzahlen SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Die Kennzahl SAIDI misst die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems in Minuten, die Kennzahl SAIFI misst die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit und berechnet sich als Quotient der Summe der Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung und der Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher (vgl. z.B. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2011). Abbildung 7 stellt die Entwicklung der SAIFI Werte (unplanned, all interruptions) dieser Kennzahlen in Europa seit 1999 dar.

Gemäss CEER (2015) fällt die Schweiz im Vergleich mit der EU unter die Länder mit den tiefsten SAIDI- und SAIFI-Werten. Im Zeitvergleich verzeichneten neben der Schweiz die Niederlande, Österreich, Deutschland, Frankreich, Dänemark und Grossbritannien die besten SAIDI- und SAIFI-Werte. Die kumulierte Länge der Ausfälle pro Jahr und Kunde war u.a. in Lettland und Malta über die letzten Jahre hoch und volatil. Die Marktöffnung scheint somit die Anzahl und die Dauer von Stromausfällen in Europa nicht wesentlich verbessert zu haben, während sich für die Schweiz im europäischen Vergleich kein wesentliches Verbesserungspotenzial ausmachen lässt.

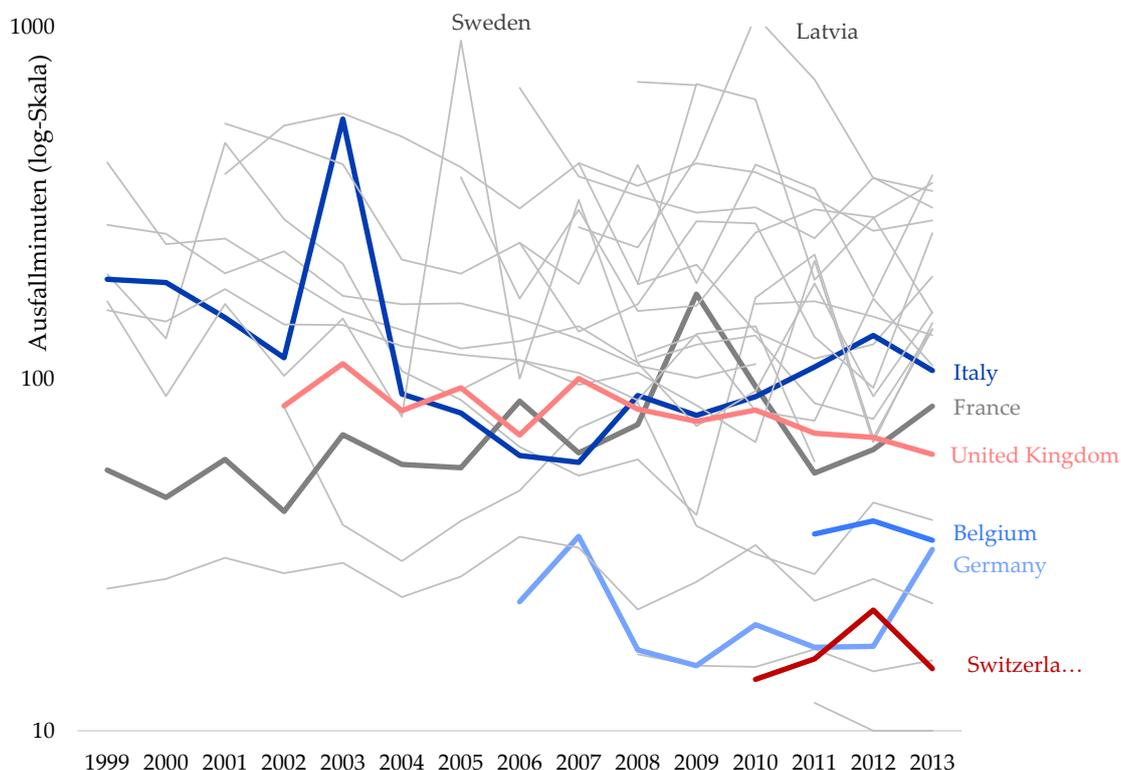
Kundenbeschwerden: Seit 2009 sind alle EU-Mitgliedsstaaten verpflichtet, Kundenbeschwerden nachzuverfolgen. Die Effizienz, mit welcher Kundenbeschwerden bearbeitet werden, ist unter den Mitgliedsländern nach wie vor sehr unterschiedlich. In der Regel dauert die durchschnittliche Bearbeitungszeit mehr als einen Monat (ACER, 2014).

Produktvielfalt: Gemäss ACER (2014) haben Länder, in denen die Marktöffnung früher stattgefunden hat, tendenziell ein breiteres Angebot an Stromprodukten. In manchen Ländern, wie beispielsweise Grossbritannien und Irland, dehnen Stromlieferanten zunehmend ihre Tätigkeiten aus und versuchen, sich als Anbieter von Energiedienstleistungen zu profilieren, indem sie beispielsweise auch Hausinstallationen durchführen (vgl. auch Abschnitt 2.2.4). Gleichzeitig erhöht das Anbieten von Produktbündeln in der Regel die Wechselkosten für Kunden, indem die

²⁸ Malta hat nun seit April 2015 einen physischen Anschluss an das italienische Stromnetz. Vorher war die Insel physisch komplett isoliert und hat Strom ausschliesslich mit fossilen Kraftwerken produziert.

Vergleichbarkeit unterschiedlicher Produkte erschwert wird und der Wechsel aufwendiger wird (ACER, 2014).

Abbildung 7: SAIDI-Werte (unplanned, all interruptions) europäischer Stromanbieter



Quelle: Swiss Economics gestützt auf CEER (2015)

Nachfrage

Die Nachfrage nach Strom im Verhältnis zum BIP ist über den Zeitraum 2008 bis 2013 für den gesamten EU-28-Raum nahezu konstant geblieben. Aufgrund unterschiedlicher ökonomischer Entwicklungen fluktuierte die Stromnachfrage zwischen den Mitgliedstaaten stark. In der Regel hat sich eine schlechte Konjunkturlage negativ auf den Stromkonsum ausgewirkt. In den Mitgliedsstaaten, in denen sich die Nachfrage nach Strom im Jahr 2013 im Vergleich zum Jahr 2012 erhöht hat, stieg mit Ausnahme von Irland auch das BIP an (ACER, 2014).

2.2.2 Marktmechanismen

Grosshandelsmärkte

Mit der Liberalisierung der europäischen Strommärkte sind nationale Grosshandelsmärkte entstanden, die einerseits durch den Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten und andererseits durch die Harmonisierung der Marktregeln zunehmend miteinander verknüpft worden sind.

Besonders weit fortgeschritten ist die Integration der europäischen Day-Ahead-Märkte, in welchen Strom für die Lieferung am darauffolgenden Tag gehandelt wird. In den Day-Ahead-

Märkten bieten Stromproduzenten in Auktionen mit, z.B. gemäss ihren marginalen Stromerzeugungskosten plus einem Aufschlag, und erhalten als Vergütung den Preis, welcher das letzte nachgefragte Kraftwerk im entsprechenden Marktgebiet gesetzt hat (Erdmann und Zweifel, 2007). Je liquider der Markt, desto eher kann angenommen werden, dass die Anbieter tatsächlich gemäss Grenzkosten bieten. An den Day-Ahead-Märkten wird der kurzfristige Dispatch optimiert.

Die europäischen Day-Ahead-Märkte sind in den vergangenen 10 Jahren mit dem sogenannten Market Coupling sukzessive stärker integriert worden. Mit dem Market Coupling werden der produzierte Strom und die grenzüberschreitenden Kapazitäten im Übertragungsnetz gemeinsam gehandelt, mit dem Ziel, die Liquidität im europäischen Stromgrosshandel zu erhöhen. Seit diesem Jahr sind alle EU-Mitgliedstaaten mit Ausnahme von Kroatien, Bulgarien, Griechenland, Zypern, Malta und Irland durch Market Coupling verknüpft. Neu ist somit der Schweizer Strommarkt der einzige im westlichen Kontinentaleuropa, der nicht gekoppelt ist (Swissgrid, 2015). Ohne Market Coupling werden Strom und grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten getrennt voneinander gehandelt. Dies kann unter Umständen zu einer suboptimalen Allokation führen bzw. eine geringere Angleichung der Marktpreise zwischen zwei Preiszonen zur Folge haben. Europäische Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und Regulatoren entwickeln das Day-Ahead Market Coupling ständig weiter. So wenden Deutschland, Frankreich und die Benelux-Staaten seit Mai 2015 neu eine Flow-Based-Methode an, welche im Vergleich zur herkömmlichen Market-Coupling-Methode die tatsächlichen, volatilen Elektrizitätsflüsse besser zu antizipieren vermag (ENTSO-E, 2015; KU Leuven, 2015).

Flexibilitätsmärkte

Als Ergänzung zu den Day-Ahead-Märkten sind auch Intraday- und Regenergiemärkte entstanden, in welchen Elektrizität kurze Zeit vor oder zum Zeitpunkt der Lieferung gehandelt wird. In Intraday- und Regenergiemärkten kommen primär flexible Stromerzeugungseinheiten zum Einsatz. Um eine stärkere Integration der sehr unterschiedlich ausgestalteten nationalen Intraday- und Regenergiemärkte²⁹ zu bewirken, arbeiten die EU-Kommission, ACER sowie ENTSO-E zurzeit an harmonisierten, europaweiten Marktregeln (vgl. dazu Furrer et al., 2015). Im Zuge der verstärkten Einspeisung stochastisch produzierender erneuerbarer Energien ist zu erwarten, dass Intraday- wie auch Regenergiemärkte an Bedeutung gewinnen werden (vgl. dazu auch Kapitel 2.1.4).

Mit dem Zubau dezentraler Energieerzeugung wird vermehrt die Öffnung bzw. die Einführung von neuen Märkten für auf der Verteilnetzebene angeschlossene Flexibilitäten (Speicher, flexible Erzeugung und Lasten) diskutiert, mit dem Ziel, antizipierte lokale Netzengpässe auf der Verteilnetzebene mittels Marktmechanismen zu beseitigen. Gegenwärtig wird beispielsweise in Deutschland ein Ampelmodell mit einem neuen Flexibilitätsmarkt in der gelben Phase mit prognostizierten lokalen Engpässen vorgeschlagen, vgl. z.B. BDEW (2015) oder bezogen auf die Schweiz Nabe et al. (2015).

Preiszonen

Neben der Verknüpfung der verschiedenen Märkte stellt sich im Design der Grosshandelsmärkte die Frage nach der optimalen geographischen Abgrenzung der einzelnen Preiszonen.

²⁹ Vgl. ENTSO-E (2015d) für eine Übersicht über die europäischen Regenergiemärkte.

In einer Preiszone herrschen einheitliche Preise. Bei der Definition der Preiszonen müssen zwei Effekte gegeneinander abgewogen werden: Grössere Preiszonen erhöhen die Liquidität des angebotenen Stroms, können aber zu ineffizientem Austausch führen, da allfällige Knappheiten im Stromnetz und Externalitäten von Erzeugern auf die Stromnetze nicht abgebildet werden, was wiederum zu hohen Redispatch- und Ausgleichskosten führt. Mit kleineren Preiszonen können dagegen Knappheiten im Übertragungsnetz genauer abgebildet und Redispatch- und Ausgleichskosten minimiert werden, gleichzeitig zeichnen sie sich aber durch eine tiefere Liquidität aus (Krönert et al., 2013).

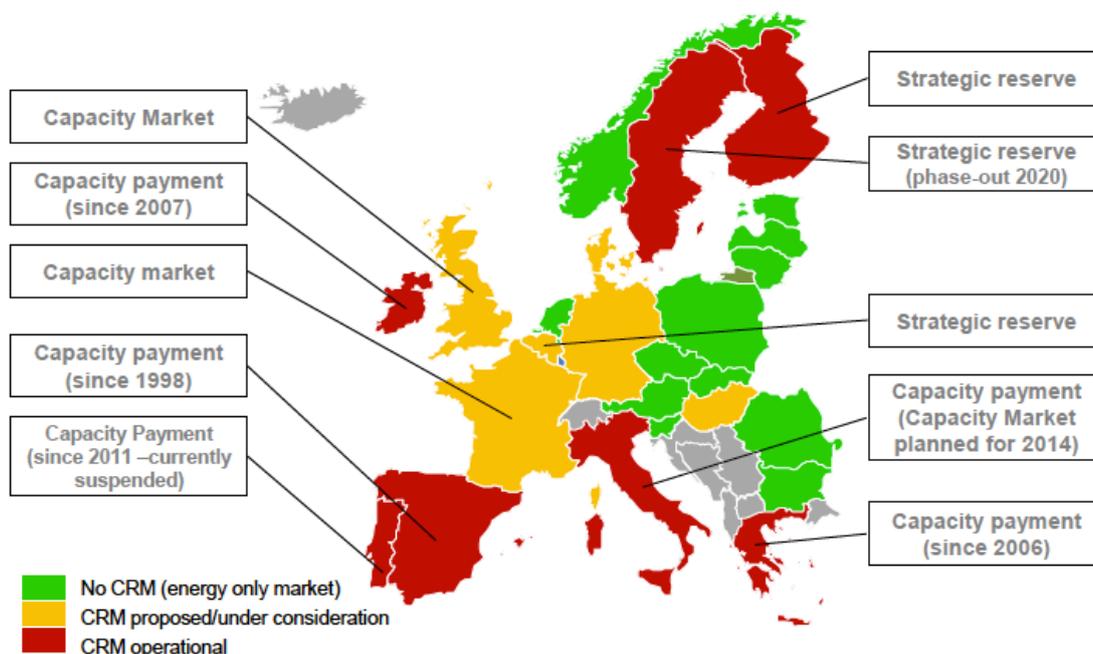
In Europa haben sich unterschiedliche Modelle für Preiszonen entwickelt. Während Deutschland, Österreich und Luxemburg zu einer Preiszone zusammengeschlossen sind, entsprechen in der Mehrzahl der europäischen Staaten – wie auch in der Schweiz – Preiszonen den nationalen Grenzen. Italien und der Nordic Electricity Market von Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland haben sich dagegen für ein Marktmodell mit mehreren Preiszonen pro Land entschieden.³⁰ Der nordische Markt ist in 12 Preiszonen unterteilt. Kommt es zu Engpässen in der Übertragungskapazität zwischen einzelnen Zonen, werden die Zonenpreise so angepasst, dass der marginale Nutzen aus Elektrizität in der jeweiligen Zone reflektiert wird. Der NSP (Nordic System Price) wird als Referenzpreis für Terminkontrakte verwendet. Der NSP ist derjenige hypothetische Preis, der sich einstellen würde, wenn es keine Engpässe geben würde (Krönert et al., 2013).

Kapazitätsmechanismen

In der Sorge, dass im Zuge tiefer Grosshandelspreise nicht mehr ausreichende Investitionssignale für den Bau neuer Kraftwerke bestehen, haben zahlreiche europäische Staaten Kapazitätsmechanismen eingeführt. Im Rahmen von Kapazitätsmechanismen erhalten Kraftwerke zusätzlich zum bestehenden Strommarkt Vergütungen für die blosse Zurverfügungstellung von Stromerzeugungskapazität, was Investitionsanreize für den Bau neuer Kraftwerke bzw. für die Instandhaltung von bestehenden Kraftwerken geben sollte. Kapazitätsmechanismen können z.B. spezifisch dazu dienen, Investitionsanreize für flexibel einsetzbare, konventionelle Kraftwerke (wie z.B. Gas- oder Pumpspeicherkraftwerke) zu schaffen, welche in der Lage sind, die stochastische Produktion von Anlagen zu ergänzen, welche Strom aus erneuerbaren Quellen produzieren. Gemäss ACER (2013) kann die einseitige Einführung von Kapazitätsmechanismen zu Fehlanreizen in der Investitionsentscheidung führen. Kapazitätsmechanismen bevorzugen die Erzeugung im eigenen Land bzw. machen den eigenen Standort für Investitionen in Erzeugungsanlagen attraktiver, vgl. z.B. Meister (2015). Werden nicht einheimische Erzeugungskapazitäten nicht berücksichtigt, führt dies zu Wettbewerbsverzerrungen und kann impliziter Subventionierung nationaler Erzeugung gleichkommen. Abbildung 8 stellt den Stand im Jahr 2013 dar und zeigt, dass abgesehen von Österreich, Norwegen und den Niederlanden alle „alten“ europäischen Mitgliedstaaten auf Kapazitätsmärkte oder -zahlungen setzen (sog. Capacity Remuneration Mechanisms, CRM).

³⁰ Für eine Übersicht vgl. Ofgem (2014d).

Abbildung 8: Kapazitätsmechanismen in der EU (Stand 2013)



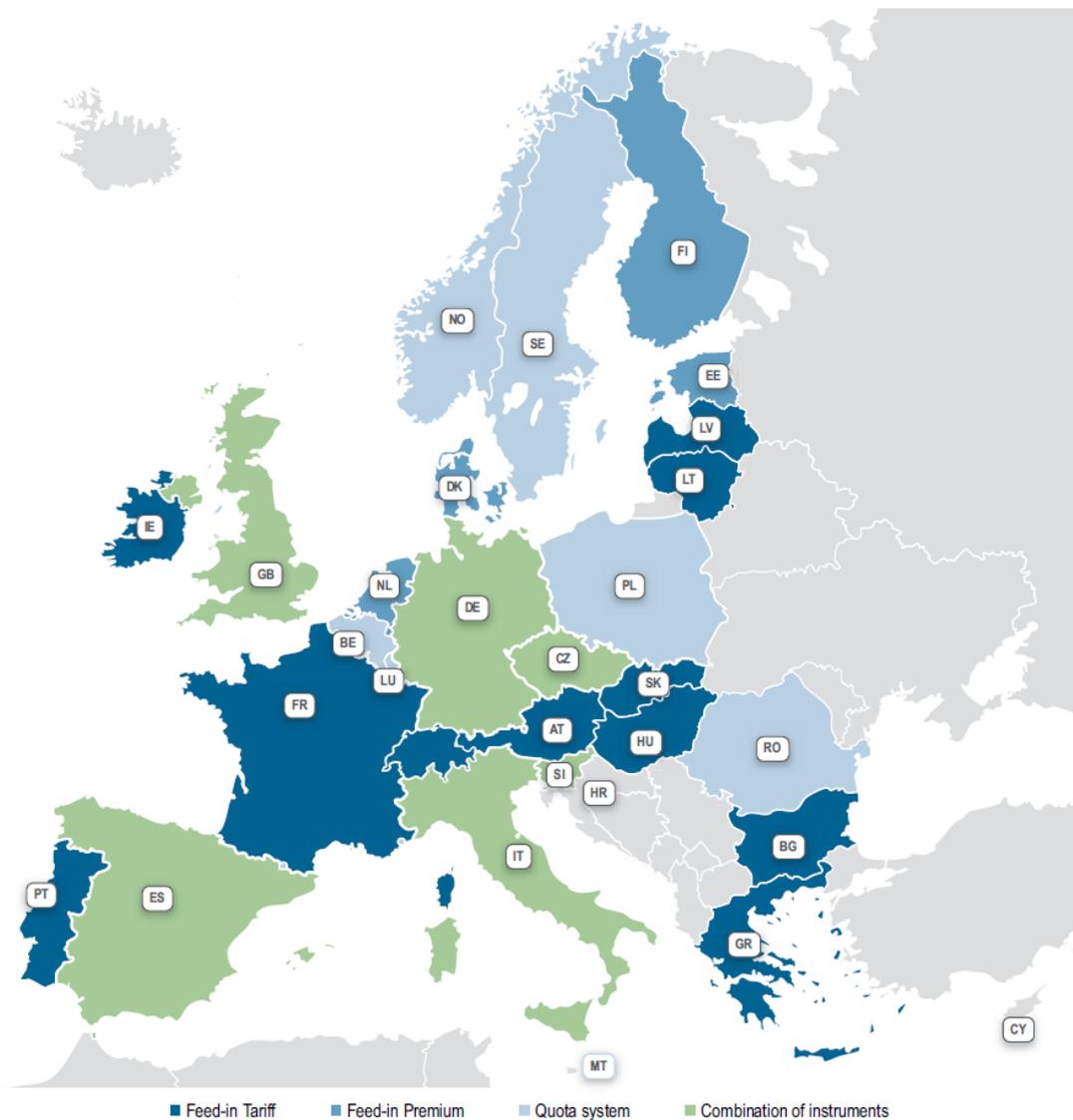
Quelle: ACER (2013)

Förderungen, Umlagen und Steuern

Wie in Kapitel 2.1.3 angetönt, verfügen die EU-Mitgliedstaaten über ein hohes Mass an Autonomie in der Ausgestaltung ihres Stromerzeugungsmixes und ihrer Umwelt- und Klimapolitiken. Dies manifestiert sich einerseits in heterogenen Förderungsmechanismen wie in Abbildung 9 dargestellt, andererseits aber auch in unterschiedlich starker Subventionierung, vgl. Abbildung 1. Frankreich, Irland, Portugal, Österreich, die Slowakei, Ungarn, Belgien, Griechenland, Lettland und Litauen setzen primär auf Einspeisevergütungen, während in Dänemark, Finnland, Estland und in den Niederlanden hauptsächlich Einspeiseprämien zur Anwendung kommen. Norwegen, Schweden, Belgien, Polen und Rumänien setzen wiederum auf Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten. Grossbritannien, Deutschland, Tschechien, Italien, Spanien und Slowenien wenden gleichzeitig verschiedene Förderinstrumente an (ACER, 2014). Mit der Ausnahme von Belgien und Luxemburg finanzieren sämtliche EU-Mitgliedstaaten die Förderprogramme für erneuerbare Energien ausserhalb des Staatshaushaltes, d. h. indem sie spezifische Abgaben auf den Elektrizitätskonsum der Endkonsumenten erheben (Europäische Kommission, 2013; Held et al., 2014).

Die EU-Mitgliedstaaten erheben zusätzliche, nicht zweckgebundene Abgaben (Excise Duties) auf den Elektrizitätskonsum. Die Richtlinie 2003/96/EG legt die EU-weiten Mindestsätze fest, welche mit 0.5 Euro pro MWh für nichtkommerziellen Konsum ("non-business use") und 1 Euro pro MWh für kommerziellen Konsum ("business use") relativ tief angesetzt sind. Die tatsächlich von den EU-Mitgliedstaaten erhobenen indirekten Steuern inklusive Mehrwertsteuer (MwSt.) auf den Elektrizitätskonsum unterscheiden sich, auch aufgrund unterschiedlicher Inanspruchnahme von Ausnahmeregelungen, entsprechend stark. So besteuern die Niederlande den kommerziellen Konsum inkl. MwSt. mit bis zu 140 Euro pro MWh, während die Steuersätze in den meisten anderen EU-Mitgliedstaaten zwischen 20 und 40 Euro pro MWh liegen (vgl. Europäische Kommission, 2015).

Abbildung 9: Primäre Fördermechanismen für erneuerbare Energien



Quelle: ACER (2014) gestützt auf <http://www.res-legal.eu>

2.2.3 Markteintrittsbarrieren

Als nächstes stellt sich die Frage, inwieweit nach der Marktöffnung noch Markteintrittsbarrieren bestehen. Aus Sicht eines Anbieters von Land A ohne Markteintrittsbarrieren ist eine Markteintrittsbarriere in Land B ein Nachteil gegenüber bestehenden Anbietern aus Land B, da diese relativ gesehen einfacher in A eintreten können als der Anbieter von Land A in Land B.

Eine im Auftrag von ACER im Jahr 2014 durchgeführte Analyse gibt Aufschluss über weiterhin bestehende Eintrittsbarrieren im Endkundenmarkt (Retailmarkt). Die Befragung eruiert die bestehenden Markteintrittsbarrieren aus den Antworten von 30 Stromanbietern, welche im grenzüberschreitenden Geschäft engagiert sind. Unter den Befragten befinden sich auch zwei Schweizer Stromanbieter. Als wichtige Eintrittsbarrieren im Endkundenmarkt werden die folgenden genannt (ACER, 2014; Ahlert et al., 2014):

- Erschwerung regulatorischer Prozesse, indem wichtige Dokumente nur in einheimischer Sprache und nicht auf Englisch zur Verfügung gestellt werden

- Fehlende Standardisierung von Verträgen, Prozessen und Reportingauflagen beim Markteintritt
- Schwierige und zeitaufwendige Lizenzvergabeprozesse (z.B. in Bulgarien, Kroatien, der Tschechischen Republik, Spanien, Ungarn, Italien, Polen, Rumänien und der Slowakei)
- Schwieriger Netzzugang aufgrund von Sprachproblemen, komplexen Reportingpflichten und hohen IT-Anforderungen
- Hohe Unsicherheit in Bezug auf zukünftige regulatorische Entwicklungen. Zudem schlechterer Zugang zu Entscheidungsträgern im Hinblick auf die Antizipation zukünftiger regulatorischer und politischer Entwicklungen
- Tiefe bis negative Margen aufgrund von Endkundenpreisregulierung, welche die Endkundenpreise tief ansetzt
- Fehlendes Bewusstsein der Endkunden in gewissen Ländern (z.B. in Kroatien und Polen), dass sie überhaupt ihren Stromlieferanten wechseln dürfen

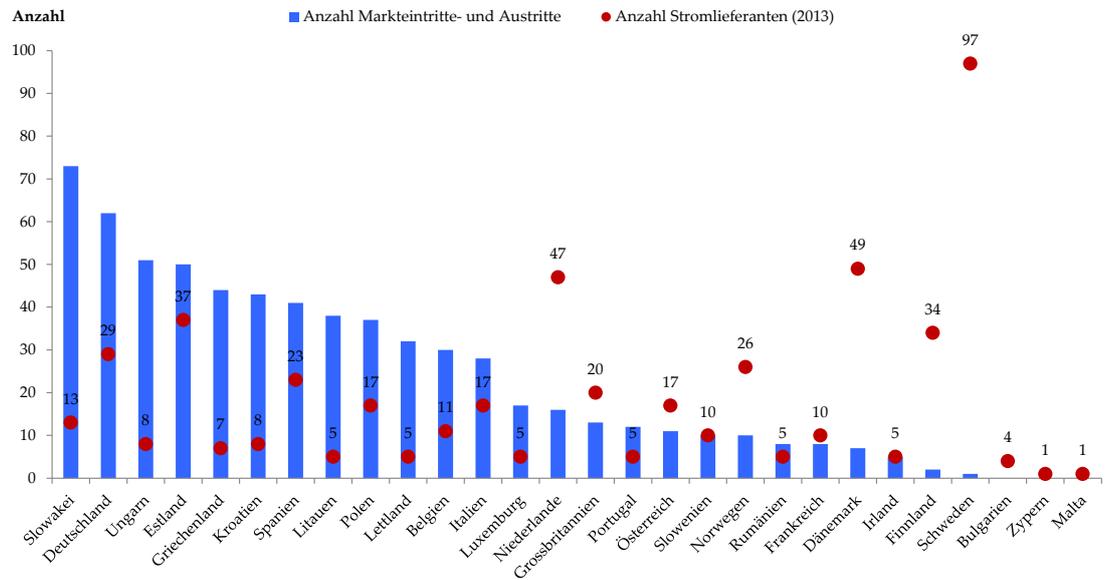
Die genannten Markteintrittsbarrieren dürften insbesondere kleine nationale Stromlieferanten treffen. Für diese wiegen die administrativen Fixkosten eines Eintritts im Ausland, welche der Umgang mit der hohen regulatorischen Komplexität und der heterogenen Umsetzung der Vorgaben in den einzelnen Mitgliedstaaten mit sich bringt, überproportional schwer. Ebenso sind sie den regulatorischen Risiken stärker ausgesetzt, da sie im Gesetzgebungsprozess in den betreffenden Ländern kein Gewicht haben und anstehende Gesetzesanpassungen aufgrund fehlender Nähe zum Gesetzgebungsprozess auch schlechter antizipieren können.

2.2.4 Marktverhalten

Markteintritte und -austritte

Die Intensität von Markteintritten und Marktaustritten in den europäischen Detailmärkten für Strom haben sich in den verschiedenen EU-Mitgliedstaaten in den Jahren 2009 bis 2013 sehr unterschiedlich entwickelt, wie Abbildung 10 zeigt. In den nordischen Ländern Schweden, Dänemark und Finnland sowie in den Niederlanden haben sich ausgehend von einer hohen Anzahl bestehender Anbieter kaum Markteintritte und -austritte ereignet. In Zypern und Malta besteht faktisch kein Wettbewerb zwischen den Stromanbietern – seit 2009 ist jeweils nur ein einziger Anbieter im Markt, und es gibt keine Ein- und Austritte. Demgegenüber ist die Dynamik in den neuen Mitgliedstaaten (Slowakei, Ungarn, Estland, Kroatien, Litauen, Polen, Lettland) hoch, wie auch in Deutschland, Griechenland, Spanien, Belgien und Italien.

Abbildung 10: Durchschnittliche Häufigkeit der Markteintritte und -austritte 2009-2013



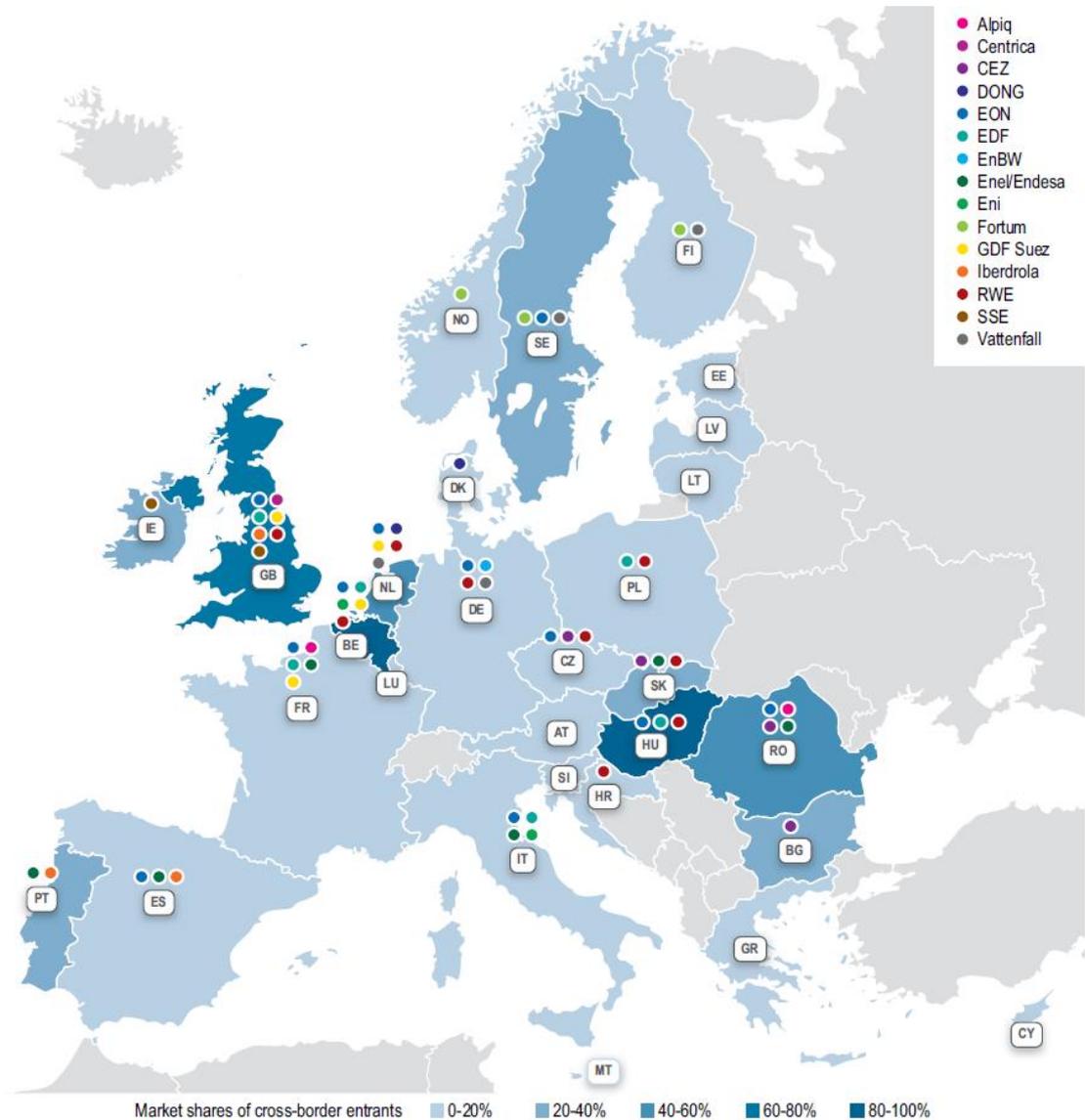
Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von ACER (2014)

Grenzüberschreitende Marktanteile

Im Gegensatz zu Grossbritannien, wo ausländische Stromanbieter mittlerweile über Marktanteile von zwischen 60% und 80% verfügen, haben sich ausländische Stromanbieter in den grossen Märkten Frankreich, Deutschland und Italien kaum etablieren können und verfügen lediglich über tiefe Marktanteile von bis zu 20% (vgl. Abbildung 11). In einigen kleineren Ländern, wie beispielsweise Belgien, Niederlanden und Ungarn, haben demgegenüber substantielle grenzüberschreitende Markteintritte stattgefunden, und ausländische Anbieter verfügen über Marktanteile von über 60% oder 80%.

In anderen Ländern aktiv sind vor allem die grossen Anbieter der grossen Länder. In Belgien, Ungarn und Grossbritannien ist der Marktanteil der grossen ausländischen Anbieter besonders hoch (ACER, 2014). Dieses Muster deckt sich mit anderen liberalisierten europäischen Netzindustrien (etwa Bahn, Telekommunikation oder Post), wo ebenfalls grosse Anbieter, insbesondere aus Deutschland und Frankreich, dominieren.

Abbildung 11: Positionierung der Stromanbieter in der EU



Konzentration

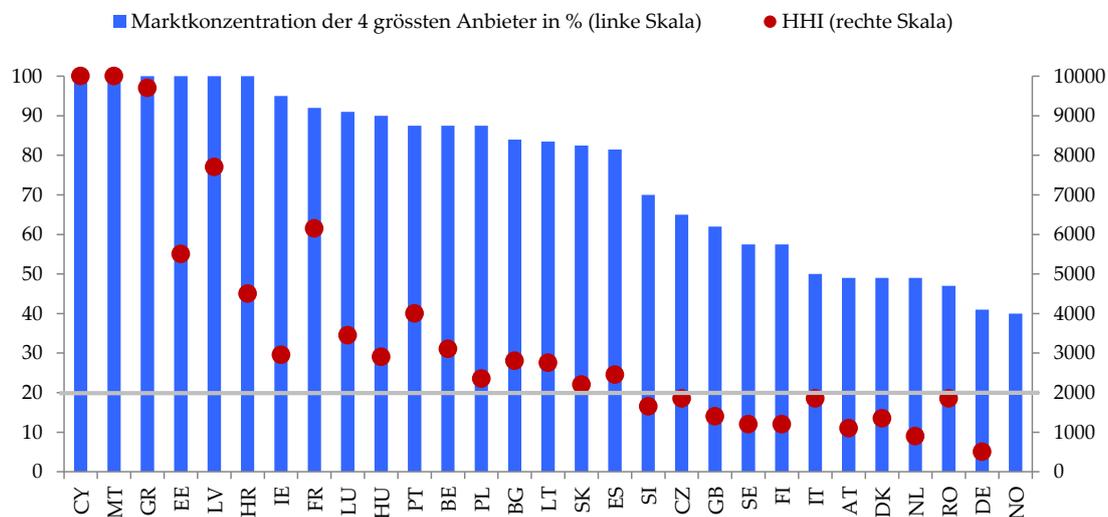
Im Zuge der Strommarktliberalisierung hat im europäischen Strommarkt eine Welle von Fusionen und Akquisitionen stattgefunden. Grosse Anbieter verschafften sich Zugang zu davor mehrheitlich nationalen Märkten, einerseits durch den Kauf ansässiger Anbieter, andererseits indem sie Tochterunternehmen gründeten. Zusammen haben die grössten vier Stromanbieter EDF, Endesa/ENEL, E.ON und RWE im Jahr 2013 35% der gesamten Elektrizität in der EU verkauft (ACER, 2014).

Auf nationaler Ebene liegt der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)³¹ im Stromsektor in sieben europäischen Staaten über 2000, was gemäss europäischen Richtlinien auf eine sehr hohe

³¹ Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) berechnet sich als Summe der quadrierten Marktanteile aller Anbieter in einem definierten Markt.

Marktkonzentration hinweist (ACER, 2014, S. 48). In diesen siebzehn Ländern vereinen die vier grössten Anbieter mehr als 80% Marktanteil. Abbildung 12 zeigt die Situation für das Jahr 2013.

Abbildung 12: Marktkonzentration im EU Strommarkt



Quelle: Swiss Economics gestützt auf Daten von ACER (2014)

Schaffung neuer Angebote für Endkunden

Obwohl erzeugter Strom ein homogenes Gut ist, gelingt es vielen Anbietern, ihre Produkte zu differenzieren. Zu den Dimensionen der Differenzierungsstrategien gehören gemäss ACER (2014):

- Angebot verschiedener, nach Stromerzeugungstechnologie differenzierte Produkte (Unterscheidung von nicht erneuerbarem und erneuerbarem Strom)
- Angebot unterschiedlicher Tarifstrukturen (Angebot fixer und variabler Tarife)
- Angebot gebündelter „dual-fuel-Produkte“ (gleichzeitige Lieferung von Strom und Gas)
- Angebot unterschiedlicher Zahlungsoptionen und Vertragsdauern
- Angebot zusätzlicher Dienstleistungen (z.B. Hausinstallationen, Smart Metering Services, Installation von Photovoltaikanlagen)

Kundenverhalten

Das Kundenverhalten kann auf die Entwicklung der Wettbewerbsintensität hinweisen. Hierzu liegt es nahe, Wechselraten und Preissensitivität zu untersuchen.

Wechselraten: Mit Ausnahme von Grossbritannien, Irland, Spanien, Belgien und den Niederlanden lag die durchschnittliche Wechselrate der Endkunden in den Jahren 2008 bis 2012 bei unter 10%, womit die aktive Teilnahme der Kleinkunden am Strommarkt eher gering ausfällt. Zudem scheint kein klarer Zusammenhang zwischen dem Einsparungspotenzial eines Anbieterwechsels und der Höhe der Wechselraten zu bestehen. Dafür bestehen Hinweise für einen positiven, wenn auch schwachen Zusammenhang zwischen der Höhe der Wechselraten und der Anzahl der seit der Marktöffnung vergangenen Jahre (ACER, 2014).

Preissensitivität: Gestützt auf die Analysen von ACER (2014) könnten Haushalte im europäischen Strommarkt bei einem Anbieterwechsel teilweise substantielle jährliche Einsparungen

realisieren, so z.B. in der Höhe von über 100 Euro in Belgien, den Niederlanden, Grossbritannien, Dänemark, Österreich und Deutschland.

Dass dieses Sparpotenzial nicht genutzt wird, kann verschiedene Gründe haben. So können z.B. hohe Suchkosten, die für den Vergleich verschiedener Angebote aufgebracht werden müssen, Kunden von einem Anbieterwechsel abhalten. Suchkosten sind besonders bei grossem Anbieterspektrum und komplexen Tarifstrukturen hoch. Zweitens wird die Komplexität des Wechselprozesses von vielen Endkunden als zu hoch eingestuft. Drittens ist nicht allen Endkunden klar, dass sie überhaupt den Anbieter wechseln dürfen. Und viertens scheinen viele Endkunden ihren angestammten Lieferanten eine gewisse Loyalität gegenüberzubringen.

2.2.5 Zusammenfassung

Tabelle 2 fasst die vorgestellten Ergebnisse zusammen.

Tabelle 2: Übersicht Auswirkungen der Strommarktöffnung in Europa

Ausprägung	
Indikatoren (2.2.1)	
Abgaben und Netzentgelte	Heterogen, im Schnitt steigend
Grosskundenpreise (Energiekomponente)	Heterogen, im Schnitt stabil
Kleinkundenpreise (Energiekomponente)	Heterogen, im Schnitt steigend
Stromunterbrüche	Heterogen, im Schnitt stabil
Kundenbeschwerden	Heterogen, im Schnitt stabil
Stromnachfrage	Heterogen, v.a. abhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung
Marktmechanismen (2.2.2)	
Day-ahead-Märkte	Europaweites Market Coupling seit 2015
Granularität der Preiszonen	Nationale Preiszonen in der Mehrheit der Staaten, regionale Preiszonen in nordischen Märkten und Italien.
Kapazitätsmechanismen	Sukzessive Zunahme, insgesamt weite Verbreitung
Fördermechanismen, Abgaben	Heterogene Instrumente zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung mit unterschiedlicher Höhe
Eintrittsbarrieren (2.2.3)	
Weiterhin vorhanden, v.a. in Bezug auf Komplexität regulatorischer Prozesse in einzelnen EU-Mitgliedstaaten	
Marktverhalten (2.2.4)	
Markteintritte und -austritte	Sehr heterogen. Hoher Anteil nicht nationaler Anbieter in Grossbritannien, Belgien, den Niederlanden und Ungarn.
Produktgestaltung	Verschiedene Innovationen zur Differenzierung der Angebote.
Kundenverhalten	Relativ tiefe Preissensitivität und Wechselraten.

Quelle: Swiss Economics

Die untersuchten wirtschaftlichen Indikatoren im europäischen Strommarkt zeigen im Durchschnitt steigende Endkundenpreise, eine konstante Heterogenität in der Qualität der angebotenen Produkte und eine konstante Nachfrage.

Bei den eingesetzten Marktmechanismen sind die Veränderungen substanzieller. Die Day-Ahead-Märkte sind gerade auch durch eine zunehmende Marktkopplung über die Zeit stärker

integriert worden. Diesen Entwicklungen stehen einerseits regionale Preiszonen in den nördlichen Ländern entgegen. Andererseits gehen verschiedene Länder davon aus, dass die Day-Ahead-Märkte in ihrem Land nicht ausreichende Investitionsanreize für die zur Versorgungssicherheit benötigten Kapazitäten bereitstellen, weshalb ein eigentlicher Trend hin zu nationalen Kapazitätsmechanismen entstanden ist mit einer entsprechenden Unterstützung von im Inland erzeugtem Strom. Im Zuge der von der EU anvisierten Reduktionsziele von Treibhausgasen haben darüber hinaus Instrumente zur Förderung nachhaltiger Energieträger an Bedeutung gewonnen, welche angebotsseitig zu substantziellen Asymmetrien zwischen den Ländern geführt haben (vgl. auch Abbildung 1).

Die Studie von Ahlert et al. (2014) im Auftrag von ACER zeigt, dass in den Retailmärkten der Mitgliedstaaten noch wesentliche Markteintrittsbarrieren bestehen. Diese betreffen insbesondere komplexe Verfahren, die durchlaufen werden müssen, um effektiv Marktzugang zu erhalten.

Das angebotsseitige Marktverhalten ist von eher geringen Markteintritten und -austritten geprägt, weshalb hier verschiedene Behörden die Dynamik zu verstärken versuchen. Insbesondere grenzüberschreitende Markteintritte sind eher selten zu beobachten, wobei diese mehrheitlich in kleinen Ländern durch grössere Anbieter stattfinden. Nachfrageseitig weist der europäische Strommarkt mehrheitlich tiefe Wechselraten von Haushalten auf.

Insgesamt ist die Bilanz der europäischen Marktöffnung durchzogen. Das komplexe Wechselspiel von geöffneten Märkten, überlagerten Schutzmechanismen für Kleinkunden und nationalen Erzeugungsstrategien mit entsprechend vielfältigen nationalen Fördermechanismen hat insgesamt die Komplexität erhöht. Dabei bestehen insbesondere erzeugungsseitig stark unterschiedliche Rahmenbedingungen.

3 Länderstudien

3.1 Länderauswahl und Struktur der Länderstudien

Um ein besseres Verständnis der möglichen Auswirkungen einer vollständigen Strommarktöffnung in der Schweiz zu erhalten, werden nachfolgend ausgewählte Länder hinsichtlich ihrer Zielsetzungen, des Regulierungsrahmens, der Markteintrittsbarrieren und der bisherigen und zu erwartenden Entwicklung vertieft. Kriterien zur Auswahl waren die Relevanz für die Strompreise der Schweiz (gegenwärtig Deutschland, Frankreich, Italien), die Vergleichbarkeit zur Schweiz sowie spezifische Erfahrungen mit der Strommarktöffnung und der Energiewende, wie sie der Bundesrat anpeilt. Gestützt auf diese Kriterien wurden folgende Länder ausgewählt:

- **Grossbritannien** aufgrund seiner Vorreiterrolle bei der Strommarktöffnung mit entsprechend langjähriger Erfahrung;
- **Deutschland** als Nachbarland der Schweiz und aufgrund seiner Vorreiterrolle bei der Energiewende;
- **Frankreich** als Nachbarland der Schweiz und aufgrund des verhältnismässig geringen Marktanteils ausländischer Anbieter;
- **Italien** als Nachbarland mit kernkraftfreier Stromerzeugung;
- **Belgien** aufgrund seiner vergleichbaren Lage und Grösse mit unmittelbarer Nachbarschaft zu Deutschland und Frankreich und mit substanziellen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Tabelle 3 zeigt, wann der Markt in diesen Ländern geöffnet wurde sowie die Kennzahlen Importkapazität, Marktanteile ausländischer Lieferanten und Marktkonzentration.

Tabelle 3: Übersicht Marktöffnung

	GB	DE	FR	IT	BE	CH
Lieferung Grosskunde	1990-1994	1998	1999-2003	2003	2003-2007	2009
Lieferung Kleinkunde	1999	1998	2007	2007	2003-2007	2018?
Importkapazität im Verhältnis zu Netto Erzeugungskapazität	< 5%	10-15%	5-10%	5-10%	> 15%	> 15%
Marktanteil ausländischer Lieferanten	60-80%	< 20%	< 20%	< 20%	> 80%	
Marktkonzentration auf Ebene Erzeugung	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Tief	Hoch	
Marktkonzentration auf Ebene Lieferung	Mittel	Tief	Hoch	Mittel	Hoch	

Quelle: Swiss Economics gestützt auf ENTSO-E (2012), ACER (2014) und EU-Kommission (2014d)

Die Länderstudien sind jeweils einheitlich strukturiert (Zielsetzung, Regulierungsrahmen, Markteintrittsbarrieren, bisherige Entwicklung und Ausblick, Fazit). Ausgewählte Besonderheiten werden in Boxen vertieft.

3.2 Grossbritannien

Die derzeitigen Prioritäten der britischen Energiepolitik bestehen darin, genügend Investitionen für die zukünftige Energieinfrastruktur aufbringen zu können, gleichzeitig die Energiepreise für Endkunden tief zu halten und im Rahmen der EU und in internationaler Zusammenarbeit zur Gewährleistung von Energiesicherheit und zur Bewältigung des Klimawandels beizutragen (DECC, 2015).

3.2.1 Vorgehen bei der Marktöffnung

Bis zu den Marktöffnungen der späten 1980er Jahre war die staatliche CEBG für die Stromerzeugung und die Übertragung im Hochspannungsnetz verantwortlich, während die ebenfalls staatlichen Area Boards für den Betrieb des Verteilnetzes und den Vertrieb des Stroms zuständig waren.

Der Electricity Act von 1983 öffnete den Strommarkt für private Stromerzeuger. Diese konnten sich jedoch nicht etablieren, da die CEBG sehr hohe Preise für den Netzanschluss verlangte (Pond, 2006; Heddenhausen 2007). Der Hauptliberalisierungsschritt erfolgte im Anschluss an den Electricity Act von 1989. Dieser löste die CEBG auf und teilte deren Stromerzeugungs- und Stromübertragungsarme auf. Sämtliche Kraftwerke wurden in die drei neu geschaffenen Unternehmen Nuclear Electric, Powergen und National Power übertragen, welche jeweils bis 1996 vollständig privatisiert wurden. Das Übertragungsnetz wurde in die National Grid Company plc übertragen, die seit 1995 börsenkotiert ist. Das Verteilnetz inkl. Energielieferung an Konsumenten wurde in zwölf „Regional Electricity Companies“ (RECs) übertragen und 1990 privatisiert (Simmonds, 2002; Heddenhausen, 2007).

Gleichzeitig mit der Restrukturierung des britischen Marktes erhielten Grosskunden mit einer Spitzenlast von mindestens 1 MW ab April 1990 die Möglichkeit, ihre Versorger selbst zu wählen. Mit etwas Verzögerung konnten Grosskunden mit einer Spitzenlast von über 100 kW 1994 ebenfalls in den Markt treten. 1999 wurde der britische Strommarkt für die restlichen Kleinkunden geöffnet. Mit dem Utilities Act von 2000 wurde zudem der Endvertrieb vom Betrieb des Verteilnetzes getrennt. Seither besteht für die Lieferanten keine Verpflichtung, Endkonsumenten zu beliefern, während für die Netzbetreiber eine Anschlusspflicht besteht.

Mit der Reorganisation des Stromsektors wurde 1990 mit dem „Electricity Pool“ ein neuer zentraler Grosshandelsmarkt eingeführt, in welchem Stromerzeugungseinheiten mit einer Leistung von über 100 MW sowie sämtliche Lieferanten und Grossverbraucher teilnehmen mussten. Die Vergütung im Electricity Pool bestand aus dem „System Marginal Price“, der dem Gebot des teuersten noch nachgefragten Kraftwerks entsprach, sowie einer Kapazitätzahlung, die langfristige Investitionssignale geben sollte. Da der Verdacht bestand, dass die grossen Stromerzeuger ihre dominante Marktstellung ausnutzten und den Grosshandelspreis manipulierten, wurde der Pool 2001 durch das NETA (New Electricity Trading Arrangements)-Modell ersetzt. Im NETA-Modell bestand eingangs kein Zwang, Strom zentral zu handeln. Da in der Folge nur ein sehr kleiner Anteil des erzeugten Stroms auf dem Grosshandelsmarkt gehandelt wurde, hat die britische Energieregulatorin Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) 2014 eine Reform erwirkt, um die Liquidität des Grosshandelsmarktes zu erhöhen. Die grössten britischen Stromerzeuger müssen nun einen grösseren Anteil ihrer Produktion über den Forward-Grosshandelsmarkt anbieten (Ofgem, 2014c). 2005 wurde NETA auf Schottland ausgedehnt und ist seither als BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) bekannt (Cui, 2010; Ofgem, 2002).

Die „Electricity Market Reform“ (EMR), der jüngste Reformschritt, wurde 2013 beschlossen und ist zum jetzigen Zeitpunkt in der Umsetzung begriffen. Neu eingeführt worden sind Kapazitätzahlungen und Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien (vgl. Box 1 nachfolgend).

3.2.2 Regulierungsrahmen

Für alle wichtigen Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette muss eine Lizenz der Energie-regulation Ofgem eingeholt werden, mit welcher sich der Lizenznehmer auch dazu verpflichtet, weitere nachgeordnete Industriereglementarien zu befolgen (Massie und Kim, 2015). Daneben überwacht Ofgem u.a. den Wettbewerb im Grosshandelsmarkt. Dabei vertritt Ofgem primär die Interessen der britischen Strom- und Gaskonsumenten (Ofgem, 2014a).

Erzeugung

Wer in Grossbritannien Energie erzeugen will, benötigt eine entsprechende Lizenz von der Regulierungsbehörde Ofgem: Erzeugungseinheiten mit Kapazitäten von über 50 MW (onshore) bzw. 100 MW (offshore) bedürfen zudem einer *Development Consent Order* vom Staatssekretariat für Energie und Klimawandel von England und Wales bzw. von der schottischen Regierung. Kleinere Erzeugungseinheiten müssen eine *Planning Permission* bei der zuständigen lokalen *Planning Authority* (onshore) bzw. von den zuständigen Meeresregulatoren von England, Wales und Schottland (offshore) einholen (Massie und Kim, 2015).

Für neue fossile Kraftwerke bestehen „Emission Performance Standards“, die festlegen, wie hoch die CO₂-Emissionen sein dürfen. Neue Kohlekraftwerke sind zudem verpflichtet, mit CCS-Einheiten (Carbon Capture und Storage) von mindestens 300 MW ausgestattet zu sein (DEEC, 2014b). Fossile Stromerzeuger sind zusätzlich dazu verpflichtet, eine Abgabe auf den CO₂-Gehalt ihrer Produktion zu entrichten, den *Carbon Price Support*. Für die Jahre 2016 bis 2017 ist die Abgabe auf 18 britische Pfund per Tonne CO₂ festgesetzt und ergänzt damit die Abgabe, welche fossile Stromproduzenten unter dem europäischen Emissionshandelssystem bereits entrichten müssen (HM Revenue & Customs, 2014).

Stromerzeugungseinheiten von über 100 MW haben in England und Wales das Recht, an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden (Massie and Kim, 2015).

Verkauf

Im heutigen Marktdesign wird die Stromerzeugung unterschiedlich vergütet. Während ein Grossteil der konventionellen Stromerzeuger ihre Produktion innerhalb des eigenen Unternehmens an die Unternehmenseinheit weitergibt, welche Endkonsumenten beliefert, verkaufen andere den Strom entweder bilateral oder über den Grosshandelsmarkt an Stromlieferanten. Zudem können flexibel einsetzbare Kraftwerke ihre Produktion im britischen Markt für Ausgleichsenergie anbieten, welcher von National Grid betrieben wird.

Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen kommen mit der Electricity Market Reform von 2013 neu in den Genuss von Contracts for Differences, welche jeweils die Differenz zwischen einem technologiespezifischem Strike-Preis und einem Referenzpreis des britischen Grosshandelsmarkts über eine Dauer von 15 Jahren vergüten. Mit Hinkley Point C wird auch ein neues Nuklearkraftwerk mit einem speziellen Contract for Difference mit einer Laufzeit von 35 Jahren unterstützt. Die britische Regierung erwägt, die Contracts for Differences ab 2018 für nichtbritische Stromerzeuger zu sprechen, sofern diese für den britischen Markt produzieren (DEEC, 2014c; Massie et al., 2015). Die Contracts for Differences sollen bis 2017 das Quotenmodell der

Renewables Obligations gänzlich ablösen, welches 2002 eingeführt worden ist. Im Rahmen des Renewables Obligations-Quotenmodells sind Stromlieferanten zurzeit noch dazu verpflichtet, ihren Endkunden eine bestimmte Menge an erneuerbarem Strom zu liefern. Den Nachweis dafür erbringen die Lieferanten, indem sie handelbare Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energien von Stromproduzenten kaufen, welche diese für die Erzeugung von erneuerbarem Strom erhalten haben (DEEC, 2014; Ofgem 2015e).

Mit der Electricity Market Reform von 2013 wird zudem ein Kapazitätsmarkt eingeführt, an welchem existierende und neue Stromerzeuger, Stromspeicher und auch Nachfrager teilnehmen können. Anbieter, die in den Kapazitätsauktionen den Zuschlag erhalten, werden für die Vorhaltung von Kapazität über eine Zeitperiode von 1 bis 15 Jahren entschädigt. Kapazitätzahlungen werden zusätzlich zur Entschädigung des erzeugten Stroms entgolten (UK GOV 2014, National Grid 2015). Die neuen Kapazitätzahlungen sollen dem sich abzeichnenden Kapazitätsengpass entgegenwirken (vgl. Box 1). Während in der ersten Kapazitätsauktion im Dezember 2014 nur britische Erzeuger zugelassen waren, sollen in der nächsten Auktionsrunde von Dezember 2015 auch die Betreiber der Interkonktionsleitungen zwischen Grossbritannien und seinen Nachbarstaaten für Einjahres-Kapazitätzahlungen mitbieten können. Nicht britische Erzeuger werden nicht direkt am Kapazitätsmarkt teilnehmen können (O'Connell, 2015).

Strom kann in Grossbritannien an den Börsen APX und N2EX gehandelt werden. Futures-Kontrakte können zudem am Intercontinental Exchange (ICE) gehandelt werden (Europäische Kommission, 2014d).

Box 1: Mögliche Gründe für die Kapazitätsengpässe in Grossbritannien

Die im Rahmen der Electricity Market Reform von 2013 eingeführten Kapazitätzahlungen sollen dem sich abzeichnenden Kapazitätsengpass in der Stromerzeugung entgegenwirken. Dieser entsteht, da in den kommenden Jahren einerseits ein Anstieg des Strombedarfs erwartet wird und andererseits viele ältere, vor allem fossile Kraftwerke vom Netz gehen werden. DEEC (2014a) schätzt den Investitionsbedarf in Erzeugung und Netze von 2014 bis 2020 auf 110 Milliarden britische Pfund.

Helm (2015a) sieht mehrere Gründe, die dazu beigetragen haben könnten, dass der britische Strommarkt nicht von sich aus für ausreichende Investitionen in die Stromerzeugung gesorgt habe:

- 1) Investoren können kaum davon ausgehen, dass es Regulatoren und Politiker zulassen, dass die Preise im Grosshandelsmarkt auch in Knappheitssituationen in die notwendige Höhe ansteigen können, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Wenn Investoren bei hohen Preisen Interventionen erwarten, sinken die Investitionsanreize.
- 2) Wenn Endkonsumenten ihren Versorger stets wechseln können, werden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten mit hohen, versunkenen Fixkosten riskanter, und entsprechend steigen die Kapitalkosten.
- 3) Damit auch im Falle von Kraftwerksausfällen genügend Kapazitäten vorhanden sind, um Nachfragespitzen decken zu können, muss eine Excess Supply Margin in Form von Reservekraftwerken bestehen. Private Investoren haben indes keinen Anreiz, in solche zusätzlichen Kapazitäten zu investieren, da Überkapazitäten im Strommarkt zu tieferen Preisen führen würden.

Endkundenpreise sind in Grossbritannien vollständig liberalisiert (ACER, 2014). Im Gegenzug sind Lieferanten mit über 250 000 Endkunden dazu verpflichtet, verschiedene soziale und umweltpolitische Pflichten einzuhalten. Zudem werden Stromlieferungen an industrielle Endkunden mit der Climate Change Levy, einer CO₂-Lenkungsabgabe von 5.54 britischen Pfund pro MWh, belastet. Von der Climate Change Levy kann befreit werden, wer nachweist, dass er seinen Strom aus erneuerbaren Quellen bezieht (HM Revenues & Customs, 2014b).

Als Resultat einer umfassenden Untersuchung des Wettbewerbs im Endkundenmarkt hat Ofgem 2013 neue Regeln zum besseren Schutz der Endkunden erlassen (Ofgem, 2014a): Um eine bessere Vergleichbarkeit der bestehenden Angebote zu erwirken, dürfen Lieferanten nur noch vier verschiedene Stromtarife anbieten. Zudem sind sie zu transparenterer Kommunikation angehalten und müssen ihren Kunden aktiv signalisieren, welches für sie der günstigste verfügbare Tarif wäre. Gleichzeitig wurden bestehende Bestimmungen des Konsumentenschutzes auf grössere Unternehmen ausgeweitet und einfachere Prozesse für den Vertragswechsel für kleinere Unternehmen eingeführt (Ofgem, OFT, CFA, 2014).

Verteil- und Übertragungsnetz

Drei von Ofgem lizenzierte Übertragungsnetzbetreiber unterhalten und entwickeln das britische Hochspannungsnetz: Die National Grid Electricity Transmission plc in England und Wales sowie Scottish Power Transmission Limited in Schottland und Scottish Hydro Electric

Transmission in Nordschottland. Einige weitere Unternehmen sind lizenziert, einzelne Offshore-Hochspannungsleitungen zu betreiben. Die National Grid Electricity Transmission plc ist zudem als System Operator für die Stabilität des gesamten Übertragungsnetzes verantwortlich und organisiert in dieser Funktion den britischen Balancingmarkt. Der System Operator ist dazu verpflichtet, Erzeuger an das Übertragungsnetz anzuschliessen (Ofgem 2015a; 2015b).

Vierzehn von Ofgem lizenzierte Verteilnetzbetreiber sind für die Endverteilung des Stroms in vierzehn Regional Distribution Service Areas zuständig. Innerhalb der Gebiete der vierzehn VNB, die sich im Besitz von sechs verschiedenen Unternehmensgruppen befinden, operieren auch unabhängige Verteilnetzbetreiber. Gemäss der Bestimmungen des Electricity Acts von 1989 sind die Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, Endkonsumenten ans Verteilnetz anzuschliessen. Letztere müssen für die Kosten des Netzanschlusses aufkommen (Ofgem 2014b).

Die Preissetzung und Netzwerkplanung der ÜNB und VNB wird von Ofgem im Rahmen der RIIO-Methode³² kontrolliert, die seit 2013 zum ersten Mal für die Übertragungsnetzbetreiber der Elektrizitäts- und Gasübertragungsnetze angewandt wird. Zu Beginn der jeweils acht-jährigen RIIO-Regulierungsperiode müssen die VNB und ÜNB Ofgem einen umfassenden Businessplan einreichen. Auf Basis dieses Businessplans einigen sich die betroffenen VNB und ÜNB mit Ofgem hinsichtlich mehrerer Output-Kriterien, anhand welcher ihre Leistung über die Regulierungsperiode hinweg gemessen und bei Zielerreichung finanziell honoriert bzw. bei fehlender Zielerreichung finanziell sanktioniert wird. Zweitens entscheidet Ofgem auf Basis des Businessplans über die Höhe der Einnahmen, welche die VNB und ÜNB erwirtschaften dürfen. Drittens beinhaltet die RIIO-Methode mehrere Mechanismen, mit welchen auf unvorhergesehene Entwicklungen während der Regulierungsperiode eingegangen werden kann (Fox-Penner et al., 2013; Ofgem, 2010).

3.2.3 Markteintrittsbarrieren

Ofgem, OFT (Office of Fair Trading) und CMA (Competition and Markets Authority) (2014) identifizieren verschiedene Markteintrittsbarrieren, die spezifisch für kleinere Versorger relevant erscheinen. So machten die Fixkosten, die im Umgang mit der komplexen Regulierung und den damit einhergehenden Compliance-Kosten entstehen, vor allem kleineren Versorgern zu schaffen. Zweitens schafften die sozialen und umweltpolitischen Pflichten von Versorgern mit über 250'000 Kunden ein Wachstumshemmnis für kleinere Versorger, da mit dem 250'000sten Kunden die Compliance-Kosten stark ansteigen. Drittens würden kleine Lieferanten ohne eigene Erzeugung dadurch belastet, dass sie auf den Grosshandelsmärkten hohe Sicherheiten hinterlegen müssten. Viertens würde der hohe Grad an politischer Unsicherheit, welche die steten Reformen mit sich bringen, ein Hindernis für den Markteintritt neuer Versorger darstellen. In diesem Zusammenhang weisen Massie et al. (2015) auf die äusserst hohe Komplexität der Electricity Reform 2013 hin, welche zurzeit in Form einer grossen Anzahl, periodisch angepasster Verordnungen umgesetzt wird.

Solange die Vergütungen der Contracts for Differences nur britischen Stromerzeugern zugesprochen werden und nichtbritische Stromerzeuger nicht am neu geschaffenen Kapazitäts-

³² RIIO steht für Revenue = Incentives + Innovation + Outputs

markt teilnehmen können, werden Stromerzeuger, die ausserhalb Grossbritanniens produzieren, insofern einen Wettbewerbsnachteil haben, als dass sie im Gegensatz zu ihren britischen Konkurrenten keine Vergütung für ihre Fixkosten erhalten.

Zudem können relativ geringe physische Grenzkapazitäten als Markteintrittsbarriere für ausländische Stromerzeuger betrachtet werden (vgl. Tabelle 3). Gleichwohl beklagen gemäss Ahlert et al. (2014) nichtbritische Anbieter keine spezifischen Markteintrittsbarrieren im britischen Retailmarkt.

3.2.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick

Im Frühling 2014 hat Ofgem gemeinsam mit der OFT und der Wettbewerbsbehörde CMA im Rahmen einer Untersuchung eine tiefe Wettbewerbsintensität im britischen Grosshandels- wie auch im Endkundenmarkt konstatiert. Die tiefe Wettbewerbsintensität lasse sich unter anderem vermutlich auf stillschweigende Absprachen der grossen Versorger zurückführen, die etwa Preisänderungen jeweils zur selben Zeit und im selben Umfang ankündigten. Zudem habe sich gezeigt, dass die grossen Versorger die Preise bei steigenden Kosten rascher anhoben, als sie diese bei fallenden Kosten wieder senkten.

Zudem sorgen sich Ofgem, OFT und die CMA um die Marktdominanz der sechs grössten Lieferanten, welche 95% der Endkunden beliefern und rund 65% der Stromerzeugungskapazitäten besitzen (vgl. OFA, OFGEM, CFA, 2014 sowie DUKES, 2014). Die Dominanz dieser Versorger würde dazu führen, dass nur wenig Elektrizität über den Grosshandelsmarkt gehandelt würde (sondern vielmehr innerhalb der grossen Unternehmen) und dass Lieferanten ohne eigene Erzeugung somit einem relativ illiquiden und volatilen Grosshandelsmarkt ausgesetzt seien und nicht über die gleichen Hedging-Optionen verfügten, was wiederum deren Expansionsmöglichkeiten einschränken könnte. Helm (2015a) ergänzt diesbezüglich, dass die tiefe Liquidität im Grosshandelsmarkt auch den Absatz für unabhängige Erzeuger erschwere, da diese nur schwer Abnehmer finden würden. Die Marktkonzentration ist in der Stromerzeugung wie auch im Endkundenmarkt mit Herfindahl-Hirschman-Werten (HHI) von rund 1500 bzw. 1700 substantiell, jedoch deutlich tiefer als in anderen Ländern (vgl. Tabelle 3).

Als Resultat der Untersuchung von Ofgem, OFT und CMA aus dem Jahr 2014 ist die britische Wettbewerbsbehörde CMA zum jetzigen Zeitpunkt daran, eine vertiefte Untersuchung über die Qualität des Wettbewerbs im britischen Strommarkt vorzunehmen. Deren Resultate werden Ende dieses Jahres erwartet.

Ofgem, OFT und CMA (2014) sind zudem zum Schluss gekommen, dass britische Endkunden unter anderem aufgrund fehlender Kenntnisse der alternativen Angebote lediglich schwach auf bestehende Preisunterschiede reagieren würden. So sagten Endkunden in einer Befragung aus, dass für sie ein Anbieterwechsel ab einer Einsparung von 94 Pfund pro Jahr in Frage komme (Wert des Medians), während Ofgem, OFT und CMA (2014) von durchschnittlichen potenziellen Einsparungen von 100 Pfund mit Maximalwerten von bis zu 250 Pfund pro Jahr ausgehen.

Kundenumfragen weisen ausserdem darauf hin, dass lediglich die Hälfte der Endkunden mit ihrem Lieferanten zufrieden sind und dass 43% kein Vertrauen darin haben, dass ihre Lieferanten auf ehrliche Art und Weise kommunizieren würden (OFA, OFGEM, CMA, 2014). Ofgem versucht Endkunden aktiv beim Lieferantenwechsel zu unterstützen und hat zu diesem Zweck unter anderem die Website "Go Energy Shopping" entwickelt, welche Anleitungen enthält, wie die Angebote verschiedener Anbieter zu vergleichen sind und wie der Lieferantenwechsel abgewickelt werden kann (Ofgem, 2015c).

Helm (2015b) geht davon aus, dass die Bereitschaft der britischen Endkunden, ihre Anbieter zu wechseln, in Zukunft – trotz hoher Unzufriedenheit – nicht zunehmen wird. Dies begründet er u.a. mit hohen Suchkosten, die ein Anbieterwechsel mit sich bringt, sowie mit einer relativ hohen Risikoscheu der Endkunden.

Die Umsetzung der Electricity Market Reform ist weiterhin im vollen Gange und wird von verschiedenen Akteuren stark kritisiert. So bemängelt Helm (2015a) zum Beispiel, dass der neu eingeführte Kapazitätsmechanismus unnötig kompliziert gestaltet und absichtlich so ausgestaltet worden sei, damit bestimmte Stromerzeugungstechnologien gezielt unterstützt, bzw. subventioniert werden könnten.

3.2.5 Fazit

Der britische Strommarkt ist in den letzten 32 Jahren in verschiedenen Etappen geöffnet, privatisiert und re-reguliert worden. Der Electricity Act von 1983 gab den Startschuss für diesen Prozess, der zum heutigen Zeitpunkt in der Umsetzung der Electricity Market Reform von 2013 seine Fortsetzung findet. Bislang hat sich noch kein Regulierungsmodell herauskristallieren können, welches gleichzeitig genügend Investitionen in Stromerzeugungstechnologien, funktionierenden Wettbewerb und eine CO₂-arme Stromversorgung sicherzustellen vermag.

Die sechs grössten etablierten Stromlieferanten dominieren den Endkundenmarkt weiterhin. Die Kundenzufriedenheit im Endkundenmarkt ist tief, trotzdem ist die Bereitschaft der Endkunden, ihre Lieferanten zu wechseln, beschränkt.

3.3 Deutschland

Deutschland strebt gemäss seinem Energiewirtschaftsgesetz § 1 eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität an, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhen soll. Wesentliche Elemente der deutschen Energiepolitik sind die Förderung von erneuerbaren Energien und der Umweltschutz. Gemäss dem Energiekonzept 2050 der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80% gesenkt werden. Dies soll u.a. durch den Einsatz von Einspeisevergütungen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Letztere wird durch eine Abgabe (EEG-Umlage) finanziert, welche von den Stromendkunden erhoben wird.

3.3.1 Vorgehen bei der Marktöffnung

Im Zuge der Umsetzung der ersten Energiebinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG öffnete Deutschland seinen Strommarkt im Jahr 1998 in einem einzigen Schritt für sämtliche Verbraucher. Mit der Umsetzung des zweiten EU-Energiebinnenmarktpakets wurden Netzbetreiber mit mehr als 100'000 Kunden verpflichtet, die übrigen Tätigkeiten organisatorisch und rechtlich zu entflechten. Zuvor wurden die Grundsätze für die vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs durch Verbändevereinbarungen geregelt. Zudem wurde in den Jahren 2005 und 2008 das Mess- und Zählerwesen liberalisiert. Seit dem 1. Januar 2010 besteht die Pflicht, bei Neubauten und Modernisierungen intelligente Stromzähler einzubauen (Dlouhy und Breuer, 2014).

3.3.2 Regulierungsrahmen

Erzeugung

Der Bau von Stromerzeugungsanlagen hat gemäss gesetzlichen Bauvorschriften und Umweltschutzaufgaben zu erfolgen. Insbesondere sind die Umweltvorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) zu respektieren. Die Vorschriften betreffen sowohl die mit fossilen Brennstoffen betriebenen Stromerzeugungsanlagen als auch Windkraftanlagen, die eine Höhe von 50 Meter übersteigen.

Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, Stromerzeugungsanlagen Zugang zum Netz zu gewähren, es sei denn, der Zugang ist aus technischen Gründen nicht möglich oder ökonomisch nicht sinnvoll. Die Netzbetreiber sind insbesondere dazu verpflichtet, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Zugang zum Netz zu gewähren. Diese Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und diejenigen mit Kraft-Wärme-Kopplung erhalten einen privilegierten Zugang zum Stromnetz. Zudem werden sie seit dem Jahr 2000 mit einer speziellen Umlage gefördert (vgl. Box 2). Zeitgleich wurde der Atomausstieg beschlossen und im Jahr 2011 durch den Bundestag mit grosser Mehrheit auf das Jahr 2022 fixiert.

Jeder Stromanbieter hat die Pflicht, das Verhältnis der eigenen Energiequellen zum gesamten Energiemix, deren CO₂-Intensität sowie die radioaktiven Abfälle zu deklarieren (Dlouhy und Breuer, 2014).

Box 2: Deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz mit substanzieller Umlage

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 verfolgt der deutsche Staat das Ziel, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien substanziell zu erhöhen. Bis 2050 soll mindestens 80% der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Mit einem im Gesetz verankerten Umlageverfahren werden die Kosten zur Förderung von erneuerbaren Energien auf die Endkunden umgewälzt.

Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014 wurde die fixe Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeschafft und durch ein Direktvermarktungssystem ersetzt. Die Reduktion der Umlagenlast für energieintensive Unternehmen (sogenannter privilegierter Letztverbrauch) wurde nach den Änderungen des EEG im 2014 von der Europäischen Kommission als EU rechtskonform betrachtet. Die Zahl der privilegierten Unternehmen ist zwischen 2011 und 2014 von 603 auf 2098 gestiegen. Die gewährten Entlastungen betragen im Jahr 2014 5.1 Milliarden Euro und führten zu einer Erhöhung der EEG-Umlage für Haushalte von 4.89 Eurocent/kWh auf 6.24 Eurocent/kWh, was im Jahr ca. 21% des Energiepreises eines durchschnittlichen deutschen Haushalts entsprach (Mayer und Burger, 2014; BDEW, 2015, vgl. auch Abbildung 5).

Verkauf

Wer als Stromanbieter für Haushalte in den deutschen Strommarkt einsteigen will, muss eine Benachrichtigung bei der Bundesnetzagentur einreichen und zeigen, dass er die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen hierfür einhält. Werden diese Voraussetzungen nicht erfüllt oder erweist sich der Stromanbieter als unzuverlässig, kann er von der BNetzA disqualifiziert werden. Stromanbieter müssen zusätzlich ihre allgemeinen Geschäftsbedingungen öffentlich darlegen.

Etablierte Anbieter sind gesetzlich dazu verpflichtet, private Haushalte in ihrer Umgebung unter öffentlich publizierten Geschäftsbedingungen mit Strom zu versorgen. Davon ausgenommen sind Fälle, in denen die Stromversorgung für den Anbieter ökonomisch nicht rentabel ist oder das entsprechende Netz den Status eines geschlossenen Distributionsnetzes von der Bundesnetzagentur erhalten hat. Wird der Anschluss aus einem berechtigten Grund verweigert, ist der Netzbetreiber nach § 6 Abs. 3 KraftNAV verpflichtet, dem Antragssteller einen anderen geeigneten und wirtschaftlich zumutbaren Anschlusspunkt vorzuschlagen.

Die Strompreise für industrielle Kunden mit bestimmten Mindestnachfragevolumina sind nicht reguliert, die Preisgestaltungspolitik der Stromanbieter wird jedoch von der Wettbewerbsbehörde überprüft bzw. fällt in deren Zuständigkeitsbereich (Dlouhy und Breuer, 2014).

Strom kann in Deutschland an der EPEX-Spot-Börse (Day-Ahead und Intraday) sowie an der EEX-Börse (Forward-Kontrakte) gehandelt werden (Europäische Kommission, 2014d).

Verteil- und Übertragungsnetz

Verteilnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, Haushalte an ihr Netz anzuschliessen. Netzbetreiber sind ausserdem verpflichtet, Dritten einen nichtdiskriminierenden Zugang zu ihrem Netz zu gewähren. Der Zugang darf nur dann verwehrt werden, wenn dieser aus betrieblichen, kapazitätsbezogenen, technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist. Netznutzungsentgelte werden wie in der Schweiz nach dem Ausspeiseprinzip entrichtet.

Seit 2009 sind die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber einer Anreizregulierung unterstellt, in deren Rahmen Erlösbergrenzen gestützt auf Effizienzvergleiche vorgegeben werden. Die Durchschnittseffizienz lag in der zweiten Regulierungsperiode bei 94.7% Prozent (Swiss Economics, 2014). Um Investitionen in die Infrastruktur zu fördern wurde am 1. Januar 2012 ein zusätzliches Element eingeführt, welches eine hohe Verlässlichkeit der Netzbetreiber mit einer Erhöhung der Erlösbergrenze (Bonus) belohnt, eine tiefe Verlässlichkeit mit einer Reduktion der Erlösbergrenze (Malus) bestraft. Die Höhe der Boni entspricht jeweils der Höhe der Mali, womit Ertragsneutralität gewährt wird.

3.3.3 Markteintrittsbarrieren

Gestützt auf Ahlert et al. (2014) weisen die befragten Unternehmen auf die folgenden Eintrittsbarrieren im deutschen Strommarkt hin:

- Haushalte sind durch Langzeitverträge an Stromlieferanten gebunden
- Hohe Umweltschutzaufgaben

Im Ländervergleich wird die Höhe der Eintrittsbarrieren in Deutschland von den befragten Unternehmen als relativ gering eingestuft.

3.3.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick

Im deutschen Strommarkt sind seit 2011 sinkende Grosshandelspreise zu beobachten, was u.a. auf den Merit-Order-Effekt zurückzuführen ist.³³ Die sinkenden Preise schlagen sich allerdings

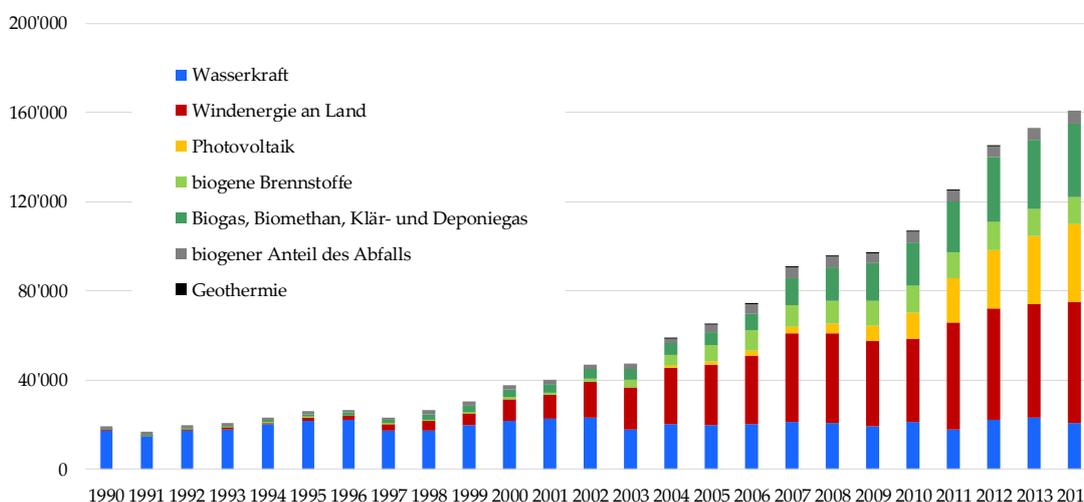
³³ Die Merit-Order-Kurve stellt die Grenzkosten und Erzeugungskapazitäten aller Anbieter geordnet nach den Kosten aufsteigend dar. Der Merit-Order-Effekt bezeichnet die Verschiebung der Angebotskurve durch die Integration von Energiequellen mit tiefen marginalen Erzeugungskosten, was zu einem tieferen Gleichgewichtspreis führt.

aufgrund der gleichzeitigen Erhöhung der Umweltumlagen nicht in sinkenden Endkundenpreisen nieder. Über den Zeitraum von 2008 bis 2013 ist in Deutschland der Anteil von Netzentgelten und Abgaben um ca. 20% angestiegen, was mehrheitlich auf die stetige Erhöhung der EEG-Umlage zurückzuführen ist. Während sich die EEG-Vergütungszahlungen seit 2009 auf rund 20 Mrd. Euro etwas mehr als verdoppelt haben, hat sich die Höhe der Umlage seit 2009 von 1.13 auf 6.24 Eurocents pro kWh mehr als verfünffacht. Im Jahr 2015 wurden die Abgaben mit 6.17 Eurocents erstmals gesenkt, werden jedoch für das Jahr 2016 wiederum auf 6,35 Eurocents steigen.

Dass die EEG-Umlage derart gestiegen ist, liegt auch an ihrer hohen Effektivität bezüglich des Zubaus erneuerbarer Energieerzeugung. Wie Abbildung 13 zeigt, betrug die Bruttostromerzeugung von Erneuerbaren im Jahr 2014 in Deutschland bei einer installierten Leistung von 93 GW rund 160 TWh. Zum Vergleich: Das AKW Gösgen speiste im Jahr 2014 bei einer Leistung von rund 1 GW 8 TWh Energie ins Schweizer Netz ein.

Seit 2010 betrug der Zubau von installierter Leistung zwischen 7.5 und 10.3 GW, im Jahr 2014 lag er bei rund 8.1 GW (dies entspricht der achtfachen Leistung des AKW Gösgen), mit leicht steigender Tendenz zum Vorjahr. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass der Zubau bis auf weiteres in hohem Tempo weitergehen wird. Trotz dem massiven Zubau dezentraler Erzeugung liegt der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) der deutschen Stromerzeugung bei 2000. Damit ist er stärker konzentriert als der britische oder der italienische Vergleichswert, aber weitaus tiefer als der französische oder der belgische (vgl. Tabelle 3).

Abbildung 13: Entwicklung Bruttostromerzeugung erneuerbarer Energien in DE (GWh)



Quelle: Swiss Economics gestützt auf BMWi (2015)

Der beträchtliche Zubau in Deutschland führt einerseits via Merit-Order-Effekt zu einem signifikanten Druck auf die Marktpreise in Deutschland und in den umliegenden Ländern inklusive Schweiz. Andererseits zieht er Folgekosten für den Netzausbau nach sich: Mit dem Zubau von erneuerbaren Energien ändert der bisherige lineare Stromfluss von Grosskraftwerken, die in die höchste Spannungsebene (Netzebene 1) einspeisen, hin zu Endkunden, die in der Regel an der tiefsten Spannungsebene (Netzebene 7) angeschlossen sind. Je mehr dezentrale Energiequellen in den unteren Netzebenen einspeisen, desto eher müssen die Netze neu dimensioniert werden – u.a. auch im Hinblick auf eine zeitweise Umkehr des Stromflusses. Angesichts des

hohen Zubaus in Deutschland treten vermehrt Engpässe auf der Verteilnetzebene auf. Engpässe im Netz bedeuten, dass Angebot und Nachfrage unter Beachtung der erwarteten Netzrestriktionen ausgeglichen werden müssen. Mit dem Ziel, dass der Markt auch bei Netzrestriktionen soweit wie möglich funktioniert, wird gegenwärtig in Deutschland die Einführung eines Ampelmodells mit den Phasen grün, gelb und rot auf der Verteilnetzebene diskutiert (vgl. hierzu z.B. BDEW, 2015). Die neue Phase gelb wird ausgerufen, wenn Netzengpässe prognostiziert werden. Diese würden dann mittels eines speziellen, neuen Marktes zum Abruf von am Netz angeschlossenen negativen und positiven Flexibilitäten beseitigt (vgl. Nabe et al. (2015) für eine Diskussion für die Schweiz).

Auch das Bundeswirtschaftsministerium sieht in seinem Grünbuch vom Juli 2015 Flexibilität „als Antwort auf die wetterabhängigen erneuerbaren Energien“. Hierzu soll in Zukunft ein „Strommarkt 2.0“ fairen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen garantieren (z.B. flexible Kraftwerke, flexible Verbraucher, Kraft-Wärme-Kopplung, Speicher und der europäische Stromhandel). Abgesichert werden soll der Strommarkt 2.0 über eine Kapazitätsreserve, bei dem Übertragungsnetzbetreiber auf der Basis einer Ausschreibung Kraftwerke unter Vertrag nehmen, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften geeignet sind, die Reserveleistung rechtzeitig und zielgerichtet zu erbringen (BMW, 2015). Künftig dürfte es also auch in Deutschland einen Kapazitätsmechanismus zur Erhaltung nicht rentabler Anlagen geben.

3.3.5 Fazit

Die Akteure im deutschen Strommarkt haben sich in erster Linie nach den Richtlinien für den Umweltschutz und der Förderung erneuerbarer Energieformen zu richten. Die Zahlen zum Zubau von erneuerbaren Energien zeigen, dass dies gelingt, allerdings mit einem beträchtlichen Umverteilungssystem, welches gegenwärtig rund 20 Mrd. Euro pro Jahr mittels der EEG-Umlage umlegt. Dabei werden die stromintensiven Unternehmen aus industriepolitischen Gründen von der Entrichtung der EEG-Umlage befreit. Dies verstärkt das Auseinanderdriften von Klein- und Grosskundenpreisen: Die Summe der EEG-Entlastung für strom-intensive Unternehmen ist zwischen 2011 und 2014 von 2.7 auf 5.1 Milliarden Euro gestiegen, was die Mehrbelastung der Kleinkunden im selben Zeitraum von 0.6 auf 1.35 Eurocent/kWh ansteigen liess (Mayer und Burger, 2014). Die verfolgte Energiepolitik und die Bestrebungen, die stromintensiven Unternehmen zu entlasten, lassen erwarten, dass die steigenden Kosten der Energiewende im Strombereich auch in Zukunft überproportional von Kleinkunden getragen werden müssen.

Der massive Zubau von erneuerbaren Energien, der aktuell etwa der achtfachen Leistung des AKW Gösgen entspricht, zieht substanzielle Folgekosten für den Netzausbau mit sich. Andererseits reduziert er die Marktpreise, da die erneuerbaren Energien meist sehr tiefe Grenzkosten aufweisen und sich somit in der Merit-Order vorne einreihen. Die Schweiz ist hiervon insofern betroffen, als grenzüberschreitende Kapazitäten von und nach Deutschland günstige Stromimporte zulassen, was auch in der Schweiz zu einem entsprechenden Preisdruck führt. Tiefere Preise sind kurzfristig im Sinne der Schweizer Kunden und können langfristig zu geringeren Investitionsanreizen führen.

3.4 Frankreich

Aufgrund des hohen Anteils an Ölkraftwerken wurde Frankreich von den beiden Ölschocks 1973 und 1979 besonders getroffen. Seither verfolgt die französische Energiepolitik vorwiegend das Ziel einer möglichst hohen Versorgungssicherheit, was zu einem starken Ausbau von Nuklearenergiekapazitäten führte (Taylor et al., 1998). Der Staat nimmt dabei eine zentrale Rolle ein und hat diese trotz Marktöffnung behalten.

Seit 2012 verfolgt die Regierung das Ziel, die französische Energiepolitik auf eine neue Grundlage zu stellen und u.a. den Anteil von nuklearer Erzeugung bis zum Jahr 2025 auf 50% zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien auf einen Anteil von 32% stark zu steigern. Der Gesetzgebungsprozess hierzu konnte im Jahr 2015 nach zähem Ringen abgeschlossen werden. Dies bedeutet, dass Frankreich sich nicht von der Kernkraft verabschieden wird. Ein weiterer Eckwert der Reform ist die Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs um 50% bis 2050.³⁴

3.4.1 Vorgehen bei der Marktöffnung

Die Öffnung des französischen Strommarktes erfolgte schrittweise. Im Jahr 1999 konnten Endkonsumenten mit einem Jahresverbrauch von über 100 GWh ihre Stromlieferanten frei wählen, gefolgt von Konsumenten mit einem Jahresverbrauch von über 16 GWh im Jahr 2000. In einem nächsten Schritt durften im Jahr 2003 Kunden mit einem Jahreskonsum von über 7 GWh im in den freien Markt treten. Im Jahr 2004 erhielten alle verbleibenden Geschäftskunden Zugang zum liberalisierten Markt. Die volle Marktöffnung erfolgte schliesslich 2007 (CRE, 2014).

3.4.2 Regulierungsrahmen

Im Jahr 2000 wurde die Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) als Regulationsbehörde für den französischen Energiemarkt geschaffen. Die CRE ist für die Regulierung des Strom- und Gasnetzzugangs verantwortlich und hat die Aufgabe, allen Nutzern einen nicht diskriminierenden Zugang zur Netzinfrastruktur sicherzustellen. Zweitens hat sie die Aufgabe, einen freien und fairen Wettbewerb im Energiemarkt zu gewährleisten (CRE, 2014). Im Vergleich zu anderen nationalen Regulatoren ist die CRE relativ gesehen mit eher bescheidenen Mitteln ausgestattet – so betrug die gesamte Belegschaft der CRE im Jahr 2014 130 Personen gegenüber rund 700 der britischen Ofgem oder über 2000 der deutschen BNetzA (Europäische Kommission, 2014d).

Erzeugung

Die Bewirtschaftung von Stromerzeugungsanlagen darf nur mit einer behördlichen Genehmigung erfolgen. Eine solche Genehmigung wird bei Einhaltung spezifischer Vorgaben in Bezug auf Sicherheit, Energieeffizienz sowie auf technische und wirtschaftliche Kapazitäten des Antragstellers erteilt. Für die Erteilung der Genehmigungen ist der französische Energieminister zuständig (Fages und Saarinen, 2012).

Neu ist für Erzeuger ab dem Winter 2016/2017 ein Kapazitätsmarkt vorgesehen (vgl. Box 3).

Gemäss dem französischen Energierechtskodex hat der französische Staat mindestens 70% der Kapital- und Stimmrechte an der börsenkotierten EDF zu halten, welche erzeugungsseitig einen Marktanteil von 90% hält.

³⁴ Vgl. z.B. NZZ (online) vom 22.7.2015: „Frankreich macht Riesenschritt zur Energiewende – Energieverbrauch bis 2050 halbieren“

Box 3: Französischer Kapazitätsmechanismus ab Winter 2016/2017

Ab Winter 2016/2017 planen die Regulatorin CRE und die Übertragungsnetzbetreiberin RTE die Einführung eines Kapazitätsmechanismus, welcher dazu beitragen soll, dass die zunehmende Spitzenlast in Frankreich auch in Zukunft gedeckt werden kann, und dass Investitionsanreize für flexibel einsetzbare Kraftwerke und Demand-Response-Mechanismen geschaffen werden.

Im Rahmen des neuen Kapazitätsmechanismus werden Stromlieferanten dazu verpflichtet, Kapazitätsgarantien vorzuweisen, die beweisen, dass sie für ihre Kunden Versorgungssicherheit gewährleisten können. Solche Kapazitätsgarantien können entweder durch den Bau eigener Kapazitäten oder durch den Zukauf von Kapazitäten Dritter erbracht werden und in Form von Zertifikaten hinterlegt werden. Dahinter steht die Idee, dass sich ein Zertifikatehandel einstellt zwischen Lieferanten, welche Zertifikate nachfragen, und zwischen Stromproduzenten und Anbietern von Demand-Response-Mechanismen, welche Zertifikate anbieten. Mittelfristig ist vorgesehen, dass auch nichtfranzösische Akteure als Anbieter am französischen Kapazitätsmechanismus teilnehmen können (CRE, 2014; RTE, 2014).

Verkauf

Der Verkauf von Strom unterliegt einer staatlichen Genehmigungspflicht. Stromanbieter erhalten die entsprechende behördliche Genehmigung für den Verkauf von Strom nur unter Einhaltung von bestimmten technischen und wirtschaftlichen Kapazitäten sowie bei Übereinstimmung mit den Vorgaben in Bezug auf die nationale Versorgungssicherheit (Fages und Saarinen, 2012).

Jede Transaktion im französischen Strommarkt, welche die Teilnahme eines Produzenten, Zwischenhändlers oder Anbieters involviert, muss, unabhängig von der Handelsmethode, von der CRE überwacht werden (CRE, 2014).

Im Jahr 2008 reichte die Europäische Kommission eine Beschwerde gegen EDF ein. Die Beschwerde richtete sich gegen Langzeitverträge der EDF mit industriellen Grosskunden. Diese hätten potenziell eine Markteintrittsbarriere dargestellt und allgemein den Wettbewerb gehemmt, da dadurch Konkurrenten der Zugang zu Kunden, die mit einem Langzeitvertrag an EDF gebunden waren, erheblich erschwert wurde.³⁵ Mit dem Ziel, das produktionsseitige Quasi-Monopol der ehemals vertikal integrierten EDF aufzubrechen, ermöglicht deshalb das NOME-Gesetz von 2010 anderen Stromlieferanten, im Zeitraum zwischen 2011 und 2025 Strom aus Kernkraftwerken der EDF zu regulierten Preisen zu erwerben (vgl. CRE, 2015; Fages und Sarinen, 2012). Mit dem NOME-Gesetz werden überdies gewisse Privilegien von Grosskunden im Rahmen der Endkundenpreisregulierung demnächst wegfallen (vgl. Box 4).

Rund 2 Millionen Haushalte mit tiefen Einkommen können Strom zu regulierten "sozialen Tarifen" beziehen.

³⁵ Antitrust Commission market tests proposed commitments by EDF to increase competition in the French electricity market. Medienmitteilung der EU-Kommission vom 4. November 2009.

Box 4: Regulierte französische Endkundenpreise

Endkonsumenten können zwischen zwei verschiedenen Arten von Lieferverträgen wählen, nämlich zwischen Verträgen mit regulierten Tarifen (*contrats aux tarifs réglementés*), die von den traditionellen Lieferanten, d. h. der EDF oder lokalen Verteilnetzbetreibern, angeboten werden, und Marktverträgen (*contrats en offre de marché*), die von allen Lieferanten im Markt, inklusive der traditionellen Lieferanten angeboten werden (CRE, 2015).

Im regulierten Bereich des Strommarktes werden die Tarifpreise für verschiedene Konsumentenkategorien von den Energie- und Wirtschaftsministern basierend auf einer Empfehlung der CRE vorgegeben. Diese Tarife richten sich nach der Gesamtheit von Produktions- und Vertriebskosten, Übertragungs- und Verteilungskosten, Marketingkosten sowie einer Marge für den langjährigen Monopolisten EDF (CRE, 2014).

Das NOME-Gesetz sieht vor, dass die regulierten Endkundenpreise für Grosskunden bis Ende 2015 aufgehoben, für Kleinkunden jedoch beibehalten werden.

Verteil- und Übertragungsnetz

Die Stromverteilung und -übertragung sind öffentliche Dienstleistungen unter der Aufsicht des CRE. Stromverteilung und -übertragung wurden einer gesetzlichen und wirtschaftlichen Entflechtung unterzogen und werden von getrennten Unternehmen durchgeführt. Die französische Übertragungsnetzbetreiberin RTE befindet sich aber weiterhin im Besitz von EDF (Europäische Kommission, 2014d).

Neueintretenden Stromproduzenten ist ein fairer und nicht diskriminierender Zugang zum Verteilungs- und Übertragungsnetz zu gewähren. Werden diese Verpflichtungen nicht eingehalten, verhängt die unabhängige, der CRE angegliederte CoRDIS-Kommission Sanktionen (Fages und Saarinen, 2012).

Der Zugang zum Verteilungs- und Übertragungsnetz ist tarifpflichtig. Die Tarife werden von der CRE überprüft und haben in erster Linie die Kosten der Netzbetreiber zu decken. Darüber hinaus können kurz- oder langfristig Anreize geschaffen werden, um die Energieeffizienz zu erhöhen, die Marktintegration zu fördern, die Versorgungssicherheit zu erhöhen oder Forschung in diesem Gebiet zu unterstützen (Fages und Saarinen, 2012).

3.4.3 Markteintrittsbarrieren

Als wichtigste Markteintrittsbarriere sind neben den oben besprochenen administrativen Vorgaben tiefe, regulierte Endkundenpreise zu nennen. Gemäss der CRE lagen die Endkundenpreise von EDF im Jahr 2013 unterhalb den von der CRE geschätzten buchhalterischen Produktionskosten von EDF, was es den Wettbewerbern erschwerte, sich im französischen Markt zu etablieren (CRE 2014). Ebenso war es für Lieferanten lange Zeit aufgrund der dominanten Stellung der EDF kaum möglich, sich ausreichend Energie am Grosshandelsmarkt zu beschaffen. Dies hat sich mit dem 2010 eingeführten Zugang zu deren Kernenergie geändert, allerdings erfolgt der Preis zu regulierten Konditionen, was eine Differenzierungsstrategie erschwert (CRE, 2013).

Die Unternehmen, die im französischen Markt aktiv sind, nennen gemäss Ahlert et al. (2014) zudem folgende weitere Markteintrittsbarrieren:

- Mangelnde öffentliche Kommunikation in Bezug auf zukünftige Regulierungsänderungen durch die zuständigen Behörden

- Rückwirkend angewandte Regulierungsänderungen
- Privilegierte Stellung des langjährigen Monopolisten mit besserem Zugang zu Informationen über Kunden im regulierten Marktsegment
- Mangelnde Möglichkeiten zum Preisvergleich für Kleinkunden und Haushalte

3.4.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick

EDF, deren Aktien sich per 31. Dezember 2014 zu 84,5%³⁶ im Besitz des französischen Staates befanden, dominiert nach wie vor den französischen Strommarkt. So besitzt EDF weiterhin rund 90% der installierten Erzeugungskapazität in Frankreich. Entsprechend ist die Marktkonzentration in der Stromerzeugung mit einem Herfindahl-Hirschman-Wert von über 8500 die höchste in den untersuchten Ländern (vgl. Europäische Kommission 2014d, sowie Tabelle 3). EDF ist ausserdem der grösste Stromanbieter Europas mit einem europaweiten Marktanteil von 16% im Jahr 2013 (ACER, 2014). Frankreich war 2015 mit einem Nettoexportvolumen von 65 TWh mit Abstand die grösste Stromexporteurin in der EU (vor Deutschland mit 35 TWh, vgl. ENTSO-E, 2015b).

Die Mehrheit der Endkonsumenten beziehen zu Beginn des Jahres 2015 weiterhin Strom zu regulierten Tarifen von ihrem bisherigen Lieferanten (über 90% der Haushaltskunden und knapp 80% der Nichthaushaltskunden). Sehr hohe Werte des Herfindahl-Hirschman-Indexes von über 4000 für Grosskunden und von über 7000 für Haushaltskunden weisen auf eine äusserst hohe Konzentration des französischen Endkundenmarktes für Strom hin (CRE, 2015).³⁷

Gemäss CRE (2014) bewegen sich die jährlichen Wechselraten der Konsumenten seit dem Jahr 2008 zwischen 0.3% und 1.1%, was neben den preislichen Vorteilen und den genannten Markteintrittsbarrieren unter anderem auf starke Reputationseffekte der etablierten Anbieter zurückzuführen ist.

3.4.5 Fazit

Bis zum Erlass des NOME-Gesetzes im Jahr 2010 waren die Auswirkungen der Strommarktöffnung in Frankreich bescheiden. Der französische Strommarkt wird weiterhin vom langjährigen Monopolisten EDF dominiert. Die hohe Dominanz der EFG; die bestehende Preisregulierung und die hohen regulatorischen Auflagen in Bezug auf den Stromhandel dürften weiterhin als wichtige Markteintrittsbarrieren betrachtet werden.

³⁶ <http://shareholders-and-investors.edf.com/edf-share/shareholding-structure-42691.html>

³⁷ Herfindahl-Hirschman-(HHI-)Werte von über 2000 weisen auf einen stark konzentrierten Markt, Werte von unter 1000 auf einen wenig konzentrierten Markt hin.

3.5 Italien

Die italienische Energiepolitik der letzten Jahre war geprägt von einem konsequenten Atomausstieg im Jahr 1987 nach der Nuklearkatastrophe von Tschernobyl von 1986. Seit 1990 gibt es in Italien keine Kernkraftwerke mehr.³⁸ Eine Kursänderung mit dem Ziel, bis 2025 30% des Stroms aus Kernenergie zu erzeugen, wurde im Jahr 2011 per Volksentscheid abgelehnt. Erneuerbare Energiequellen haben in der Energieerzeugung in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen.

3.5.1 Vorgehen bei der Marktöffnung

Die Öffnung des italienischen Strommarktes erfolgte schrittweise. Seit dem Jahr 2003 haben industrielle Grosskunden mit einem Jahreskonsum von über 100 MWh Zugang zum liberalisierten Markt; Kleinkunden und Haushalte erhielten diesen Zugang im Jahr 2007.

Der vor der Marktöffnung etablierte staatliche und vertikal integrierte Monopolist ENEL wurde im Zeitraum zwischen 1998 und 2007 einer eigentumsrechtlichen Entflechtung unterzogen. Dieser Prozess führte zur Aufteilung von ENEL entlang der ehemaligen Unternehmensfunktionen Erzeugung, Übertragungsnetzbetrieb und Verteilnetzbetrieb (Monesi et al., 2013).

3.5.2 Regulierungsrahmen

Der italienische Energiemarkt wird von der unabhängigen Regulatorin AEEGSI (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico) reguliert. AEEGSI ist unter anderem für die Beaufsichtigung des Netzzugangs, für die Förderung eines fairen Wettbewerbs, die Wahrnehmung der Interessen der Konsumenten, die Sicherstellung der Markttransparenz und die Förderung der Energieeffizienz zuständig (Monesi et al., 2013).

Erzeugung

Die Entwicklung und der Bau von Stromerzeugungsinfrastruktur bedürfen einer staatlichen Bewilligung, welche unter anderem die Einhaltung von Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltschutzstandards vorschreibt sowie Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur voraussetzt. Der entsprechende Bewilligungsprozess wird von staatlichen und regionalen Gesetzen bestimmt und hängt ab vom Standort und den Eigenschaften der zu bewilligenden Infrastruktur sowie von den einzuholenden Bewilligungen. (Monesi et al., 2013).

In der Förderung erneuerbarer Energien ging Italien im Jahre 2012 von einem Quotenmodell zu einem System mit Einspeisevergütungen über (Europäische Kommission, 2014d).

Verkauf

Kleinkunden haben die Wahl, ob sie in den freien Markt wechseln wollen oder ob sie im regulierten Bereich verbleiben wollen. Haushalte und kleine Unternehmen, die keinen neuen Lieferanten wählen, verbleiben bei ihrem angestammten Verteilnetzbetreiber. Dieser hat seine Verkaufsverträge und Tarife gemäss den von AEEGSI festgelegten Regeln zu gestalten und muss gegenüber seinen Kunden bestimmte Informationen offenlegen (Europäische Kommission, 2014d; Bortoni, 2014). Ein Single Buyer kauft den Strom, der im regulierten Bereich verkauft wird, für die betreffenden Lieferanten im Grosshandel ein. Die regulierten Strompreise richten

³⁸ <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Italy/>

sich gemäss AEEGSI nach den Preisen des in sechs Preiszonen unterteilten Grosshandelsmarkts unter Einbezug einer angemessenen Marge für den Single Buyer (ACER, 2014).

Allgemein geltende Tarife für den Netzanschluss werden von AEEGSI festgelegt und verfolgen das Ziel einer fairen Entschädigung für investiertes Kapital. Die Tarife können Komponenten zur Deckung von Systemkosten enthalten. Zu diesen Systemkosten gehören unter anderem die Kosten zur Stilllegung nuklearer Stromerzeugungsanlagen, Einspeisevergütungen und Anreizzahlungen für erneuerbare Energien (Monesi et al., 2013).

Box 5: Kapazitätsmarkt in Italien ab 2017

Das Ministerium für Wirtschaftliche Entwicklung hat unter Beipflichtung von AEEGSI die Einführung des vom Übertragungsnetzbetreiber Terna vorgelegten Rechtsrahmens zur Bildung eines Kapazitätsmarktes genehmigt. Der auktionenbasierte Kapazitätszahlungsmechanismus wird voraussichtlich im Jahr 2017 erstmals in Kraft treten; eine erste Kapazitätsauktion ist für das laufende Jahr geplant (AEEGSI, 2015).

Es ist vorgesehen, dass Terna die Angebotsauktionen verwaltet, in welchen Stromproduzenten auf freiwilliger Basis Optionskontrakte an Terna verkaufen können. Die zur Verfügung zu stellenden Kapazitäten werden von Terna auf der Basis des erwarteten Stromkonsums und der betreffenden Reservevorschriften festgelegt.

Die am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Stromerzeugungsanlagen müssen zwei wichtige Kriterien erfüllen: Erstens müssen sie auf italienischem Gebiet angesiedelt sein und zweitens müssen sie vorbestimmte Kapazitäten bereitstellen können.

Für jedes verkaufte Megawatt an Kapazität erhält der Anlagebetreiber eine jährliche Zahlung. Der Betreiber hat Terna jedoch jegliche positive Differenz zwischen dem aktuellen Marktpreis für Kapazität und dem im Auktionsvertrag festgelegten Preis zurückzuzahlen. Die Einnahmen aus diesen Rückzahlungen sollen den Konsumenten in der Form von Abzügen in ihren Stromrechnungen gutgeschrieben werden (Penco Salvi et al., 2015).

Die Strombörse wird seit dem Jahr 2004 vom staatlich kontrollierten Privatunternehmen GME verwaltet. Zu den Dienstleistungen gehören ein Spotmarkt, ein Forward-Markt für den Handel von Grundlast- und Höchstlastkontrakten und eine Plattform für den physischen Handel mit Derivatkontrakten. Die Börse unterliegt den vom Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung in Zusammenarbeit mit AEEGSI ausgearbeiteten Marktregeln sowie den von GME erlassenen technischen Regeln (Monesi et al., 2013).

Verteil- und Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist mehrheitlich im Besitz des börsenkotierten Unternehmens Terna und wird ebenfalls im Rahmen eines staatlichen Konzessionssystems betrieben. Das Verteilnetz wird von diversen Verteilnetzbetreibern unter einem staatlichen Konzessionssystem geführt. Die staatlichen Konzessionen haben eine Laufzeit von bis zu 12 Jahren. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, Stromerzeugern und Stromanbietern Zugang zur Infrastruktur zu gewähren (Monesi et al., 2013). Für die Nutzung der Verteil- und Übertragungsinfrastruktur sind regulierte, kostendeckende Tarife in Abhängigkeit des betreffenden Stromvolumens zu bezahlen (Bortoni et al. 2014).

Übernahme- und Fusionskontrolle

Die Rechtsverordnung Nr. 21 vom 12. März 2012 erfordert eine Beurteilung durch den Staat der für die nationalen Transport-, Telekommunikations- und Energieindustrie strategisch wichtigen Anlagegüter. Jeder Firmenbeschluss, jeder vorgeschlagene Rechtsakt und jede Transaktion, welche zu einem Transfer von Eigentumsrechten an oder der Kontrolle von strategischen Anlagen führt, kann vom Staat untersagt werden, falls diese zu einer Bedrohung der Interessen der nationalen Sicherheit führen könnten. Zusätzlich können lokale Konzessionsregeln gelten, welche bei Eigentumsänderung oder Änderung des Anlagebetreibers eine Meldepflicht an die lokale Ausstellungsbehörde auferlegen. Sonstige Akquisitionen und Merger benötigen eine kartellrechtliche Genehmigung (Monesi et al., 2013).

3.5.3 Markteintrittsbarrieren

Gemäss Ahlert et al. (2014) sind die wichtigsten Markteintrittsbarrieren, welche von im italienischen Markt aktiven Anbietern genannt werden, die folgenden:

- Die regulierten Preise würden keine angemessene Margen erlauben oder sogar unter den Grosshandelspreisen liegen (Ahlert et al., 2014)
- Ein schwieriger, nicht transparenter Wechselprozess für die Kunden (ACER, 2014)
- Ein langwieriger Lizenzierungsprozess (Ahlert et al. 2014)
- Kurzfristige regulatorische Änderungen, was bei den Stromanbietern zu Unsicherheit und Kosten führt (Ahlert et al., 2014)

Neu hinzu kommt der Kapazitätsmarkt gemäss Box 5.

Ein wesentliches Markteintrittshemmnis dürften auch die teils unter Kosten (inkl. Marge) liegenden regulierten Endkundenpreise von kleineren und mittleren Kunden darstellen. Während die Strompreise für die mittleren und hohen Konsumklassen im europäischen Vergleich auf vergleichsweise hohem Niveau angesetzt waren, lagen sie für Kleinkunden – ohne Einbezug von Abgaben – im Jahr 2013 in den unteren Konsumklassen (unter 1000 kWh pro Jahr beziehungsweise zwischen 1000 kWh und 2500 kWh pro Jahr) weit unter dem EU-Durchschnitt (17% beziehungsweise 9% tiefer). Die Endpreise mit Einbezug aller Abgaben lagen für die Konsumklassen bis 2500 kWh ebenfalls unterhalb des EU-Durchschnitts. In den oberen Verbrauchsprofilen (zwischen 2500 kWh und 5000 kWh pro Jahr) hingegen lagen die Strompreise um 10% oberhalb des EU-Durchschnitts. Bei den für Grosskundenpreisen repräsentativen Verbrauchsprofilen von 500 MWh bis 2000 MWh lag der Strompreis gar 21% über dem EU-Durchschnitt (Bortoni et al. 2014).

3.5.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick

ENEL bleibt nach wie vor der grösste Stromproduzent Italiens mit einem Anteil von ca. 25% an der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2014. Der Herfindahl-Hirschman-Index im Bereich der Erzeugung lag für das Jahr 2014 bei 900 (Bortoni et al., 2014; Europäische Kommission, 2014d). Ein Grossteil (rund 80%) der italienischen Haushalte und KMU verblieb 2014 im regulierten Bereich und machte vom freien Marktzugang keinen Gebrauch. Rund 85% aller Endkunden im liberalisierten Bereich werden von ENEL beliefert. Damit ist der regulierte Bereich stark konzentriert. Im freien Markt verfügten die drei grössten Lieferanten ENEL, Edison und Eni dagegen lediglich über knapp 35% Marktanteil. Gesamthaft ist die Konzentration des italienischen Endkundenmarktes mit einem HHI von 1900 substantiell (Europäische Kommission, 2014d).

In den letzten Jahren hat ein starker Ausbau photovoltaischer Stromerzeugungsanlagen stattgefunden (Monesi et al., 2013). Die Subventionierung wurde von AEEGSI für das Jahr 2014 auf über 7 Milliarden Euro beziffert (Bortoni et al., 2014). Insgesamt verfügt Italien über substantielle Kraftwerksreserven, die das Zweifache der maximalen Nachfrage betragen (Europäische Kommission, 2014d). Trotzdem ist Italien Nettostromimporteuer und hat 2014 mehr als 40 TWh Strom importiert (ENTSO-E, 2015b). Dies lässt sich dadurch erklären, dass ein Grossteil des italienischen Kraftwerksparks aufgrund hoher variabler Erzeugungskosten im europäischen Markt nicht wettbewerbsfähig ist.

3.5.5 Fazit

Der italienische Strommarkt bleibt trotz formeller Öffnung stark reguliert. So verbleiben ein Grossteil der italienischen Haushaltskunden und KMU im regulierten Bereich und werden zu relativ tiefen regulierten Tarifen mehrheitlich von ENEL beliefert. Die Möglichkeit, dass ausländische Marktteilnehmer unter Umständen nicht mit den regulierten Tarifen mithalten können, ist eine substantielle Markteintrittsbarriere. Zudem begünstigen bürokratische Auflagen und Informationsasymmetrien möglicherweise etablierte inländische Firmen gegenüber ausländischen Neueinsteigern. Der geplante Kapazitätsmarkt wird vorerst nur für Erzeugungsanlagen auf italienischem Gebiet gelten, was etablierten Anbietern einen Wettbewerbsvorteil gewährt. Die Eigentumsübertragung oder die Übertragung der Kontrolle an strategisch wichtigen Stromerzeugungsanlagen kann der Staat mit einem Veto ablehnen.

3.6 Belgien

Die belgische Energiepolitik steht aufgrund des anstehenden schrittweisen Ausstiegs aus der Atomkraft vor grossen Herausforderungen. Verzögerungen im Bau fossiler Kraftwerke und im Ausbau grenzüberschreitender Übertragungsnetze könnten mittelfristig zu Versorgungsengpässen führen (Europäische Kommission, 2014d). Aufgrund unerwarteter Revisionen dreier Kernkraftwerke war Belgien im Winter 2014/2015 stark von Importen abhängig (Elia, 2015b). Gleichzeitig ist Belgien bestrebt, im Rahmen der europäischen Klimaziele den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark auszubauen. So strebt Belgien eine Reduktion des Verbrauchs an Primärenergie im Vergleich von 18% gegenüber der Projektion des geschätzten Verbrauchs im Jahr 2020 eine Erhöhung des Anteils der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 13% sowie eine Reduktion von 15% der Treibhausgasemissionen in den vom europäischen Emissionshandelssystem betroffenen Sektoren gegenüber dem Jahr 2005 an (Deloitte, 2015).

3.6.1 Vorgehen bei der Marktöffnung

Die belgische Strommarktöffnung ist schrittweise nach Regionen und Kundengruppen erfolgt. In einem ersten Schritt wurde im Jahr 2003 der Strommarkt von Flandern vollständig liberalisiert. In Wallonien erhielten Kunden, die ans Hochspannungsnetz angeschlossen waren, Geschäftskunden sowie Haushalte, die bereit waren, „grünen“ Strom zu beziehen, bereits im Jahr 2004 Zugang zum liberalisierten Markt. In Brüssel erhielten Industriekunden diesen Zugang ebenfalls schon im Jahr 2004. Schliesslich wurde der Markt für alle übrigen Kunden per Januar 2007 vollständig geöffnet (IEA, 2009).

3.6.2 Regulierungsrahmen

In Belgien teilen sich der Bund sowie die drei Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel-Hauptstadt die energiepolitischen Kompetenzen (Elia, 2015c). Entsprechend der Bundes- und der regionalen Kompetenzen existieren sowohl nationale als auch regionale Energieregulatoren. Für die Festlegung von Tarifen für den Zugang zum Verteil- und Übertragungsnetz sowie für die Marktüberwachung und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist der nationale Regulator CREG (Commission de Regulation de l'Électricité et du Gaz) zuständig (CREG, 2015). Die drei regionalen Regulatoren sind unter anderem für die Überwachung der regionalen Strommärkte, für die Verteilnetze sowie für die Förderung erneuerbarer Energien verantwortlich (Elia, 2015c).

Erzeugung

Für die Stromerzeugung benötigen Stromanbieter eine behördliche Bewilligung von CREG. Eine einmal erteilte Bewilligung verfällt, sobald die betreffende Stromerzeugungsanlage während fünf aufeinanderfolgenden Jahren nicht betrieben wird (CREG, 2012).

Für den Bau, Betrieb und Ausbau von Offshore-Windparks in der Nordsee werden Konzessionen benötigt. Diese werden vom Energieminister vergeben. Mit dem Ziel der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben alle Regionen eigene Quotenmodelle mit grünen Zertifikaten aufgebaut. Auf föderaler Ebene wird ein weiteres Zertifikatssystem zur Förderung von Wind- und Wasseranlagen betrieben (CREG, 2012).

Belgien beschloss 2003 per Gesetz, bis 2025 schrittweise aus der Atomkraft auszusteigen. Das Gesetz sieht vor, dass die sieben Atomreaktoren in den Jahren 2015, 2022, 2023 und 2025 vom Netz genommen werden. Dieses Vorhaben kann insbesondere dann angepasst werden, wenn die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist (FPS Economy, 2015).

Um dem sich abzeichnenden Engpass in der Stromerzeugung entgegenzuwirken, hat die Übertragungsnetzbetreiberin Elia 2014 eine strategische Reserve ins Leben gerufen und für den Winter 2014/2015 Reserveerzeugungskapazität im Umfang von knapp 850 MW eingekauft. Für den Winter 2015/2016 plant Elia, sich im Rahmen von Aktionen wieder Reserveerzeugungskapazitäten zu sichern (Elia, 2015d).

Verkauf

Der Stromverkauf wird von den regionalen Regulatoren überwacht. Um im ganzen Land Strom verkaufen zu dürfen, benötigen Stromanbieter eine Betriebslizenz für jede einzelne Region.

Wirtschaftlich benachteiligte Menschen profitieren in Belgien von einem sogenannten „sozialen Tarif“, welcher von CREG festgelegt wird. Zur Kontrolle der variablen Komponenten von Lieferverträgen an Haushalte und KMU wurde 2013 zudem ein sogenannter „Sicherheitsnetz-Mechanismus“ eingeführt. Im Rahmen dieser „Sicherheitsnetz“-Regulierung überprüft CREG, auf welche Art und Weise die Stromlieferanten die den Endkunden verrechneten Preise im Zeitverlauf anpassen. Belgische Stromlieferanten dürfen ihre Preise nur vier Mal pro Jahr anpassen und müssen sich dabei an verschiedene Vorgaben hinsichtlich der verwendeten Formeln und der darin enthaltenen Parameter halten. So muss sich die Indexierung u.a. an der Entwicklung der Grosshandelspreise in den CWE-Märkten (Deutschland, Frankreich und Benelux-Staaten) orientieren. Damit soll sichergestellt werden, dass die Endkundenpreise nur dann steigen, wenn auch die Kosten der Stromlieferanten zunehmen (CREG, 2014). Gemäss CREG (2014; 2015) ist seit der Einführung des „Sicherheitsnetzes“ eine Abnahme der Marktkonzentration

und eine Erhöhung der Wechselraten zu beobachten. Die „Sicherheitsnetz“-Regulierung wird voraussichtlich bis Ende 2017 fortgeführt (CREG, 2015).

Seit 2006 besteht die Grosshandelsbörse Belpex, an der Handel für den belgischen Day-Ahead- und den Intraday-Markt sowie für die strategische Reserve von Elia betrieben wird (Belpex, 2015).

Verteil- und Übertragungsnetz

Das belgische Übertragungsnetz wird von der börsennotierten Gesellschaft Elia betrieben. Die Übertragungsnetztarife werden von Elia in Zusammenarbeit mit CREG festgelegt. Für die Zeitperiode 2016–2019 hat Elia CREG einen Tarifvorschlag zu machen, den CREG in der zweiten Hälfte des Jahres 2015 untersuchen wird. Die daraus resultierenden Tarife werden am 1. Januar 2016 in Kraft treten.

Alle vier Jahre muss Elia einen Entwicklungsplan mit einem Zeithorizont von 10 Jahren für das Übertragungsnetz entwerfen, welcher vom Energieminister angenommen werden muss. Ausserdem hat Elia Investitionspläne für das Verteilnetz aufzubereiten. Diese unterliegen der regionalen Gesetzgebung und müssen von den regionalen Autoritäten genehmigt werden (Elia, 2015d).

Jede Region hat einen oder mehrere Verteilnetzbetreiber, dessen Aktien im Besitz der Gemeinden sind. Die Verteilnetzbetreiber haben den Stromanbietern einen nicht diskriminierenden Zugang zum Netz zu gewähren. (Synergrid, 2015)

3.6.3 Markteintrittsbarrieren

Die komplexe und zweischichtige Regulierungslandschaft mit Kompetenzverteilung auf föderaler und regionaler Ebene kann als Markteintrittsbarriere betrachtet werden, da sie mit hohen Informationskosten für Neueinsteiger verbunden ist. Gemäss Ahlert et al. (2014) wird der Grad an Markteintrittsbarrieren in Belgien von den befragten Stromanbietern im Vergleich zu anderen europäischen Ländern allerdings als relativ tief eingestuft.

3.6.4 Bisherige Entwicklung und Ausblick

In der Stromerzeugung hat die Marktkonzentration zwischen 2004 (HHI = 7390) und 2013 (HHI = 4000) zwar stark abgenommen, ist aber immer noch als hoch zu betrachten. Die Marktkonzentration im Endkundenmarkt ist mit einem Wert von 3000 ebenfalls als hoch einzustufen (vgl. Tabelle 3). Electrabel, die 1990 durch den Zusammenschluss verschiedener belgischer Stromversorgungsunternehmen entstand, bleibt mit einem Marktanteil von 63% im Jahr 2014 weiterhin die wichtigste Stromlieferantin (CREG, 2015). In Belgien ist der Anteil grenzüberschreitender Marktanteile im Endkundenmarkt mit 60 bis 80% im westeuropäischen Vergleich besonders hoch (vgl. Kapitel 2.2.4). Dies ist unter anderem damit zu erklären, dass Electrabel mittlerweile eine Tochtergesellschaft der französischen Enegie (ehemals GDF Suez) ist und somit als französische Lieferantin eingestuft wird.

Gemäss CREG (2015) gehören die Wechselraten der belgischen Kunden zu den höchsten in Europa. Ausserdem hat die Einführung des Sicherheitsnetzes zu mehr Transparenz in der Preissetzung geführt (CREG, 2015).

Der belgische Strom stammt noch zum grössten Teil aus Atomkraftwerken – 2012 waren es knapp 50% (Europäische Kommission, 2014b). Schliessungen von GuD-Kraftwerken und Atomreaktoren müssen zurzeit durch höhere Stromimporte kompensiert werden (Deloitte,

2015). Beschränkte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz an der belgisch-französischen und der belgisch-niederländischen Grenze erschweren jedoch den internationalen Stromaustausch. Dieser Herausforderung wird derzeit mit Projekten zum Bau von Hochspannungsleitungen in Kooperation mit anderen EU-Mitgliedsländern entgegengewirkt. Beispiele hierfür sind das Projekt „Nemo Link“, ein Joint Venture der belgischen und englischen Übertragungsnetzbetreiber Elia und National Grid, aus welchem eine 140 km lange Hochspannungsleitung hervorgehen soll. Zudem ist der Bau einer Hochspannungsleitung zwischen Belgien und Deutschland geplant (Elia, 2015e).

3.6.5 Fazit

Im Zusammenspiel mit den Klimazielen der Europäischen Union für 2020 stellt der geplante Atomausstieg Belgiens eine grosse Herausforderung dar, zumal über die Hälfte des belgischen Stroms aus Atomenergie erzeugt wird. Die belgischen Behörden sind bestrebt, einer möglichen Versorgungskrise entgegenzuwirken. So werden zurzeit u.a. die Grenzkapazitäten ausgebaut und eine strategische Reserve ins Leben gerufen. Die Endkundenpreise unterliegen mit der "Sicherheitsnetz"-Regulierung, in deren Rahmen der belgische Regulator CREG dreimal jährlich die Anpassung der Stromliefertarife überprüft, einer starken Kontrolle.

4 Bedeutung für die Schweiz

4.1 Beantwortung der Untersuchungsfragen

Gestützt auf die angestellten Untersuchungen können nun die eingangs in Abschnitt 1.2 erwähnten Fragen beantwortet werden.

4.1.1 Wie haben sich die Strommärkte in Europa nach der Marktöffnung entwickelt?

Die Öffnung und die EU-weite Integration der ursprünglich national organisierten, vertikal integrierten Stromversorgungssysteme der EU-Mitgliedsstaaten haben tiefgreifende und vielschichtige Veränderungen mit sich gebracht.

Gemessen an den in Kapitel 2.2.1 untersuchten wirtschaftlichen Indikatoren zeigt es sich, dass weiterhin grosse Unterschiede zwischen den Grosskundenpreisen der verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten bestehen, was auf eine unvollständige wirtschaftliche Integration hinweist. Insgesamt sind die Elektrizitätspreise insbesondere für Haushaltskunden gestiegen (vgl. Abbildung 3). Die stärksten Preistreiber sind die nicht direkt dem Markt ausgesetzten Kostenbestandteile, nämlich Netznutzungsentgelte, Abgaben und Steuern (vgl. Abbildung 4). Die Gesamtpreise unterscheiden sich zwischen den Mitgliedsstaaten weiterhin erheblich (vgl. Abbildung 5). Bei genauerer Betrachtung der Preise für die Energiekomponente zeigt sich, dass diese bei Grosskunden zwischen 2007 und 2014 im Schnitt in etwa konstant geblieben sind, während sie bei Kleinkunden durchschnittlich leicht gestiegen sind (vgl. Abbildung 6). Das absolute Wachstum der Grosskundenpreise in diesem Zeitraum betrug 5%. Die Kleinkundenpreise stiegen im selben Zeitraum absolut um 22%.

Die Qualität der Stromversorgung ist in der EU seit der vollständigen Marktöffnung im Schnitt ungefähr konstant geblieben.³⁹ Sie unterscheidet sich zwischen verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten ebenfalls stark. Die Schweiz weist demgegenüber konstant sehr tiefe Ausfallwerte aus und steht im europäischen Vergleich sehr gut da (vgl. Abbildung 7).

4.1.2 Wie haben die Mitgliedsstaaten die Marktöffnung umgesetzt?

Grundsätzlich haben sämtliche EU-Mitgliedsstaaten die Vorgaben der drei Binnenmarktpakete vollständig umgesetzt. Die Strommärkte sind somit auf den Stufen der Erzeugung und Lieferung vollständig geöffnet, und die ehemals integrierten Energieversorger sind entflechtet worden. Die EU-Kommission war dabei nicht untätig und hat allein für das dritte Binnenmarktpaket 38 Vertragsverletzungsverfahren angestrengt, welche jeweils mit einem Einlenken der betreffenden Mitgliedsstaaten eingestellt werden konnten.

Gleichwohl lässt der europäische Gesetzesrahmen den Mitgliedsstaaten gestützt auf Art. 194(2) des Vertrags von Lissabon eine relativ grosse Bandbreite an unterschiedlichen nationalen Regulierungen der jeweiligen Strommärkte. Diesen Spielraum nutzen die Mitgliedsstaaten.

So bleiben trotz Marktöffnung die Endkundenpreise in 15 von untersuchten 29 Staaten reguliert. Auch in Ländern ohne direkte Endkundenpreisregulierung bestehen für Stromlieferanten zum Teil relative strikte Vorgaben zur möglichen Ausgestaltung der Angebote für Endkunden. Beispielsweise sind in Grossbritannien für Kleinkunden nur vier Grundangebote erlaubt – mit

³⁹ Aussagen zur Qualität sind generell schwierig anzustellen, da die Auswirkungen von Regulierungen meist mittel- bis langfristiger Natur sind und sich entsprechend auch erst mittel- bis langfristig auf die Qualität auswirken.

dem Ziel, die Vergleichbarkeit der Angebote für Kleinkunden zu erhöhen. Die allgemeine Einflussnahme auf die Endkundenpreise wird von der EU-Kommission und ACER kritisiert.

Demgegenüber sind die Grosshandelsmärkte weitgehend wettbewerblich organisiert und werden durch den Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten und durch die Harmonisierung der Marktregeln (z.B. Market Coupling) zunehmend miteinander verknüpft.

Viele Länder gehen davon aus, dass die geöffneten und teilweise integrierten Grosshandelsmärkte in ihrem Land nicht ausreichende Investitionsanreize für die zur Versorgungssicherheit benötigten Stromerzeugungskapazitäten bereitstellen. So haben in den vergangenen Jahren zahlreiche europäische Staaten Kapazitätsmechanismen eingeführt, welche zusätzlich zur Stromlieferung auch die reine Zurverfügungstellung von Kraftwerkskapazität vergüten (vgl. Abbildung 8).

Gleichzeitig nutzen die einzelnen Mitgliedstaaten auch ihren Spielraum bei der Förderung von erneuerbaren Energieträgern. So haben Förderinstrumente in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen, und die inländische Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wird in vielen Mitgliedstaaten vielfältig und stark subventioniert (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 9). Hohe Subventionen erhalten jedoch auch fossile Energieträger wie Braunkohle: Gemäss ecofys (2014) betragen die Subventionen in Europa im Jahr 2012 insgesamt 113 Mrd. Euro, davon entfielen 10 Mrd. Euro auf Kohle.

Die Mitgliedstaaten haben somit die Marktöffnung zwar umgesetzt, gleichzeitig nutzen sie insbesondere ihre erzeugungsseitigen Freiheiten stark und lassen den Marktkräften im Bereich der Kleinkunden kein freies Spiel.

4.1.3 Bestehen weiterhin wesentliche Markteintrittsschranken?

Die Analyse der Marktdynamik in Kapitel 2.2.2 hat gezeigt, dass diese im Bereich der Endkunden eher verhalten ist. Angebotsseitig ist das Marktverhalten von eher geringen Markteintritten und -austritten geprägt, weshalb verschiedene Behörden die Dynamik zu verstärken versuchen. Insbesondere grenzüberschreitende Markteintritte sind eher selten zu beobachten, wobei diese mehrheitlich in kleinen Ländern durch grössere Anbieter stattfinden. Nachfrageseitig weist der europäische Strommarkt mehrheitlich tiefe Wechselraten von Haushalten auf. Dies ist per se nicht negativ und kann z.B. mit zufriedenen Kunden begründet sein. Dies ist jedoch längst nicht überall der Fall, wie beispielsweise der Fall von Grossbritannien zeigt (vgl. Kapitel 3.2). Ein Zusammenkommen tiefer Wechselraten und unzufriedener Kunden würde bedeuten, dass entweder hohe Such- und Wechselkosten vorliegen oder dass andere bestehende Markteintrittsschranken die Wettbewerbsdynamik schwächen.

Untersuchungen im Auftrag von ACER deuten denn auch darauf hin, dass in den europäischen Endkundenmärkten weiterhin wesentliche Eintrittsbarrieren für Lieferanten bestehen. Diese betreffen insbesondere komplexe Verfahren, die durchlaufen werden müssen, um effektiv Marktzugang zu erhalten, was insbesondere für kleine ausländische Anbieter substanzielle Fixkosten schafft und so einen Markteintritt unattraktiv machen können. Mit Blick auf die langen Planungs- und Nutzungshorizonte von Stromerzeugungsanlagen haben die regelmässigen Änderungen am Regulierungsrahmen substanzielle Rechtsunsicherheit zur Folge, die z.B. für mittlere und kleinere ausländische Anbieter schwerer wiegt, welche die politische Diskussion im entsprechenden Land weniger eng verfolgen und beeinflussen können.

In der Einschätzung von Markteintrittsschranken sind auch die oben erwähnten Entwicklungen mit Bezug auf Kapazitätsmärkte und Förderinstrumente wesentlich: Diese Instrumente stehen

in der Regel nur den nationalen Stromerzeugern offen. Lieferanten, welche im Ausland erzeugten Strom anbieten möchten, können nicht davon profitieren. Die daraus resultierende einseitige Unterstützung von im Inland erzeugtem Strom wirkt einem „Level Playing Field“ entgegen und schafft ein System, in dem Stromerzeugungskapazitäten nicht da gebaut werden, wo sie für den europäischen Strommarkt effizient wären, sondern wo sie am stärksten öffentlich unterstützt werden.

Erschwerend für ausländische Anbieter kommt hinzu, dass die Grenzkapazitäten ins betreffende Land teilweise nicht ausreichend sind, um im eigenen Land erzeugte Energie im Ausland zum gewünschten Kunden zu bringen. In Ländern mit geringen Grenzkapazitäten steht der Markt nur für Erzeugung offen, die im Inland installiert ist; Ausländischer Strom kommt schon gar nicht ins Land. Ein Extrembeispiel ist Malta, welches bis im Jahr 2015 vollständig vom europäischen Strommarkt abgeschottet war, da keine Übertragungsleitungen installiert waren.

Insgesamt ist somit die Bilanz der europäischen Marktöffnung durchzogen. Die nationalen Strommärkte sind zwar geöffnet und die ehemals vertikal integrierten Versorgungsunternehmen entbündelt worden. Gleichzeitig wirken verschiedene nationale Regulierungen, etwa zum Schutz von Kleinkunden, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit oder zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren und konventionellen Energieträgern einem „Level Playing Field“, d. h. einem einheitlichen Markt, in dem die gleichen Spielregeln für alle gelten, entgegen.

4.1.4 Was sind wesentliche Herausforderungen bei der Strommarktöffnung?

Auf Basis der in Kapitel 2 und 3 untersuchten Entwicklungen und Länder lassen sich spezifische Herausforderungen identifizieren, welche die Öffnung der Strommärkte mit sich bringt.

- **Gewährleistung der Versorgungssicherheit:** Es stellt sich die Frage, ob die gesunkenen Preise an den Grosshandelsmärkten noch ausreichende Anreize für Investitionen in komplementäre Kraftwerke bieten. Grossbritannien, Belgien, Frankreich, Deutschland, Italien und weitere Staaten haben in den letzten Jahren Schritte unternommen, um parallel zu den liberalisierten Grosshandelsmärkten nationale Kapazitätsmechanismen aufzubauen. Diese sollen dazu dienen, dass Investitionen in konventionelle Kraftwerke wieder rentieren, können aber zu erheblichen Marktverzerrungen führen (vgl. 4.1.3).
- **Stabile Rahmenbedingungen:** Am Beispiel Grossbritanniens, Pionier der Strommarktöffnung in Europa (vgl. Kapitel 3.2), lässt sich illustrieren, dass stabile Rahmenbedingungen in einem geöffneten Strommarkt schwer zu erreichen sind – ein eigentlicher Königsweg hat sich bislang noch nicht herausgebildet. Seit den ersten grossen Liberalisierungsschritten zu Beginn der 1990er Jahre ist der britische Strommarkt mehrfach fundamental re-reguliert worden, z.B. um die Qualität des Wettbewerbs im Grosshandel zu verbessern, die Transparenz bei den Kleinkundenpreisen zu verbessern oder um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Die jüngste Re-regulierung des britischen Strommarktes wurde erst im Jahre 2013 lanciert und ist weiterhin in der Umsetzung begriffen. Fortlaufende Re-regulierungen sind einerseits ein Zeichen dafür, dass sich ein funktionsfähiger und nachhaltiger Wettbewerb im Strommarkt nicht ohne weiteres erzielen lässt, andererseits erhöhen sie die Planungsunsicherheit für alle Beteiligten.
- **Angemessene Endkundenpreise:** Aus Skepsis gegenüber der Volatilität der Preise im offenen Markt, zum Schutz von mittellosen Kunden oder aufgrund negativer vorgängiger Erfahrungen reguliert ein Grossteil der EU-Mitgliedstaaten die Endkundenpreise oder überwacht diese stark. In Italien werden etwa weiterhin vier Fünftel der Haushalts- und KMU-Kunden zu regulierten Tarifen beliefert. Werden die regulierten Preise unter dem Niveau

angesetzt, das bei gegebenen Grosshandelspreisen eine angemessene Marge erlaubt, können sich Anbieter im freien Markt nicht etablieren. Umgekehrt kann es bei zu hoch angesetzten Preisen zu ineffizienten Markteintritten kommen. Wird für einzelne Anbieter im vollständig geöffneten Markt eine einseitige Versorgungspflicht vorgegeben, entsteht eine Ungleichbehandlung, welche diese beachteiligen kann und im schlimmsten Fall in eine „Graveyard Spiral“⁴⁰ führt.

- **Umgang mit dominanten Erzeugern:** Das Beispiel Frankreichs illustriert, dass eine formale Marktöffnung nur wenig Wirkung zeigen kann, wenn ein einzelner Stromerzeuger, im französischen Fall EDF, weiterhin eine sehr dominante Stellung einnimmt. Erst seit Inkraftsetzung des NOME-Gesetzes, welches anderen Lieferanten Zugang zu Teilen des von EDF erzeugten Stromes zu regulierten Preisen garantiert, hat der französische Strommarkt etwas an Dynamik gewonnen. Der Grossteil der französischen Endkunden wird aber weiterhin von ihren traditionellen Lieferanten versorgt (vgl. Kapitel 3.4).
- **Umgang mit dominanten Lieferanten:** In Grossbritannien sorgt seit langem die angebliche Dominanz der sechs etablierten Stromlieferanten für Diskussionen, da diese „Big 6“ gleichzeitig 95% der Endkunden beliefern und rund 65% der Stromerzeugungskapazitäten besitzen. Als Resultat wird ein Grossteil des produzierten Stroms innerhalb der Unternehmen und nicht über den Grosshandelsmarkt gehandelt. Lieferanten ohne eigene Erzeugung stehen somit einem relativ illiquiden und volatilen Grosshandelsmarkt gegenüber, was ihre Expansionsmöglichkeiten einschränken kann. Zudem könnte die tiefe Liquidität im Grosshandelsmarkt auch den Absatz für unabhängige Stromerzeuger erschweren, da diese möglicherweise nur schwer Abnehmer finden.
- **Wechselbereitschaft der Kunden:** Es zeigt sich, dass die Bereitschaft von Haushaltskunden, ihren Stromlieferanten zu wechseln, in den meisten EU-Mitgliedstaaten relativ tief ist. Eine ausreichende Wechselbereitschaft ist wichtig, damit die Marktkräfte ihre volle Wirkung entfalten können. Unklar bleibt in den meisten Fällen, ob die Wechselraten tief sind, weil Kunden a) mit dem bestehenden Angebot zufrieden sind, b) mit dem bestehenden Angebot unzufrieden sind, aber keine bessere Alternative finden, oder c) ob in Anbetracht hoher Suchkosten und hoher Risikoaversion ein Anbieterwechsel im Verhältnis zu den möglichen Einsparungen schlicht nicht lohnenswert ist.
- **Erreichung von Klimazielen:** In geöffneten Märkten mit funktionierendem Wettbewerb ergeben sich die optimalen Stromerzeugungstechnologien aufgrund der Markteinschätzungen der Investoren. Gestützt auf nationale und europäische Klimaziele (vgl. Kapitel 2.1.5) greifen die Mitgliedstaaten erzeugungsseitig aktiv in ihre geöffneten Märkte ein, um den CO₂-Ausstoss und die Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Die Eingriffe müssen aufgrund des geöffneten Markts nichtdiskriminierend ausgestaltet sein, was einen beträchtlichen finanziellen Bedarf nach sich ziehen kann (vgl. auch Ausführungen weiter unten). Die eigentliche Herausforderung ist dabei, die induzierten Marktverzerrungen zu minimieren, keine unerwünschten Folgeeffekte auszulösen und die Kosten zu beschränken. So dürfte etwa die Höhe der aktuellen EEG-Umlage in Deutschland von jährlich

⁴⁰ Durch die Versorgungspflicht muss der betreffende Anbieter einen höheren Preis setzen, was preiselastische Kunden veranlasst, ein günstigeres Angebot bei einem alternativen Anbieter auszuwählen. Dadurch muss der Anbieter ggf. seine Preise weiter erhöhen und es kann ein Teufelskreis entstehen, vgl. z.B. Crew und Kleindorfer (2005).

20 Mrd. Euro bzw. 6 Eurocents pro kWh bei der Einführung des EEG-Systems im Jahr 2000 nicht antizipiert worden sein.

- **Überschaubares Regulierungsumfeld:** Regulatorische Vorgaben, die auf die vollständige Liberalisierung des Strommarktes hinwirken wie z.B. Vorschriften zur Entbündelung und zum Netzzugang sind für sich genommen schon sehr vielschichtig. Kombiniert mit erzeugungsseitigen Interventionen und Vorgaben sowie weiteren Vorschriften wie etwa zur Sicherstellung des Wettbewerbs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit oder zur Ausgestaltung der Endkundenpreise ergibt sich ein komplexes Regulierungsumfeld, dessen Bewältigung hohe Fixkosten mit sich bringen kann.

4.1.5 Gibt es wesentliche Wechselwirkungen zwischen Marktöffnung und Energiewende?

Schliesslich stellt sich die Frage, ob die Marktöffnung und die Energiewende unabhängig voneinander diskutiert werden können oder ob sich relevante Wechselwirkungen ergeben.

Eine vollständige Marktöffnung bedeutet erstens die freie Lieferantenwahl aller Kunden. Kunden werden dabei denjenigen Lieferanten berücksichtigen, welcher bezüglich Strommix, Qualität und Preis das beste Angebot stellt. Der Erzeugungsmix ergibt sich im betreffenden Markt als Resultat der Präferenzen, der Angebote und der Investitionsentscheidungen der Akteure. Eine Energiewende wird dann nötig und mehrheitsfähig, wenn es sich abzeichnet, dass sich der politisch gewünschte Erzeugungsmix im Markt nicht von alleine einstellt. Ist dies der Fall, muss mit geeigneten Massnahmen in den Markt eingegriffen werden. Aus ökonomischer Sicht ist eine Energiewende daher ein Paket von staatlichen Eingriffen in den freien Markt, um das gewünschte langfristige Marktgleichgewicht zu erreichen.

Zweitens steigt in einem vollständig liberalisierten Markt das Diskriminierungspotenzial von Verteilnetzbetreibern insbesondere dann, wenn diese gleichzeitig auch Anbieter und/oder Händler sind. Entsprechend steigt mit der vollständigen Marktöffnung der Entflechtungsbedarf zur Sicherstellung eines nichtdiskriminierenden Zugangs zu den Verteilnetzen; eine Energiewende findet entsprechend unter geänderten Prämissen statt.

In Bezug auf die Energiewende ergeben sich in einem vollständig liberalisierten Strommarkt im Vergleich zu einem nicht oder nur teilweise liberalisierten Markt u.a.⁴¹ folgende Unterschiede:

- **Höhere Risikoprämie:** Die Finanzierung der gewünschten Erzeugungsanlagen ist in einem liberalisierten Markt anspruchsvoller, da deren Investoren aufgrund der Unwägbarkeiten des Wettbewerbs eine höhere Risikoprämie fordern. Investitionen können nicht mehr via Kostenabwälzung weitgehend risikolos langfristig gedeckt werden, wie dies in einem nicht liberalisierten Markt der Fall ist. Je stärker Investitionen in erneuerbare Energien Marktsignalen ausgesetzt werden (insbesondere auch tiefen deutschen Grosshandelspreisen), umso

⁴¹ Ein weiterer Punkt ist bspw. die im vollständig geöffneten Markt wichtigere Sicherstellung der Nichtdiskriminierung, welche neben dem genannten erhöhten Entflechtungsbedarf auch weitere Dimensionen umfassen kann. So sollten u.a. die zur Anwendung gelangenden Fördermassnahmen oder gewährte Privilegien einzelne Marktteilnehmer nicht diskriminieren bzw. begünstigen, damit der Wettbewerb nicht verzerrt wird. Dies bedeutet z.B., dass finanzschwache Akteure, welche zwar eine gewünschte Stromerzeugungsanlage bauen möchten, aber hierfür nicht die notwendigen Mittel zur Verfügung haben, nicht punktuell unterstützt werden können; stattdessen ist eine Lösung notwendig, die unabhängig vom individuellen Finanzierungsbedarf ist – im Extremfall müssen auch profitablen Projekte einer Kategorie unterstützt werden, damit ein einziges Projekt gefördert werden kann. Dies kann insgesamt die Fördermittel erhöhen, ohne dass dadurch mehr Erzeugung installiert würde.

weniger werden potenzielle Investitionsprojekte rentabel erscheinen. Als Konsequenz würden vergleichsweise weniger Projekte realisiert werden. Entsprechend erhöhen sich die Kosten von Fördermassnahmen, um die gewünschten Investitionen in erneuerbare Energien in der Schweiz dennoch zu erreichen.

- **Split incentives:** In einem vollständig geöffneten Markt mit erhöhtem Entflechtungsbedarf müssen die einzelnen Marktteilnehmer Investitionen mit einer verkürzten Wertschöpfungskette stemmen können. So wiegen beispielsweise die Kosten der Installation eines Smart Meters für einen Netzbetreiber schwerer, wenn er dessen Nutzen nicht auch als Lieferant und/oder Händler kapitalisieren kann (vgl. Split-Incentives-Problem bei Smart Meters, vgl. z.B. Schächtele und Uhlenbock, 2012). Entsprechend werden gewisse Investitionen nicht mehr getätigt.
- **Berücksichtigung von Externalitäten:** In einem stärker entflechteten und fragmentierten System fliessen Externalitäten (wie z.B. Folgekosten für das Stromnetz durch suboptimale Standortwahl oder erhöhter Speicherbedarf bei unkoordiniertem Zubau von volatiler Erzeugung) nicht ins Entscheidungskalkül der Akteure ein, was höhere Gesamtkosten zur Folge haben kann. Um einen übermässigen Netzausbau zu vermeiden, wird daher z.B. in Deutschland aktuell eine Neujustierung der Abnahmepflicht für erneuerbare Energien diskutiert, damit Netzbetreiber unter gewissen Voraussetzungen erneuerbare Einspeisung abregeln können.
- **Höhere Nettokosten von Investitionsvorgaben öffentlicher Eigner:** Eine vollständige Marktöffnung erschwert die Umsetzung nationaler Energiestrategien über das öffentliche Eigentum an den Energieversorgern. Die Hemmschwelle von öffentlichen Eigentümern, ihren Versorgern umweltpolitische Investitionsvorgaben im Sinne nationaler Energiestrategien vorzugeben, steigt, da deren Nettokosten⁴² in einem geöffneten Markt höher sind und also den Gewinn stärker belasten. Die Vorgaben bedeuten somit einerseits eine höhere Wertminderung für die betroffenen Unternehmen, andererseits stellen sie einen Wettbewerbsnachteil im kompetitiven Markt dar, was eine für das Unternehmen ungünstige Dynamik auslösen könnte. Die staatlichen Eigner werden damit in einem geöffneten Markt mit Investitionen zurückhaltender. Damit verbunden wird auch die Ausgestaltung der Corporate Governance allgemein anspruchsvoller.
- **Internationaler Subventionswettbewerb:** Nationale Förderinstrumente zur Erzielung der Energiewende stehen in einem vollständig geöffneten und mit der EU integrierten Markt im Wettbewerb mit geographischen und ökonomischen Standortvorteilen und Förderinstrumenten in anderen EU-Ländern. Ist die Investitionsbereitschaft beschränkt und subventioniert ein Land nicht ausreichend im Vergleich zu anderen Standorten, werden Investoren ihre Anlage in einem anderen Land mit einer besseren Kombination von Rahmenbedingungen und öffentlichen Subventionen bauen. Der implizite Subventionswettbewerb zwischen den Staaten kann somit den Mittelbedarf pro Land und insgesamt erhöhen (analog zur internationalen Standortförderung).
- **Komplexität und Folgeeffekte:** Die gewählten Massnahmen zur Erzielung der Energiewende müssen mit den für die vollständige Marktöffnung eingeführten Marktmechanismen

⁴² Nettokosten berechnen sich in dem Kontext als Gewinndifferenz zwischen einem Szenario mit und ohne gewinnmindernde Investitionsvorgabe. Generell errechnen sich die Nettokosten aus der jährlichen Gewinndifferenz zwischen einem Szenario mit und ohne einseitigen, bindenden staatlichen Vorgaben, vgl. z.B. Jaag et al. (2014).

kompatibel sein. Dies kann die Komplexität des Gesamtsystems erhöhen und nicht antizipierte nachgelagerte Effekte und Verzerrungen nach sich ziehen. Beispielsweise sind die EEG-Umlagen in Deutschland aufgrund des nicht antizipierten, massiven Zubaus von erneuerbaren Energien so stark gestiegen, dass diese für energieintensive Unternehmen und somit für den Produktionsstandort Deutschland insgesamt zunehmend zu einer starken Belastung geworden wären. Die betroffenen Unternehmen wurden in der Folge von der Abgabe ausgenommen, was den Zuschlag für die übrigen Kunden weiter erhöhte und im Effekt zu einer Umverteilung geführt hat. Unterstützt werden Investoren zu Lasten der nicht von der Umlage ausgenommen Stromkunden, insbesondere Kleinkunden (Mayer und Burger, 2014).

- **Besserer Abgleich von Angebot und Nachfrage:** Auf der anderen Seite helfen liquide und offene Grosshandelsmärkte, stochastisch produzierende erneuerbare Energien besser in den Markt zu integrieren, Stromangebot und Nachfrage in Einklang zu bringen und die richtigen Signale für die Bereitstellung von Speicher- und Erzeugungskapazitäten zu setzen.⁴³ Sind durch eine vollständige Liberalisierung zusätzlich auch alle Lasten vollständig im freien Wettbewerb, begünstigt dies den Abgleich von Angebot und Nachfrage zusätzlich. Dies setzt jedoch unregulierte Endkundenpreise voraus, was in den meisten EU-Mitgliedstaaten nicht der Fall ist und z.B. auch in der Schweiz nicht geplant ist.
- **Kurz- und mittelfristige Verbesserung der Versorgungssicherheit:** Dies gilt grundsätzlich auch im internationalen Kontext. Gemäss der Vernehmlassungsvorlage des Bundesrats zur vollständigen Strommarktöffnung wirkt sich eine stärkere Einbindung der Schweiz in den EU-Binnenmarkt „für die Versorgungssicherheit, insbesondere auch die Netzstabilität [...] im Allgemeinen tendenziell positiv aus“. Mit Blick auf die vorhandenen, bis auf weiteres anhaltenden erzeugungsseitigen Überkapazitäten in Europa (Stromimporteur Italien nutzt beispielsweise über 50% seiner installierten Erzeugung nicht, vgl. 3.5.4) wird, wenn dies gewünscht ist und mit einem Stromabkommen gesichert werden kann, mittelfristig die Substitution von nuklearer Schweizer Erzeugung durch Importe besser möglich.

Zusammenfassend bestehen vielschichtige Zusammenhänge zwischen der vollständigen Strommarktöffnung und der mit der Energiestrategie 2050 avisierten Energiewende. Die vollständige Strommarktöffnung mit einer Integration in den europäischen Strommarkt wird helfen, die bestehenden Kernkraftwerke durch Importe zu substituieren. Hingegen wird sie die Ansiedlung von erneuerbaren Energien in der Schweiz verteuern.

⁴³ Aufgrund der vielfältigen Eingriffe in den Markt (Fördermechanismen, Preisregulierungen usw.) verbunden mit kaum existenten Preissignalen für die Kosten der Übertragung von Strom (es kommt meist das Ausspeiseprinzip zur Anwendung, bei dem die Kosten der Übertragung nicht dem Erzeuger oder Anbieter belastet werden, sondern über mehrere Ebenen auf den Endkunden abgewälzt werden und somit distanzunabhängig sind) sind die Grosshandelspreise entsprechend verzerrt.

4.2 Folgerungen für die vollständige Marktöffnung in der Schweiz

Gestützt auf die Beantwortung der obigen Fragen können nun Schlussfolgerungen für die Schweiz bezüglich der folgenden beiden zentralen Fragestellungen gezogen werden.

4.2.1 Ist es sinnvoll, dass die Schweiz ihren Strommarkt vollständig öffnet, bevor die wesentlichen Weichenstellungen im Rahmen der Energiewende erfolgt sind?

Wie in Abschnitt 4.1.5 ausgeführt, bestehen wesentliche Wechselwirkungen zwischen einer vollständigen Strommarktöffnung und einer Energiewende im Rahmen der Energiestrategie 2050. Relevant ist dabei besonders der Grundsatzentscheid, ob bei einer Energiewende bestehende heimische nukleare Stromerzeugung mit Importstrom substituiert werden soll oder ob stattdessen erneuerbare Energieerzeugung in der Schweiz installiert werden soll. Beim zweiten Szenario wäre die Schweiz im heutigen Umfang in den Strommarkt der EU integriert, Import wäre also nach wie vor möglich (und sinnvoll).

Beim ersten, importdominierten Szenario wäre eine vollständige Strommarktöffnung wünschenswert, beim zweiten Szenario mit mehr eigener Erzeugung aus erneuerbaren Energien wäre gestützt auf die obigen Überlegungen eher das Gegenteil der Fall: Eine vollständige Marktöffnung würde hier die Kosten der Energiewende eher erhöhen, da die Produktion in der Schweiz in einem intensiveren Wettbewerb mit meist subventionierter Erzeugung aus Europa bestehen müsste, was entsprechend tiefere Renditen und weniger Investitionen bzw. hohe Förderungen nach sich ziehen würde (Details vgl. Abschnitt 4.1.5). Sobald im zweiten Szenario der Erzeugungsmix im Inland ausreichend umgestellt ist, könnte der Markt in einem späteren Schritt vollständig geöffnet werden, um Angebot und Nachfrage optimal aufeinander abzustimmen.

Ob die vollständige Marktöffnung zum jetzigen Zeitpunkt angebracht ist, hängt somit vom Grundsatzentscheid ab, wie die Kernkraftwerke nach ihrer Abschaltung ersetzt werden sollen. Ein Ersatz durch Importstrom ist unter den heutigen Marktbedingungen – auch dank der genannten Subventionierung von Energie im Ausland – in der kurzen Frist günstiger. Jedoch ergeben sich mittel- und längerfristig Risiken bezüglich der Preise, der Versorgungssicherheit und der Entwicklung ausländischer Regulierungen sowie gewisse strategische Abhängigkeiten. Der Ersatz durch eigene erneuerbare Energieerzeugung kostet wegen der Finanzierung der notwendigen Fördermittel und wegen der netzseitigen Folgekosten kurz- und mittelfristig zwar mehr, reduziert aber langfristig die genannten Risiken.

Aufgrund der Tragweite dieses Entscheids bietet es sich an, zuerst die Grundsätze der Energiestrategie 2050 im Rahmen der laufenden parlamentarischen Beratungen zu bestätigen und ggf. demokratisch zu legitimieren und danach eine darauf abgestimmte Marktöffnungsstrategie auszuarbeiten.

4.2.2 Was wäre in der Schweiz im Fall einer EU-kompatiblen Strommarktöffnung zu beachten, damit die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Versorger erhalten bleibt?

Wie oben ausgeführt, wäre eine ausreichende Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromerzeuger und -Lieferanten bei einem vollständig geöffneten und weitgehend in die EU integrierten Markt keine Selbstverständlichkeit:

- Der Export von in der Schweiz erzeugter Elektrizität nach Europa wird durch die vielfältigen und substanziellen Förderinstrumente und Kapazitätsmechanismen in den EU-Mitgliedstaaten erschwert. In der Schweiz installierte Erzeugung kann davon nicht profitieren. Ebenfalls sind Standorte für Windkraft und Photovoltaik im Ausland oft ergiebiger als in der Schweiz. Somit kommt für den Export vor allem der Verkauf von Strom in Hochpreisphasen in Frage. Der Zubau dezentraler Speicher, die vermehrte Nutzung von Flexibilitätsmärkten und Flexibilitäten sowie neue Regulierungen, z.B. die Möglichkeit volatile Erzeugung zu Belastungsspitzen abzuregeln, dürften diese Hochpreisphasen – wie auch im Gasmarkt – weiter reduzieren.
- Beim Eintritt von Schweizer Anbietern als Lieferanten in europäische Mitgliedstaaten bestehen wesentliche administrative Markteintrittsbarrieren in europäischen Endkundenmärkten. Die Antizipation und ggf. Beeinflussung des Regulierungsrahmens in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten ist notwendig und aufwendig. Einige Länder werden von wenigen grossen Erzeugern dominiert, was die Strombeschaffung im entsprechenden Land erschwert. Die Schweizer Anbieter sind im europäischen Vergleich klein bis sehr klein, weshalb nur wenige die notwendigen Ressourcen haben werden, um am europäischen Markt zu partizipieren.
- In der EU bestehen auf absehbare Zeit Überkapazitäten bei der Stromerzeugung. Die Übertragung dieses Stroms durch Europa und in die Schweiz wird nicht oder nur zu kleinen Teilen den Erzeugern oder Lieferanten belastet und somit von den Endkunden quersubventioniert. Gleichzeitig sind die grenzüberschreitenden Kapazitäten zum Transport von Strom in die Schweiz im europäischen Vergleich sehr hoch, weshalb in der Schweiz ein besonders hoher Anteil inländischer Erzeugung dem europäischen Wettbewerb ausgesetzt würde. Wie gezeigt, besteht auch in diesem Wettbewerb kein „Level Playing Field“, da ein wesentlicher Teil der ausländischen Erzeuger von vielfältigen Förderinstrumenten begünstigt wird. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass nicht erwartet werden kann, dass ausländische Anbieter dank der vollständigen Marktöffnung in der Schweiz im grossen Stil in der Schweiz in Erzeugung investieren werden.

Hinzu kommt, dass die Kosten der Schweizer Anbieter gemessen in Euro wegen des starken Schweizer Frankens in den letzten Jahren substanziell gestiegen sind, was ihre Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Strommarkt weiter reduziert hat.

Entsprechend scheint es angemessen, vor einer vollständigen Marktöffnung zu prüfen, ob zur Sicherung der bestehenden Schweizer Erzeugung und Geschäftsmodelle flankierende Massnahmen angezeigt sind. Dabei müsste darauf geachtet werden, dass für die Kunden keine übermässigen Kosten entstehen.

5 Referenzen

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators [ACER] (2015). Questions and Answers on Remit. 8th Edition. ACER: Ljubljana.
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators [ACER]; Council of European Energy Regulators [CEER] (2014). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013. ACER: Ljubljana.
- Ahlert Martin, de Haas Samuel, Götz Georg, Henri Thibault, Lebelhuber Christian, Szabo Lazlo (2014). Study on „Barriers to cross-border entries into retail energy markets“. Studie im Auftrag von ACER. E-Bridge Consulting: Bonn.
- Belpex (2015). General Description. <https://www.belpex.be/trading/general-description/>
- Bortoni Guido, Biancardi Alberto, Carbone Luigi, Termini Valeria (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico [AEEGSI]). (2014). Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. AEEGSI: Milano.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi] (2015). Weissbuch: Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW] (2015). Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). BDEW: Berlin.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW] (2015). Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase. Diskussionspapier vom 10. März 2015.
- Commission de Régulation de l'Énergie [CRE] (2014). Activity Report 2014. Commission de Régulation de l'Énergie: Paris.
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz [CREG] (2012). Annual Report. CREG: Brüssel.
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz [CREG] (2014). Annual Report 2013. CREG: Brüssel.
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz [CREG] (2015). Rapport Annuel. CREG: Brüssel.
- Commission de Régulation de l'Énergie [CRE] (2015). Marchés de détail. Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel. 1er trimestre 2015. CRE: Paris.
- Council of European Energy Regulators [CEER] (2013). Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe. CEER: Brüssel.
- Council of European Energy Regulators [CEER] (2015). CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply. Data update. Ref: C14-EQS-62-03.
- Crew Michael, Kleindorfer Paul (2005). „ Competition, Universal Service and the Graveyard Spiral“. In: Regulatory and Economic Challenges in the Postal and Delivery Sector, Springer, pp. 1-30.
- Cui Cathy Xin (2010) The UK Electricity Markets: its Evolution, Wholesale Prices and Challenge of Wind Energy. Thesis presented to the Division of Economics at Stirling Management School for the degree of Doctor of Philosophy in Economics.

- Deloitte (2015). European Energy Market Reform – Country Profile: Belgium.
- Department of Energy and Climate Change [DECC] (2014a). Electricity Market Reform. DEEC: London.
- Department of Energy and Climate Change [DECC] (2014b). Emission Performance Standard. DEEC: London
- Department of Energy and Climate Change [DECC] (2014c). Contract for Difference for non-UK Renewable Electricity Projects. Department of Energy & Climate Change: London.
- Department of Energy and Climate Change [DECC] (2015). About us.
<https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change/about>.
- Dlouhy Alexander, Breuer Daniel (2015). Germany. In: O'Donnell Earle, Hagan Daniel (Eds). Electricity Regulation 2015. Thirteenth edition. Law Business Research Ltd: London.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission [ElCom] (2011). Stromversorgungsqualität 2010 – Auswertung der bei der ElCom eingereichten Versorgungsunterbrechungen.
- Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten [EDA] (2015). Institutionelle Fragen. EDA: Bern.
- Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten [EDA] (2014). Strom/Energie. EDA: Bern
- Elia (2015a). Electricity Market Players.
<http://www.elia.be/en/about-elia/electricity-market-players#anchor5>
- Elia (2015b). Fragen zur möglichen Stromknappheit in Belgien:
<http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/questions-securite-d-approvisionnement-et-penurie-en-Belgique/Fragen-zur-moeglichen-Stromknappheit-in-Belgien>
- Elia (2015c). Legal Framework.
<http://www.elia.be/en/about-elia/legal-framework>
- Elia (2015d). Annual Report 2014. Elia: Brüssel.
- Elia (2015e). GB and Belgium power link comes a step closer. Medienmitteilung vom 27. Februar 2015.
- ENTSO-E. (2012). 10-year Network Development Plan 2012. ENTSO-E: Brüssel.
- ENTSO-E. (2015a). Flow-Based methodology for CWE market coupling successfully launched. Medienmitteilung von 21. Mai 2015.
- ENTSO-E. (2015b). Statistical Factsheet 2014. Provisional Values as of 27 April 2015. ENTSO-E: Brüssel.
- ENTSO-E. (2015c). Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2014. ENTSO: Brüssel.
- Erdmann Georg, Zweifel Peter (2007). Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Springer: Berlin / Zürich.

- Europäische Kommission (2009). Antitrust: Commission market tests proposed commitments by EDF to increase competition in the French electricity retail market. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-1669_en.htm?locale=en
- Europäische Kommission (2010). Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/74/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. The unbundling regime. Commission Staff Working Paper. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäische Kommission (2013). European Commission guidance for the design of renewables support schemes. Commission Staff Working Document. Accompanying the document. Communication from the Commission. Delivering the internal market in electricity and making the most of public intervention. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäische Kommission (2014a). Energy and Environmental State aid Guidelines - Frequently asked questions. Memo. Europäische Kommission: Brüssel.
- Europäische Kommission (2014b). EU energy in figures. Statistical Pocketbook 2014. Europäische Kommission: Brüssel.
- Europäische Kommission (2014c). Report on the progress towards completing the Internal Energy Market. Europäische Kommission: Brüssel
- Europäische Kommission (2014d). Report on the progress towards completing the Internal Energy Market. Annex II: Country Reports. Europäische Kommission: Brüssel
- Europäische Kommission (2014e). Report on the progress towards completing the Internal Energy Market. Annex VI: Enforcement. Europäische Kommission: Brüssel
- Europäische Kommission (2015). Exise Duty Tables. Part II- Energy products and Electricity. DG Taxation and Customs Union: Brüssel.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSO-E] (2012). 10-year Network Development Plan 2012. ENTSO-E: Brüssel.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSO-E] (2015a). Flow-Based methodology for CWE market coupling successfully launched. Medienmitteilung von 21. Mai 2015.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSO-E] (2015b). Statistical Factsheet 2014. Provisional Values as of 27 April 2015. ENTSO-E: Brüssel.
- Fages Fabrice, Saarinen, Myria (2012). France. The Energy Regulation and Markets Review. The Energy Regulation and Markets Review. 2nd Ed. Law Business Research LTD: London.
- Fox-Penner Peter, Harris Dan, Hesmondhalgh Serena (2013). "A trip to RIIIO in Your Future? Great Britains latest innovation in grid regulation". In : Public Utilities fortnightly, October 2013, pp. 60 ff.
- Furrer Nicolas, Chacko Aby, Stimmer Alexander, Imboden Christoph (2015). Grenzüberschreitende SDL-Angebote. Anforderungen für Wirkleistregelung in Deutschland, Österreich, der Schweiz und nach Entso-E Network Codes. In: VSE Bulletin 5/2013, pp. 19 ff.
- FPS Economy (2015). The phasing-out of nuclear power. http://economie.fgov.be/en/consumers/Energy/Nuclear_energy/Nuclear_power_plants/The_phasing-out_of_nuclear_power/#.VcJqQevbIW-

- Heddenhausen Matthias (2007). Privatisations in Europe's liberalised electricity markets - the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany and France. Stiftung Wissenschaft und Politik: Berlin.
- Held Anne, Ragwitz Mario, Gephart Malte, de Visser Erika, Klessmann Corinna (2014). Design features of support schemes for renewable electricity. Task two report. Studie von Ecofys im Auftrag der Europäischen Kommission, DG Energy. Ecofys: Utrecht.
- Helm Dieter (2015a). "Competition in the British Electricity Sector." In: Electricity Futures Network, Paper No. 8.
- Helm Dieter (2015b). "Penalty tariffs, open-ended regulation and embedding overcharging - a critique of the CMA provisional findings and remedies." Electricity Futures Network, Paper No. 12.
- HM Revenue & Customs (2014). Carbon price floor: reform and other technical amendments. HM Revenue & Customs: London.
- HM Revenue & Customs (2015). Excise Notice CCL1: a general guide to Climate Change Levy. Updated 30 April 2015. HM Revenue & Customs: London.
- Imfeld Peter (2013). Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen nach EU-Recht. Auswirkungen auf vertikal integrierte Unternehmen. In: VSE Bulletin 5/2013, pp. 19 ff.
- Jaag Christian, Trinkner Urs, Uotila Topias (2014). Regulation and the Burden of the Net Cost Resulting from Universal Service Obligations. In: The Role Of The Postal And Delivery Sector In A Digital Age. Edited by M. Crew and T. Brennan, Edward Elgar, pp. 204–213.
- International Energy Agency [IEA]. Energy Policies of IEA Countries. Belgium 2009 Review. International Energy Agency: Paris.
- Krönert Frank, Tennbakk Berit, Noreng Christoffer, von Schemde Arndt, Solli Haukaas Magnus (2013). Nordic Bidding Zones. Studie von THEMA Consulting Group im Auftrag des Schwedischen Ministeriums für Unternehmen, Energie und Kommunikation und des Nordeuropäischen Ministerrats.
- KU Leuven Energy Institute (2015). Cross border electricity trading: towards flow-based market coupling. EI fact sheet 2015 - 02.
- Massie Kirsti, Plowright Lucy, Norman Katy (2015). UK Electricity Market Reform: 2014 - a year in review. Client Alert. White & Case LLP: London.
- Massie, K., N. Kim (2015). United Kingdom. In: O'Donnell Earle, Hagan Daniel (Eds). Electricity Regulation 2015. Thirteenth edition. Law Business Research Ltd: London
- Mayer Johannes, Burger Bruno (2014). Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG Umlage. Fraunhofer ISE.
- Meister Urs (2015). Landesgrenzen von Kapazitätsmärkten. Avenir Suisse: Zürich.
- Monesi Simone, Viganò Piero, Penzo Giovanni (2013). Italy. In: Schwartz, D. (Ed). The Energy Regulation and Markets Review. 2nd Ed. Law Business Research LTD: London.
- Nabe Christian, Trinkner Urs, Brons, Marian (2015). Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie [BFE].

- National Grid (2015). Capacity Market Overview. <https://www.emrdelivery-body.com/CM/overview.aspx>
- Nicolosi Marco (2012). Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland – Zwischenbericht. Studie von Ecofys im Auftrag vom Umweltbundesamt [UBA].
- O'Connell, Elaine (2015). Cross-border participation in the GB Capacity Market. Presentation von Elaine O'Connell vom Department of Energy & Climate Change vom 15. Januar 2015 bei der Internationalen Energieagentur (IEA).
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2010). Handbook for implementing the RIIO model. Ofgem: London.
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2014a). Ofgem annual report 2013 – 2014. Ofgem: London
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2014b). A guide to electricity distribution connections policy. Ofgem: London.
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2014c). Wholesale Power Market Liquidity. Interim Report. Ofgem: London.
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2014d). Bidding Zones Literature Review. Ofem: London.
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2015a). Connections. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/connections>
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2015b). The GB electricity transmission network. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/gb-electricity-transmission-network>
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2015c). Go Energy Shopping. <http://www.goenergyshopping.co.uk/en-gb/how-to-shop>
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2015d). The GB electricity distribution network. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/gb-electricity-distribution-network>
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem] (2015e). Renewables Obligation. <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro>
- Office of Gas and Electricity Markets [Ofgem], OFT, CFA. (2014). State of the Market Report. Ofgem, OFT, CFA: London.
- Papsch Jan (2015). Completing the Internal Energy Market: Update on 3rd Package enforcement. Presentation given at Florence Forum by Jan Papsch, DG Energy, EU Commission.
- Penco Salvi Umberto, De Cola Giuseppe, Heinlein Björn, Knepper Steffen (2015). Capacity payment in Italy and the German case. Briefing Note April 2015. Clifford Chance LLP: London.
- Pond Richard (2006). Liberalisation, privatisation and regulation in the UK electricity sector. Country report on liberalisation and privatisation processes and forms of regulation. Working Lives Research Institute: London.

- Réseau de transport de l'électricité [RTE] (2014). French Capacity Market. Report accompanying the drafts rules. RTE: Paris.
- Rotaru Delia Vasilica (2013). "A Glance at the European Energy Market liberalization." CES Working Papers. 5(1), 100-110.
- Schächtele J, Uhlenbrock J (2012). "How to Regulate a Market-Driven Rollout of Smart Meters? A Multi-Sided Market Perspective." In: Competition and Regulation in Network Industries, Intersentia, 13(3), pp. 273-306.
- Simmonds Gillian (2002). Regulation of the UK Electricity Industry. Center for the Study of regulated Industries. University of Bath. School of Management.
- Swiss Economics (2014). Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013 - Ergebnisdokumentation und Schlussbericht. Autoren: Per Agrell, Peter Bogetoft, Martin Koller, Urs Trinkner.
- Swissgrid (2015). Market Coupling. Swissgrid: Laufenburg.
- Taylor R. H.; Probert, S. D. und Carmo, P. D. (1998). "French Energy Policy". In: Applied Energy, 59(1), pp. 39-61.
- Trinkner Urs, Scherrer Ivo (2015). Erfahrungen mit der Strommarktöffnung in der EU / Les enseignements tirés de la libéralisation du marché de l'électricité dans l'UE. Die Volkswirtschaft 1/2-2015, pp. 58-61.
- UK Gov. (2014). Electricity Market Reform: Capacity Market. <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market>

swiss economics

Swiss Economics SE AG
Weinbergstrasse 102
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20
F: +41 (0)44 500 56 21

office@swiss-economics.ch