



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Fachsekretariat

Markttransparenz 2018

Bericht der ElCom

Bern, im Mai 2019

Inhaltsverzeichnis

Vorwort von Matthias Finger	4
1 Entstehungsgeschichte der Überwachung der Elektrizitätsgrosshandelsmärkte	5
2 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten	6
2.1 Registrierte Marktteilnehmer	6
2.2 Rapportierte Daten	7
2.3 Statistiken	8
3 Wesentliche Aktivitäten der Marktüberwachung der ElCom	12
3.1 Überwachung der Datenqualität und Datenvollständigkeit	12
3.2 Überwachung des Elektrizitätsgrosshandelsmarktes	12
3.2.1 Marktmanipulation und Insiderhandel	12
3.2.2 Zurückhaltung von Produktionskapazitäten	13
3.2.3 Auswirkung von XBID auf den Intraday-Markt in der Schweiz.....	15
3.2.4 Auswirkungen der Gebotszonentrennung Deutschland–Österreich	16
3.3 Workshop zur Marktüberwachung.....	18
4 Spotmarkt- und Terminmarktberichte	19
4.1 Spotmarkt 2018	19
4.2 Terminmarkt 2018	25
5 Interaktion Strommarkt - Finanzmarkt	27
5.1 Gesetzlicher Rahmen	27
5.2 Reporting nach FinfraG	28
6 Internationale Zusammenarbeit	28
6.1 Mitwirken bei internationalen Institutionen	28
6.2 Kooperation mit anderen Regulatoren	29
6.3 Umgang mit Drittstaaten.....	29
7 Ausblick.....	30
Glossar	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl registrierter Schweizer Marktteilnehmer	6
Abbildung 2: Verteilung der Schweizer Marktteilnehmer nach Registrierungsland	7
Abbildung 3: Anzahl rapportierter Daten	9
Abbildung 4: Anzahl und Art der Handelstransaktionen 2018	10
Abbildung 5: Verteilung der Handelsabschlüsse bei den Standardverträgen nach Lieferort	10
Abbildung 6: Aufteilung der organisierten Marktplätze nach Typ.....	11
Abbildung 7: Anzahl der durch Schweizer Marktteilnehmer genutzten OMP nach Land	11
Abbildung 8: Total flexibles Volumen in der Day-Ahead-Auktion Schweiz, Februar/März 2018	14
Abbildung 9: Total flexibles Volumen in der Day-Ahead-Auktion Schweiz, Juli/August 2018	15
Abbildung 10: Gehandeltes Volumen im Intraday-Markt Schweiz vor und nach Einführung von XBID	16
Abbildung 11: Gehandeltes Volumen im Intraday-Markt Deutschland vor und nach Einführung von XBID	16
Abbildung 12: Erwartungen von der Gebotszonentrennung vs. tatsächliche Preise	17
Abbildung 13: Preisunterschied Deutschland-Österreich der Day-Ahead-Stundenauktion.....	18
Abbildung 14: Swiss Base-, Peak- und Day-Ahead Preise 2018.....	19
Abbildung 15: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich	20
Abbildung 16: Tagesdurchschnitt der Last in der Schweiz in 2018	21
Abbildung 17: Tagesdurchschnitt der netto kommerziellen Flüsse der Schweiz mit den Nachbarländern	21
Abbildung 18: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp	22
Abbildung 19: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Frankreich nach Produktionstyp ..	23
Abbildung 20: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Deutschland nach Produktionstyp	23
Abbildung 21: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus erneuerbaren Quellen in der Schweiz	24
Abbildung 22: Inhalt Speicherseen Schweiz 2018	24
Abbildung 23: Strom Base Frontjahreskontrakte 2018	25
Abbildung 24: CO2-, Kohle- und Erdgas- Preisentwicklung der 2020 Kontrakte.....	26

Vorwort von Matthias Finger

Globalisierung und Digitalisierung führen zu immer komplexeren Märkten, was wiederum dazu führt, dass deren *Governance* immer wichtiger und immer herausfordernder wird. Es geht dabei vor allem darum, darauf zu achten, dass für alle Marktteilnehmer gleich lange Spiesse gelten. Wie die Finanzkrise gezeigt hat, ist dabei ein gewisses Mass an Markt-Transparenz unabdingbar. Dies gilt für alle Handelsplätze, alle Märkte und gerade auch für den Handel mit Elektrizität und Energie.

Genügend Transparenz ist ein integraler Bestandteil der Marktentwicklung. Den entsprechenden Umfang zu definieren, ist die große Herausforderung.

Im Mittelpunkt steht dabei vor allem die Transparenz der für die Händler notwendigen und wichtigsten Daten: wo liegt das «richtige» Mittelmass an Daten, so dass sich ein guter Markt entwickeln kann? Zu viele Daten und Informationen bringen einerseits nur den grossen Händlern Vorteile, da sie über die notwendigen Werkzeuge, Ressourcen und Fähigkeiten verfügen, um mit dieser Datenflut umzugehen und die handelsrelevanten Informationen zu extrahieren. Andererseits kann ein Übermass an Regularien den Markt wiederum behindern. Aus diesem Grund hat sich die ElCom entschieden, gewisse markt-relevante Daten übersichtlich und gut verständlich in Form von wöchentlichen Spot- und Terminmarktberichten auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

Basierend auf diesen Transparenzanforderungen wurden in der EU die REMIT-Verordnung und in der Schweiz Artikel 26a ff. StromVV implementiert. Die Erkenntnisse der entsprechenden Transparenzentwicklungen im Energiemarkt befinden sich noch in einem frühen Stadium und brauchen Zeit, um ihr Potenzial zu entwickeln. Dabei kommen diese Entwicklungen nicht nur der Integrität und Transparenz auf den Stromgrosshandelsmärkten zugute, sondern tragen auch zur Verbesserung der Standardisierung der Energiedaten- und Informationsmanagementabläufe der Marktteilnehmer bei, verfolgen also langfristige Ziele.

Die Marktintegrität und Transparenz am Schweizer Grosshandelsstrommarkt werden durch die implementierten Überwachungsmethoden auf Grundlage der gewonnenen Erfahrungen ständig verbessert. Darüber hinaus müssen die Überwachungsmethoden an die sich entwickelnden Märkte kontinuierlich angepasst und effizienter gestaltet werden. Darüber hinaus stellt sich die Frage nach den technologischen Herausforderungen der Marktüberwachung, wobei der algorithmische und hochfrequente Handel immer wichtiger wird. All dies sind Herausforderungen an die ElCom, denen sie nach bestem Wissen und Gewissen gerecht zu werden versucht.

Aufgrund der aktuellen Gesetzeslage erhält die ElCom aber nur Daten, welche Schweizer Marktteilnehmer an ausländische Behörden rapportieren. Der rein innerschweizerische Handel mit Elektrizität bleibt uns verschlossen. Deshalb kann die ElCom den Schweizer Grosshandelsmarkt nicht vollständig überwachen. Zusätzlich fehlen etwaige Sanktionsmöglichkeiten im Falle von Marktmissbrauch und Insiderhandel. Dieser Umstand birgt aus unserer Sicht die Gefahr, dass die Schweiz im Hinblick auf den Stromgrosshandelsmarkt zu einer ethischen Senke werden könnte.

1 Entstehungsgeschichte der Überwachung der Elektrizitätsgrosshandelsmärkte

Als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise wurde beim G20-Gipfel in Pittsburgh, Pennsylvania (PA) im September 2009 vereinbart, die Finanzmärkte effizienter, widerstandsfähiger und vor allem transparenter zu gestalten. Diese Beschlüsse resultierten in Empfehlungen des Rats für Finanzstabilität (*Financial Stability Board, FSB*), dem auch die Schweiz angehört. Unter anderem sollten Spekulationen beim computergesteuerten Hochfrequenzhandel und beim Handel mit Rohstoffen verhindert werden. Somit war auch der Handel mit Strom und Gas von diesen Entwicklungen betroffen. Damit Unternehmen in der Energiewirtschaft nicht vollumfänglich unter diese Finanzmarktregulierung fallen, wurde eine sektorspezifische Regulierung entwickelt. Im Dezember 2011 hat die Europäische Union (EU) die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung) veröffentlicht.

Die REMIT-Verordnung verpflichtet die Marktteilnehmer unter anderem, Informationen zum Energiegrosshandel an Behörden der EU oder an solche der Mitgliedstaaten zu übermitteln. Dadurch wird bezweckt, die Integrität und Transparenz der Energiegrosshandelsmärkte im Interesse eines funktionierenden Marktes zu gewährleisten und Fehlverhalten wie zum Beispiel Marktmanipulationen oder Insiderhandel zu verhindern.

Gemäss der REMIT-Verordnung sind auch Schweizer Marktteilnehmer verpflichtet, Informationen über ihre Transaktionen in der EU an die Behörden der EU und ihrer Mitgliedstaaten zu melden und Insiderinformationen zu veröffentlichen. Eine analoge Verpflichtung gegenüber Schweizer Behörden bestand nicht. Aus diesem Grund wurde die Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) um das Kapitel 4a «Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt» ergänzt.

Das neue Kapitel umfasst die Artikel 26a–26c StromVV, welche im Wesentlichen die Pflicht zur Lieferung von Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt und Insiderinformationen an die ElCom sowie die Befugnisse der ElCom zur Auswertung dieser Informationen zum Gegenstand haben. Entsprechend diesen Vorgaben müssen Schweizer Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz die gleichen Informationen, die sie den Behörden der EU und ihrer Mitgliedstaaten liefern, gleichzeitig und in gleicher Form auch der ElCom liefern. Ausserdem müssen die betroffenen Marktteilnehmer der ElCom Insiderinformationen, wie zum Beispiel geplante Kraftwerksausfälle, liefern. Diese Regelungen traten am 1. Juli 2013 in Kraft.

Basierend auf dieser neu zugewiesenen Aufgabe hat sich die ElCom entschieden, ab dem 1. Juni 2014 eine eigene Sektion Marktüberwachung aufzubauen und mit der Umsetzung von Artikel 26a ff. StromVV zu beauftragen. In kurzer Zeit wurde ein sicheres IT-System aufgebaut, welches es ermöglicht hat, die Registrierung der rapportierungspflichtigen Marktteilnehmer durchzuführen und die Entgegennahme der Datenmeldungen fast zeitgleich mit der EU zu starten.

Damit die Grosshandelstransaktions- und Fundamentaldaten sowie die Meldungen der Insiderinformationen an die ElCom geliefert werden können, wurden die von den Marktteilnehmern beauftragten Datenlieferanten (*Registered Reporting Mechanisms, RRM*), der *Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E)* sowie die Transparenzplattform der *European Energy Exchange, EEX (EEX TP)* an die IT-Infrastruktur der ElCom angebunden. Nach einem entsprechenden Qualitätscheck stehen diese Informationen für Datenanalysen zur Verfügung und geben der ElCom die Möglichkeit, eine Überwachung des Schweizer Grosshandelselektrizitätsmarktes zu gewährleisten.

2 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten

2.1 Registrierte Marktteilnehmer

Die Registrierung der Marktteilnehmer in der Schweiz erfolgt über das so genannte Registrierungstool. Es wurde Anfang Mai 2015, fünf Monate vor dem effektiven Inkrafttreten der Meldepflicht, bei der EICom produktiv eingeführt und aufgeschaltet. Somit wurde die Registrierung der Schweizer Marktteilnehmer frühzeitig und vor dem vorgegebenen Termin der ersten Datenreports am 7. Oktober 2015 lanciert.

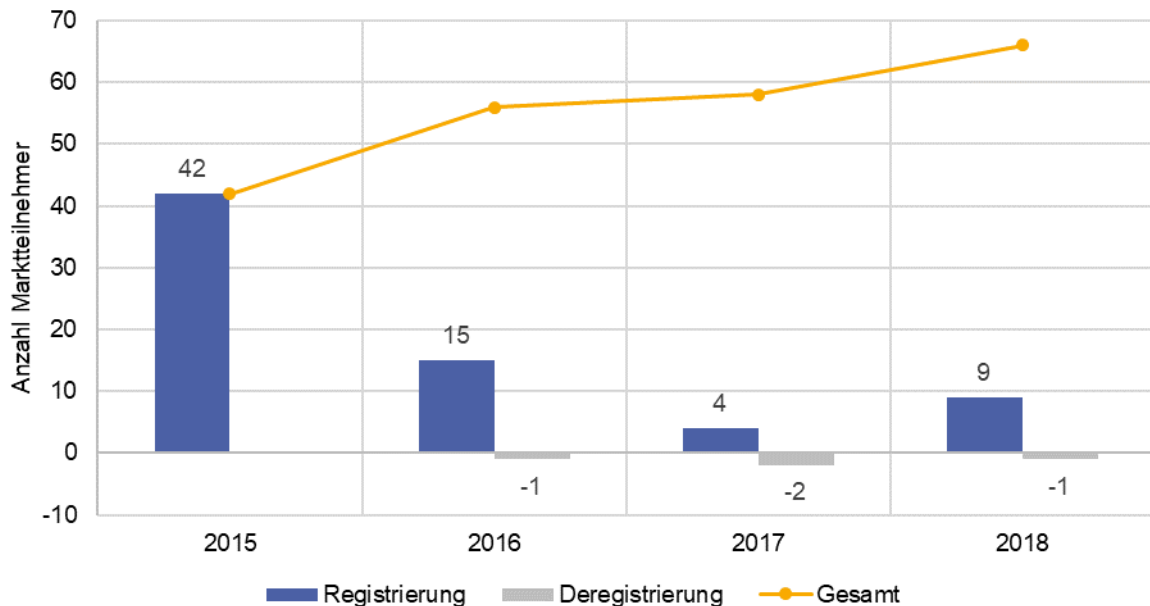


Abbildung 1: Anzahl registrierter Schweizer Marktteilnehmer

Seit Inkrafttreten der Artikel 26a ff. StromVV und der Inbetriebnahme des IT-Systems haben sich insgesamt 70 Schweizer Stromhandelsunternehmen bei der EICom registriert. Vier davon haben später ihre nach der REMIT-Verordnung meldepflichtigen Handelsaktivitäten eingestellt und sich daher abmelden lassen. Somit gab es per Ende 2018 66 bei der EICom registrierte Schweizer Marktteilnehmer.

Die grösste Anzahl der Registrierungen von Marktteilnehmern erfolgte im Jahr 2015 (s. Abbildung 1). Weitere Informationsrunden per Email und im Rahmen des jährlichen Workshops Marktüberwachung sowie der kontinuierliche, proaktive Kontakt mit den Schweizer Stromhandelsfirmen hat dazu geführt, dass alle Unternehmen mit Sitz in der Schweiz, die europäischen Behörden Daten nach der REMIT-Verordnung rapportieren, auch bei der EICom registriert sind.

Voraussetzung für die Anmeldung bei der EICom ist ein bereits vorhandener Eintrag im *Centralised European Register of Energy Market Participants* (CEREMP) von der *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) und der Besitz eines ACER-Codes. Dazu müssen die Marktteilnehmer mit Sitz in der Schweiz die Registrierung bei einem der nationalen EU-Energieregulierungsbehörden (*National Regulatory Agency*, NRA) vornehmen. Die Wahl des Regulators ist den Marktteilnehmern überlassen. Die Mehrzahl der Schweizer Firmen hat sich für eine Registrierung bei der deutschen *Bundesnetzagentur* (BNetzA) entschieden, gefolgt vom italienischen Regulator *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) sowie der britischen Regulierungsbehörde *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem). Beim französischen Regulator *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) haben fünf Schweizer Unternehmen ihre Registrierung vorgenommen. Je drei Marktteilnehmer haben die österreichische *Energie-Control GmbH* (E-Control) oder die niederländische *Autoriteit Consument & Markt* (ACM) gewählt. Je ein Marktteilnehmer hat sich für den irischen (*Commission for Regulation of Utilities*,

CRU), den polnischen (*Urząd Regulacji Energetyki, URE*) oder den spanischen (*Comisión Nacional de Energía, CNE*) Regulator entschieden. Ausserdem gibt es einen Marktteilnehmer, der nur innerhalb der Schweiz handelt und sich freiwillig bei der EICOM registriert hat. Eine Übersicht über die Aufteilung der Schweizer Marktteilnehmer nach Registrierungsland findet sich in Abbildung 2.

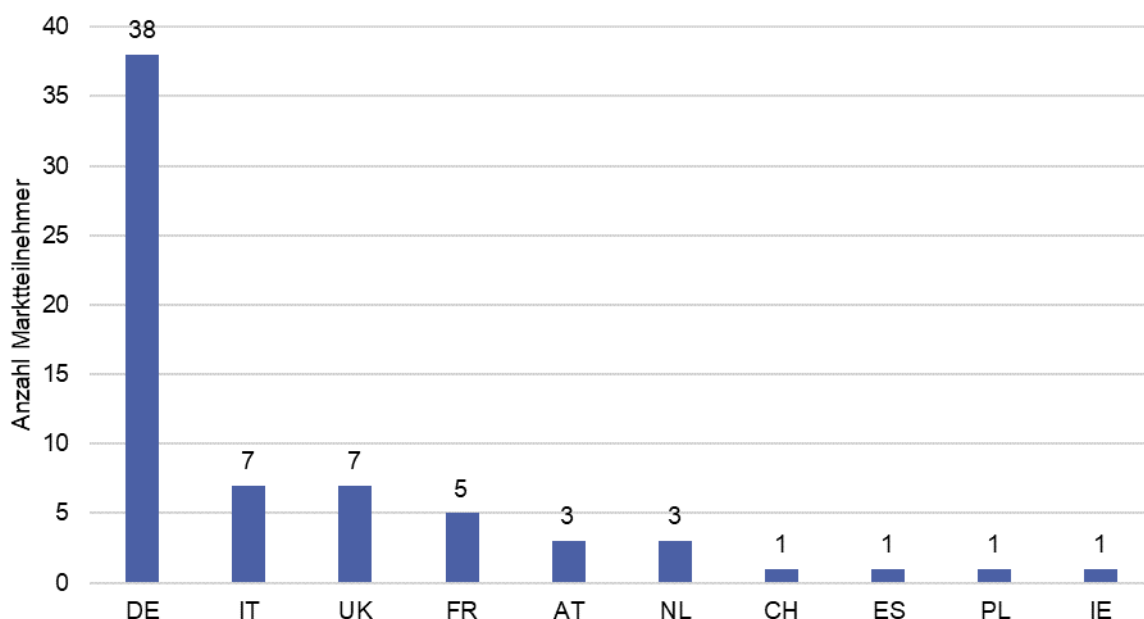


Abbildung 2: Verteilung der Schweizer Marktteilnehmer nach Registrierungsland

Eine Liste der aktuell bei der EICOM registrierten Marktteilnehmer ist auf der Webseite der EICOM unter der Rubrik «Marktüberwachung» publiziert. Die Liste wird zweimal im Jahr aktualisiert.

2.2 Rapportierte Daten

Gemäss der REMIT-Verordnung starteten am 7. Oktober 2015 in der EU die Meldepflichten für Standardverträge, die an organisierten Märkten (*Organised Market Places, OMP*) wie Börsen, Broker, oder über eine PPAT (*Person Professionally Arranging Transactions*) gehandelt werden. Ab dem 7. April 2016 wurden die Meldepflichten um die Lieferung von Informationen zu den nicht-standardisierten Verträgen erweitert. Dazu zählen die sogenannten *Over-The-Counter-Transaktionen* (OTC) und die Transportverträge. 2017 wurden in das Reporting auch die Angaben zu den Informationen, die als Insiderwissen qualifiziert werden, eingeschlossen.

Schweizer Marktteilnehmer, die verpflichtet sind, nach der REMIT-Verordnung an ACER und nach Artikel 26a ff. StromVV an die EICOM Informationen über ihre Handelsaktivitäten zu melden, tun dies üblicherweise mittels eines Datenlieferanten (sog. RRM). Die aktuelle Liste der RRM, die an die EICOM angebunden sind, ist in der nachfolgenden Tabelle ersichtlich und findet sich auch auf der Website der EICOM unter der Rubrik «Marktüberwachung». Sie wird laufend aktualisiert.

	Name	ACER Code
1	EEX	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT	B0000258F.FR
3	Equias	B00001014.NL
4	Trayport	B00001100.UK
5	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE
6	JAO	B0005876N.LU

Tabelle: Liste der bei der EICOM angebundenen RRM

Die Fundamentaldaten gelangen an die EICom über eine Schnittstelle zu ENTSO-E. Fundamentaldaten sind öffentlich verfügbare Daten und beinhalten beispielsweise Stromnachfrage, Produktion der verschiedenen Kraftwerkstypen, Grenzkapazitäten und Meldungen zu geplanten und ungeplanten Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken. Diese Daten bezieht die EICom sowohl für die Schweiz als auch für alle umliegenden Länder.

Da die Mehrzahl der Schweizer Marktteilnehmer (etwa 90%) die Publikation ihrer Meldungen zu Insiderinformationen an der EEX TP vornimmt, wurde zwecks Übermittlung dieser Daten an die EICom ein RSS-Feed zwischen der EEX TP und der EICom eingerichtet. Wegen der geringen Anzahl der Marktteilnehmer, die ihre Meldungen über den *Gestore dei mercati energetici* (GME) bekannt machen, hat sich die EICom entschieden, vorläufig keine direkte Anbindung der IT-Infrastruktur an jene des GME vorzunehmen. Die betroffenen Marktteilnehmer wurden von der EICom aufgefordert, die EICom über jede Publikation bei GME zeitgleich per E-Mail zu informieren. Dasselbe gilt auch für jene Marktteilnehmer, die sich entschieden haben, Insiderinformationen auf der eigenen Webseite statt über eine Transparenzplattform zu publizieren.

Zusätzlich zu den rapportierten Daten werden über die Anbindung zur EEX auch weitere, für die Analyse des Marktteilnehmerverhaltens notwendige Informationen, wie beispielsweise die Settlement-Preise (Referenzpreise für wichtige Handelsprodukte), bezogen. Aus diversen anderen Informationsquellen bezieht die EICom zudem Referenzdaten wie Kohle-, Gas- und CO₂-Preise. Auch Wetterdaten sowie zusätzliche Daten zu Füllständen der Speicherseen, Import- und Exportkapazitäten an den Grenzen und geplante und ungeplante Ausfälle von Kraftwerken werden in die Analysen der EICom einbezogen.

2.3 Statistiken

Bis Ende 2016 – das erste volle Jahr nach Inkrafttreten der Meldepflicht – wurden der EICom allein über die RRM 19'670'365 Datenmeldungen erstattet. Dies entspricht einer Datenmenge von insgesamt ca. 70 Gigabyte. Einen Grossteil dieser Datenmeldungen – nämlich 17'424'692 – bildeten die Handelsaktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in Form von Standardverträgen. Davon entfielen ca. 30 Prozent auf Abschlüsse und 70 Prozent auf die dazugehörigen Gebote; 87,6 Prozent der Abschlüsse entsprachen dem Kurzfristhandel, 12,4 Prozent fielen unter Termingeschäfte mit Basiswert Strom. Wie der Abbildung 3 zu entnehmen ist, kamen nach der Etablierung des ENTSO-E-Kanals allein im zweiten Quartal 2016 über 1'000'000 Meldungen zu Fundamentaldaten hinzu. Im selben Quartal begann auch das Reporting von Nicht-Standardverträgen.

Die Zahl der gelieferten Standardverträge nahm im 2017 deutlich zu. Insgesamt wurden fast 18 Millionen Transaktionen zu Standardverträgen (Gebote und Abschlüsse) registriert. Das sind 30 Prozent mehr Energiehandelsgeschäfte im Vergleich zu 2016. Das Verhältnis von Geboten und Abschlüssen von etwa 2:1 vom Vorjahr hat sich in der Relation auch 2017 bestätigt. Ähnlich blieb auch das Verhältnis von Kurzfrist- und Termingeschäften. Über 90 Prozent der Transaktionen wurden im Kurzfristmarkt abgewickelt. Futures und Forwards machen entsprechend weniger als zehn Prozent aus. Nicht-Standardverträge fielen neben den Standardverträgen nicht ins Gewicht. 2017 wurden dazu nur 3'500 Meldungen getätigt. Von der ENTSO-E gingen 2017 mehr als 2.3 Millionen Meldungen zu Fundamentaldaten ein, was eine Verdopplung des Datenvolumens im Vergleich zum Vorjahr darstellt.

Der Trend des Anstiegs der an die EICom gemeldeten Daten setzte sich auch 2018 deutlich fort. Die Bilanz per Ende 2018 zeigt, dass der EICom seit Beginn des Reportings mehr als 60 Mio. Transaktionen als Standardverträge gemeldet wurden. Die Aufteilung bei den Handelsgeschäften verlief ähnlich wie in den Jahren zuvor. 85 Prozent der rapportierten Daten fielen in die Kategorie Standardverträge. Insgesamt wurden über 23 Millionen Transaktionen (Gebote und Abschlüsse) registriert. Diese stellen erneut 30 Prozent mehr Transaktionen als 2017 dar. Das Verhältnis von Geboten und Abschlüssen von etwa 2,5:1 zeigte nur geringe Abweichungen im Vergleich zum Vorjahr. Ebenfalls ähnlich wie in 2017 war der Anteil der Transaktionen im Kurzfristmarkt; er lag bei über 90 Prozent. Futures und Forwards machen weiterhin entsprechend weniger als zehn Prozent aus. Wie in den Vorjahren blieb die Anzahl der gemeldeten Nicht-Standardverträge gering: hierzu wurden 2018 nur 3'200 Meldungen getätigt. Insgesamt gingen 2018 über 4.2 Millionen Meldungen zu Fundamentaldaten ein, fast doppelt so viele wie 2017. In

diesem Jahr begann auch das Reporting der Insiderinformationen. Seitdem sind 15'785 automatisierte Meldungen zu Insiderinformation von der EEX TP bei der ElCom eingegangen. Hingegen sind bis Ende 2018 keine Meldungen zu Insiderinformationen an die ElCom über E-Mail eingegangen.

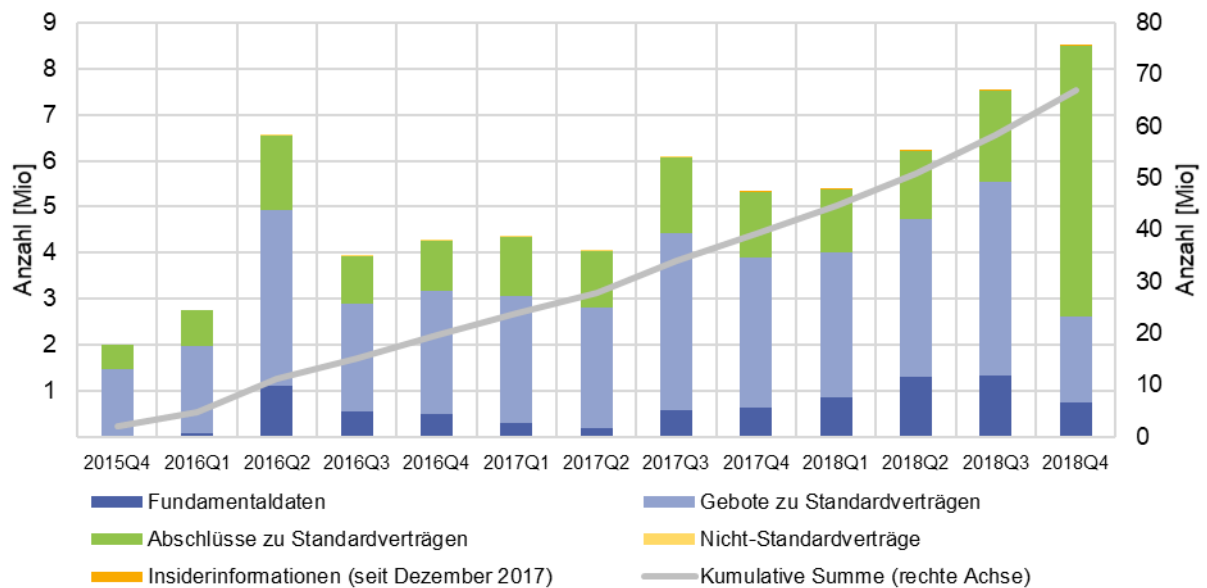


Abbildung 3: Anzahl rapportierter Daten

Die Unterscheidung nach Termin- und Kurzfristhandel sowie zwischen Geboten und Abschlüssen bei den Standardverträgen per Ende 2018 ist in Abbildung 4 dargestellt. Das Kuchendiagramm zeigt das Verhältnis von Day Ahead- und Intraday-Geschäften beim Kurzfristhandel, dem der grösste Teil der Handelstransaktionen zuzuschreiben ist.

Im Kurzfristhandel haben die Produkte kürzere Laufzeiten, für die gleiche Lieferperiode werden entsprechend mehr Transaktionen rapportiert. Ein Terminkontrakt wird hingegen nur durch ein Geschäft abgedeckt. Aus Abbildung 4 darf deshalb nicht geschlossen werden, dass der Terminhandel im Vergleich zum Kurzfristhandel verhältnismässig weniger Gewicht hat.

Der fortwährend steigende Trend bei den Datenmeldungen und die wachsende Zahl der gemeldeten Transaktionen belegen, dass die Schweizer Marktteilnehmer sehr aktiv an den umliegenden Elektrizitätsgrosshandelsplätzen tätig sind. Die grösste Gruppe geht dabei deutlich auf die Standardverträge zurück.

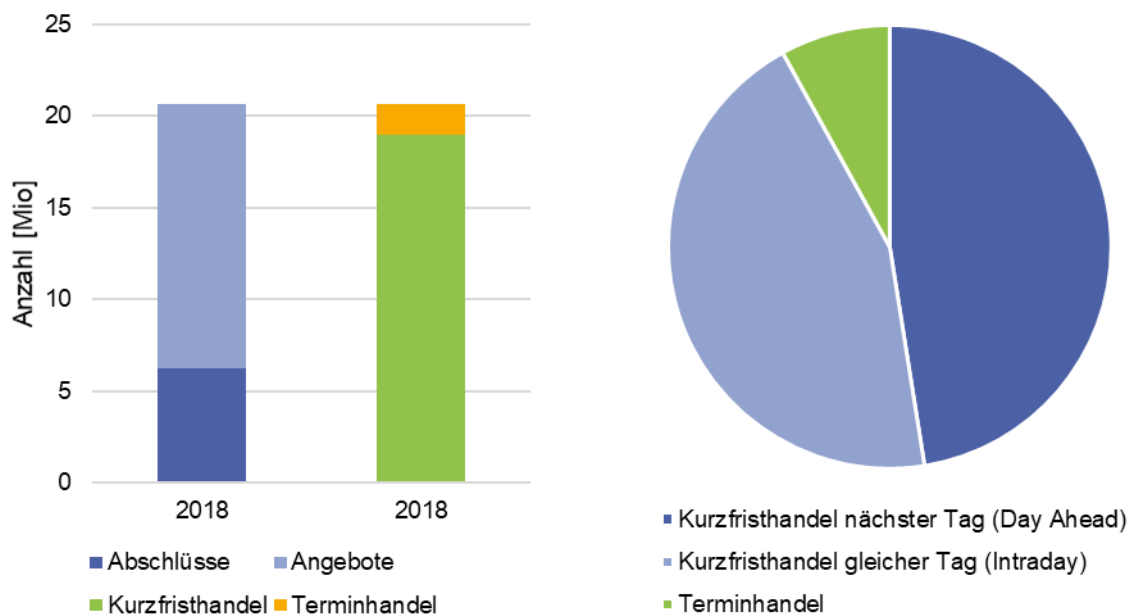


Abbildung 4: Anzahl und Art der Handelstransaktionen 2018

Die Aufteilung der Handelsaktivitäten der Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsunternehmen nach Lieferort ist in Abbildung 5 ersichtlich. Es ist deutlich zu erkennen, dass Italien und Deutschland die grössten Zielmärkte sind. Dort finden mehr als 85 Prozent der Geschäftsabschlüsse der Schweizer Marktteilnehmer statt. Aufgrund der Struktur des italienischen Marktes mit mehreren Gebotszonen und mehreren täglichen Auktionen fallen für das italienische Marktgebiet grundsätzlich mehr Transaktionen an.

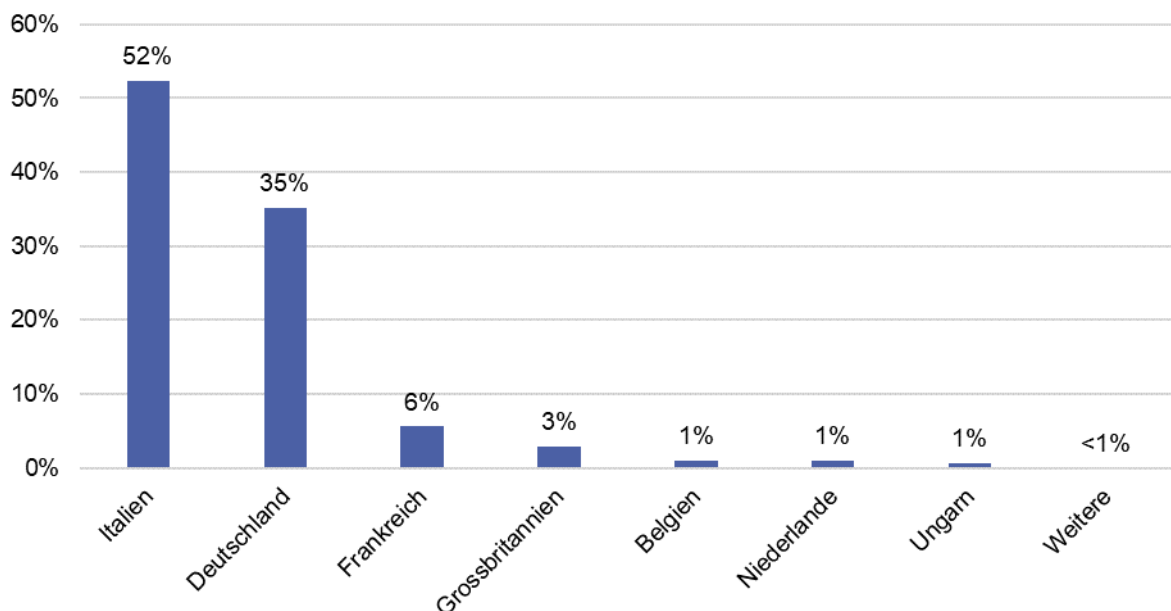


Abbildung 5: Verteilung der Handelsabschlüsse bei den Standardverträgen nach Lieferort

Die Schweizer Marktteilnehmer handeln an 45 organisierten Marktplätzen. Die Aufteilung nach Marktplatz-Typ ist in Abbildung 6 dargestellt. Nur geringfügig überwiegen die an den Börsen abgeschlossenen Transaktionen gegenüber jenen, die über einen Broker abgewickelt wurden. Lediglich zwei Prozent der Abschlüsse finden auf einer *Organised Trading Facility* (OTF) statt.

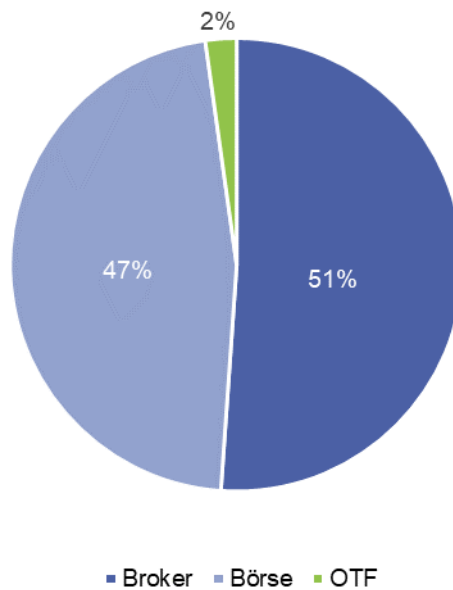


Abbildung 6: Aufteilung der organisierten Marktplätze nach Typ

Die territoriale Verteilung der organisierten Marktplätze, auf denen die Schweizer Marktteilnehmer tätig sind, ist Abbildung 7 zu entnehmen. Neben dem Handel auf den nationalen Börsen der EU-Länder wählen die Schweizer Marktteilnehmer oft Broker-Plattformen für den Abschluss ihrer Geschäfte. Die meisten dieser Plattformen haben ihren Sitz in Grossbritannien, gefolgt von Deutschland und Frankreich.

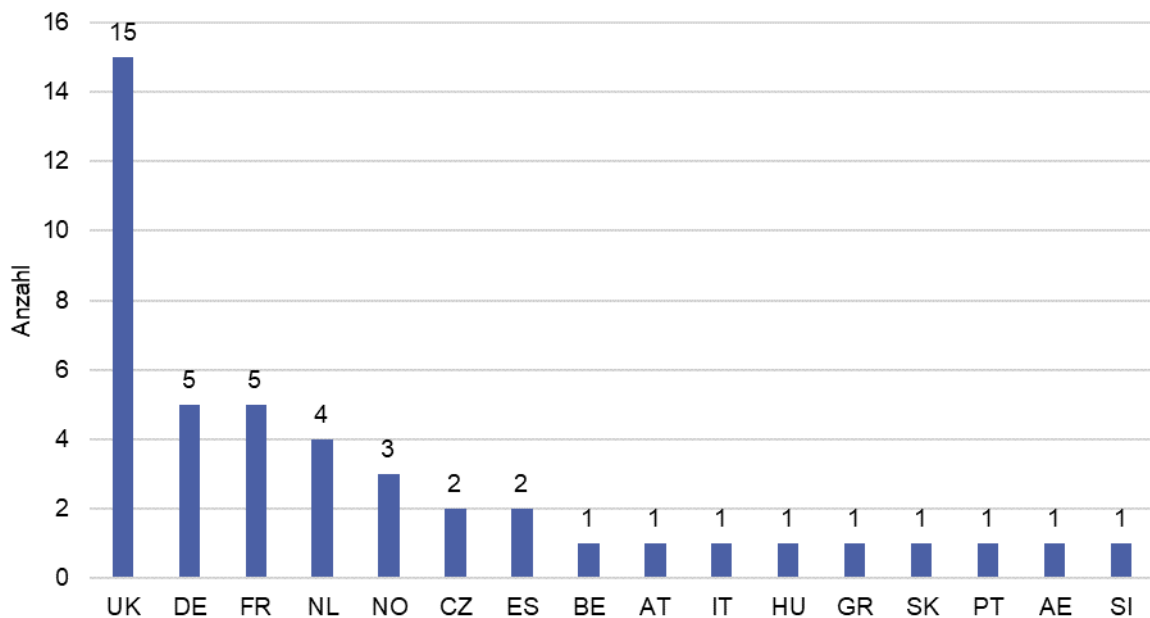


Abbildung 7: Anzahl der durch Schweizer Marktteilnehmer genutzten OMP nach Land

3 Wesentliche Aktivitäten der Marktüberwachung der ElCom

3.1 Überwachung der Datenqualität und Datenvollständigkeit

Um eine effiziente Überwachung des Elektrizitätsgrosshandelsmarktes sicherstellen zu können, sind vollständige Daten in einer guten Qualität unabdingbar. Ein erstes Assessment anfangs 2016 hat ergeben, dass die Erfüllung der vordefinierten Vorgaben noch nicht ausreichend ist und somit eine fundierte, aussagekräftige Analyse im Dienst des Market Monitorings nicht hinreichend durchgeführt werden kann. Diese Feststellung wiederholte sich bei der darauffolgenden Analyse der Fundamentaldaten sowie bei der Auswertung der Meldungen zu den Nicht-Standard- und Transportverträgen. Am häufigsten zu nennen sind Auffälligkeiten wie doppelte Meldung, fehlerhafte Abbildung von Life-Cycle-Events, oder Ungenauigkeiten bei den Angaben wie Identifikationscodes der OMP, falsch angegebene Lieferorte, unpräzise Zeitstempel, nicht übereinstimmende Vertragsbezeichnungen, Fehler bei den Angaben zu Preis, Profil oder Volumen usw. Dabei wurden auch Fälle von verspäteten Meldungen¹ sowie gänzlich fehlende Meldungen identifiziert und mehrheitlich behoben. Ebenso konnten bei den Publikationen zu Insiderinformationen Lücken und Mängel der Datenqualität festgestellt werden.

Durch den konstanten Austausch zwischen der ElCom und den betroffenen Parteien konnte in den letzten Jahren bereits ein wesentlicher Beitrag zur Steigerung der Qualität der gemeldeten Daten geleistet werden. Die ElCom begrüsst in diesem Zusammenhang die konstruktive Zusammenarbeit mit den Schweizer Marktteilnehmern. Die meisten Fälle von fehlerhaftem Reporting konnten im direkten Dialog mit den Marktteilnehmern geklärt und gelöst werden.

Auch wenn die Richtlinien von ACER stammen – mehr als 600 Seiten Auslegungen und Instruktionen zur Umsetzung der REMIT-Verordnung wurden seitens ACER den betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt – setzt sich die ElCom dafür ein, durch vereinfachte und anwenderfreundliche Prozesse die Compliance mit den Artikeln 26a ff. StromVV für die Marktteilnehmer möglichst zu erleichtern. Durch den Aufbau von gut strukturierten, durch die Marktteilnehmer und die von ihnen beauftragten Datenlieferanten überwachten Reportingprozesse soll eine höhere Übereinstimmung mit den Anforderungen für Vollständigkeit, Korrektheit und Pünktlichkeit der Meldungen erreicht werden. Es wird erwartet, dass die Marktteilnehmer alle notwendigen Schritte unternehmen, um die erforderliche Compliance zu erreichen und Daten an die ElCom zu übermitteln, deren Qualität ein umfassendes und aussagekräftiges Market Monitoring ermöglicht.

3.2 Überwachung des Elektrizitätsgrosshandelsmarktes

3.2.1 Marktmanipulation und Insiderhandel

Zweck der Marktüberwachung ist das Entdecken von Dysfunktionalitäten im Elektrizitätsgrosshandel. Das Hauptaugenmerk bei den Analysearbeiten der ElCom gestützt auf den ihr aufgrund von Artikel 26a ff. StromVV gelieferten Daten liegt primär auf Insiderhandel und Marktmanipulation. Aufgrund der Datenmenge bedient sich die ElCom dazu eines *Market Monitoring Systems* (MMS), das automatisiert Auffälligkeiten entdecken kann. Auf diese Weise konnten bereits mehrere Auffälligkeiten in Bezug auf das Verhalten von Schweizer Marktteilnehmern identifiziert werden.

¹ Bei den Standardverträgen ist die Meldefrist auf T+1 gesetzt. Bei den Nicht-Standardverträgen liegt diese bei T+30.

Informationen zu potentiellen Missbrauchsfällen gelangen an die ECom auch von externen Quellen. Vorwiegend werden diese seitens OMP wie Börsen oder Broker über sogenannte *Suspicious Transaction Order Reports* (STORs) gemeldet. Bis Ende 2018 wurden der ECom insgesamt sechs STORs übermittelt. Dazu zählen Fälle von potentieller Marktmanipulation wie *Layering*, *Wash Trades* und *Cross Market Manipulation*.² Von einer PPAT ist bisher noch keine Meldung bei der ECom eingegangen.

In allen von der ECom untersuchten Ereignisse mit Verdacht auf marktmanipulatives Verhalten wurde mit den betroffenen Marktteilnehmern das Gespräch gesucht, um zunächst die Hintergründe dieses Verhaltens nachzuvollziehen und anschliessend bei Bedarf Massnahmen zu diskutieren, die potentiell marktmanipulatives Verhalten in Zukunft verhindern sollen.

Die ECom tätigt darüber hinaus ad-hoc-Analysen aufgrund aktueller Gegebenheiten und Entwicklungen. 2018 waren das beispielsweise die extrem kalten Tage im Februar und die ausserordentlich warmen Tage im August. In diesem Zusammenhang hat die ECom das Verhalten der Marktteilnehmer insbesondere in Bezug auf die Zurückhaltung von Produktionskapazitäten (sog. *Capacity Withholding*) analysiert. Auch der Start von *Crossborder Intraday* (XBID), von dem die Schweiz ausgeschlossen ist, und die damit zusammenhängende Wiedereinführung der expliziten Auktionen an den Schweizer Grenzen wurde untersucht.

Durch das Vorantreiben der Marktanalysen mit Hilfe des Market Monitoring Systems wurde innerhalb der ECom Know-how betreffend Marktverhalten, Marktprozesse und Preisentwicklungen aufgebaut. Diese Expertise wird von der ECom bei Entscheiden betreffend zukünftiger Entwicklungen des Marktplatzes Schweiz eingesetzt.

3.2.2 Zurückhaltung von Produktionskapazitäten

Ein wichtiges Produkt im Elektrizitätshandel sind die Day-Ahead-Auktionen. Dabei wird am Vortag eine Auktion für Stromlieferungen des Folgetages durchgeführt. Die Marktteilnehmer reichen bis zu einem festgelegten Abgabezeitpunkt ihre Gebote für Kauf und Verkauf von Strom ein. Für die Lieferung oder den Bezug in jeder Stunde des nächsten Tages können Gebote eingereicht werden. Nach Schliessung der Auktion errechnet die Auktionsplattform die Angebots- und Nachfragekurve und daraus den Market-Clearing-Preis pro Stunde, den jeder Marktteilnehmer bezahlt oder erhält. Das Nicht-Anbieten einer signifikanten Menge an Stromproduktion in der Auktion kann insbesondere bei einem bereits angespannten System (beispielsweise zu Zeiten einer Kälte- oder Hitzewelle) den Market-Clearing-Preis künstlich nach oben treiben.

In diesem Zusammenhang hat die ECom das Verhalten der Schweizer Marktteilnehmer in den Perioden Februar/März 2018 und Juli/August 2018 analysiert. Im Februar 2018 traten ungewöhnlich tiefe Temperaturen auf. Im Sommer 2018 war es wiederum phasenweise über 35 Grad warm. Mit der Analyse sollte geklärt werden, ob in beiden Perioden eine Zurückhaltung (Nicht-Anbieten) von Produktionskapazitäten stattgefunden hatte, die eine Beeinflussung der Marktpreise für Elektrizität als Folge hatte.

² Layering ist eine Marktmanipulationsstrategie, bei deren ein Händler viele Gebote in den Markt stellt und sie später wieder löscht. Der Händler hat beim Einstellen der Gebote nicht die Absicht, diese Gebote effektiv am Markt auszuführen, sondern erhofft sich, den Handelspreis in eine gewünschte Richtung zu beeinflussen.

Ein Wash Trade ist ein sogenanntes In-sich-Geschäft. Ein solches liegt vor, wenn jemand ein Rechtsgeschäft entweder mit sich selbst als Vertreter eines Dritten (Selbstkontraktion) oder als Vertreter zweier oder mehrerer Parteien (Doppel- oder Mehrvertretung) abschliesst. Wash Trades fallen unter die Kategorie der Marktmanipulation, da sie dem Markt falsche oder irreführende Signale in Bezug auf Liquidität, Preis (insbesondere beim Tagesschlusskurs) oder Volatilität senden können oder mit dem Ziel der Preis-Positionierung eingegangen werden.

Unter Cross Market Manipulation sind insbesondere Fälle zu finden, wo es Überschneidungen zwischen dem Intraday- und dem Regelenenergiemarkt gibt. Dabei werden Arbitragemöglichkeiten zwischen den beiden Märkten ausgenutzt. Dies ist ein Aspekt des Marktdesigns, welches insbesondere in Frankreich aufgefallen ist.

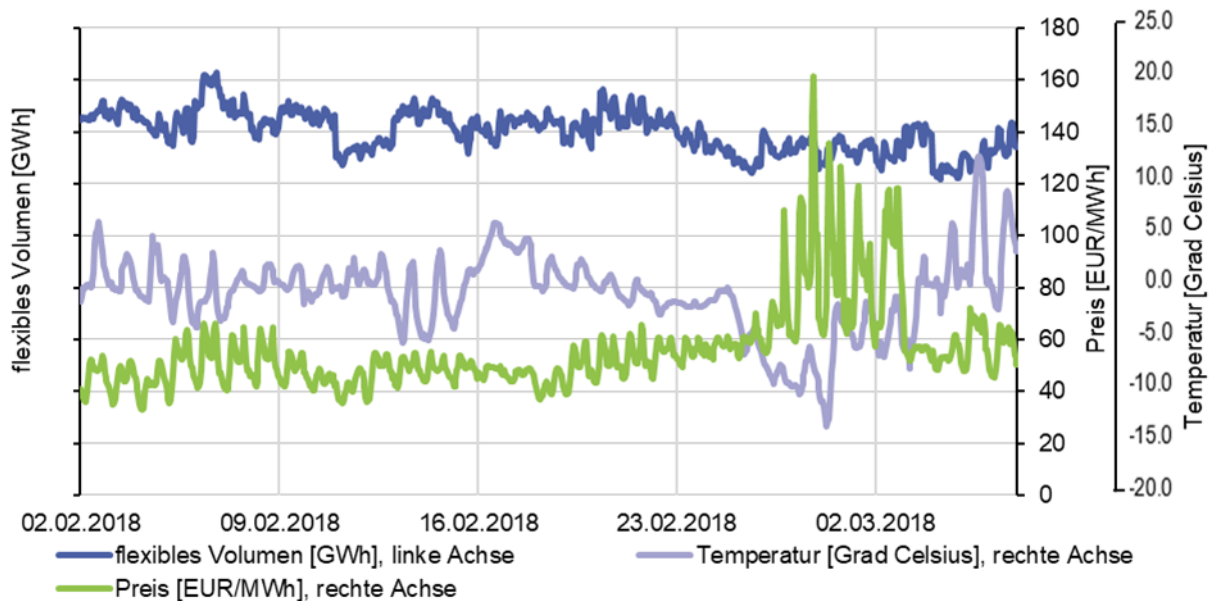


Abbildung 8: Total flexibles Volumen in der Day-Ahead-Auktion Schweiz, Februar/März 2018

Um das flexible Volumen zu bestimmen musste im betroffenen Zeitraum die tägliche Day-Ahead Börsenmatrix für jeden Marktteilnehmer der Day-Ahead-Auktion Schweiz aufgrund der eingegangenen Orders rekonstruiert werden. Dies entsprach allein im Februar/März 2018 einem Analysezeitraum von 34 Handelstagen und einer Auswertung von über 1.5 Millionen Orders von 62 Marktteilnehmern.

Die totale Flexibilität bemisst sich aus der absoluten Differenz zwischen den nachgefragten bzw. angebotenen Volumen bei -500 EUR/MWh und 3'000 EUR/MWh. Dies entspricht der von EPEX vorgeschriebene Preisspanne, innerhalb welcher die Marktteilnehmer ihre Gebote einreichen können.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass in der kältesten Phase des Jahres 2018, trotz sehr hoher Preise, ein geringer Rückgang des angebotenen flexiblen Volumens festzustellen ist (s. dunkelblaue Linie in der Abbildung 8). Auf Anfrage der ElCom legten die betroffenen Marktteilnehmer plausibel dar, dass die im Day-Ahead-Markt angebotenen Produktionskapazitäten tiefer ausfallen, wenn diese stattdessen vermehrt im Regelenenergiemarkt eingesetzt werden, weil dort gegebenenfalls attraktivere Bedingungen vorherrschen. Bei sehr kalten Temperaturen nimmt zudem auch die Risikobereitschaft im Day-Ahead-Handel ab. Illiquidität im Intraday-Markt, Preisspitzen durch eine hohe Nachfrage, oder mögliche Kraftwerksausfälle könnten die angespannte Marktsituation weiter verschärfen.

Die Analyse der Wärmephase im Sommer 2018 hat ergeben, dass auch bei sehr hohen Temperaturen keine Tendenz zur Zurückhaltung von Produktionskapazitäten festzustellen ist (s. Abbildung 9).

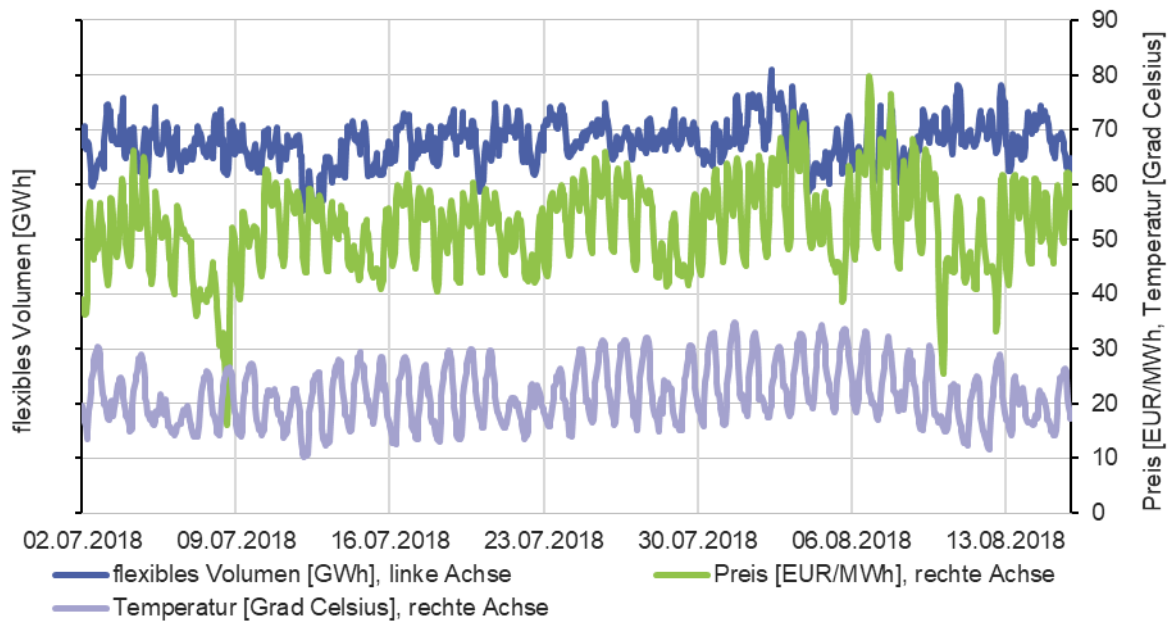


Abbildung 9: Total flexibles Volumen in der Day-Ahead-Auktion Schweiz, Juli/August 2018

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Day-Ahead-Markt in der Schweiz grundsätzlich keine Preismanipulationen aufgrund von Zurückhaltung von Produktionskapazitäten erfährt. Der Day-Ahead-Markt wird dazu weiterhin überwacht.

3.2.3 Auswirkung von XBID auf den Intraday-Markt in der Schweiz

Am 13. Juni 2018 wurde in der EU XBID lanciert. XBID ist ein von der europäischen Kommission entwickeltes Zielmodell, das die Grundlagen für kontinuierlichen, grenzüberschreitenden Intraday-Stromhandel basierend auf fortlaufenden Zuteilungen von Grenzkapazitäten schafft. Dadurch ist das sogenannte implizite Handeln möglich: Der Händler kann in einem einzigen Schritt Strom mit der entsprechenden Netzkapazität über die Grenzen hinweg kaufen oder verkaufen.

Mit der Einführung von XBID wurde das bisherige System *Flexible Intraday Trading Scheme* (FITS), das einen impliziten Intraday-Handel an den Grenzen Schweiz–Deutschland und Schweiz–Frankreich ermöglichte, eingestellt.

Die Schweiz ist von einer Teilnahme an XBID ausgeschlossen. Seit der Einführung von XBID müssen deshalb bei grenzüberschreitenden Energiegeschäften an den Grenzen Schweiz–Deutschland und Schweiz–Frankreich zwei Schritte vollzogen werden: Zusätzlich zum eigentlichen Energiegeschäft muss die dafür benötigte Grenzkapazität separat reserviert werden. Die Intention der Gesetzgebung gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG ist die effiziente Nutzung der Grenzkapazitäten nach marktbasierendem Verfahren. Da der Anreiz für eine zurückhaltende Reservation nicht gross genug ist und zudem der Aufwand für den Intraday-Handel erhöht wird, steigt auch das Risiko für eine Kapazitätshortung (*Capacity Hoarding*). Bei der Kapazitätshortung wird eine signifikante Kapazitätsmenge reserviert und später zurückgegeben, ohne die Kapazität für einen Stromtransport zu benutzen oder jemals benutzen zu wollen. Dadurch wird verhindert, dass alle Marktteilnehmer die gleichen Möglichkeiten für grenzüberschreitende Energiegeschäfte haben.

Die EICom beurteilt die Hortung von signifikanten Kapazitätsmengen aus stromversorgungsrechtlicher Sicht als problematisch und als potentiell marktmanipulativ. Aus diesem Grund wird das Verhalten der Marktteilnehmer an den Grenzen von der EICom überwacht.

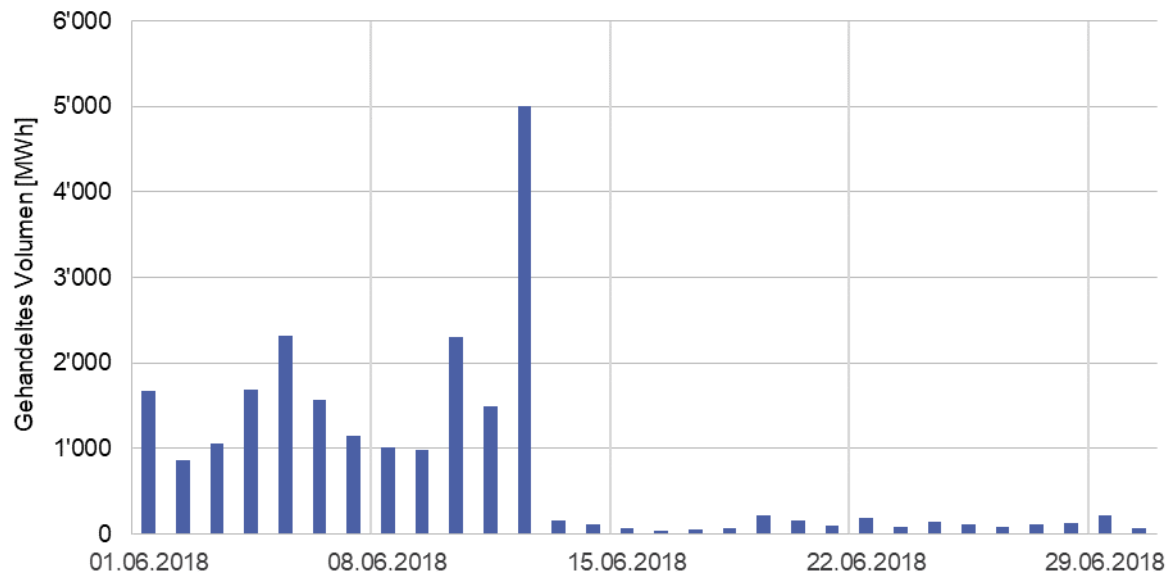


Abbildung 10: Gehandeltes Volumen im Intraday-Markt Schweiz vor und nach Einführung von XBID

Wie Abbildung 10 veranschaulicht, führte die Einführung von XBID zu einem regelrechten Einbruch der Liquidität im Schweizer Intraday-Handel. Aus Abbildung 11 geht dann deutlich hervor, dass sich gleichzeitig die Handelsaktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer im Intraday-Handel in Deutschland erhöht haben. Gleiches gilt für den Intraday-Handel in Frankreich.

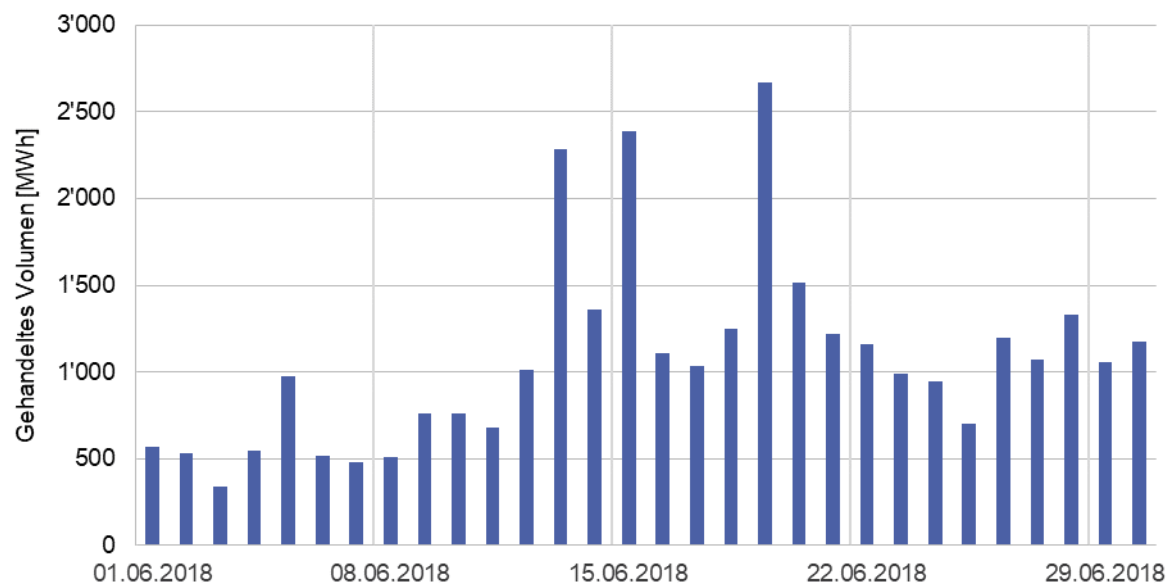


Abbildung 11: Gehandeltes Volumen im Intraday-Markt Deutschland vor und nach Einführung von XBID

3.2.4 Auswirkungen der Gebotszonentrennung Deutschland–Österreich

Während bis Ende September 2018 Österreich in der gleichen Preiszone wie Deutschland war, wurde per 1. Oktober 2018 eine separate Gebotszone für Österreich eingeführt. Damit fiel die Möglichkeit des unbeschränkten Stromhandels zwischen Österreich und Deutschland weg. Österreich stellt nunmehr einen eigenen, relevanten Markt dar, bei welchem beim grenzüberschreitenden Stromhandel verfügbare Netzkapazitäten berücksichtigt werden müssen. Die maximal verfügbare Netzkapazität wurde auf 4.9 GW festgelegt.

Durch folgende Faktoren entstanden Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland:

- Nachfrage- bzw. Erzeugungsunterschiede zwischen Österreich und Deutschland
- Preisbestimmende Erzeugungstechnologie (Laufwasserkraft, Pumpspeicher, Gaskraftwerke etc.)
- Prozesse im Market Coupling (Day Ahead Flow Based Market Coupling in der CWE-Region (Nordwesteuropa), XBID)
- Liquiditätsverlust in Österreich, Veränderung der Beschaffungs- bzw. Hedgingstrategien und eingeschränkter Wettbewerb.

Zur Absicherung von Preisunterschieden zwischen Österreich und Deutschland kommen *Financial Transmission Rights* (FTRs) zum Einsatz, die monatlich auf dem *Joint Allocation Office* (JAO) auktioniert werden. Ein FTR dient dem Hedging des Preisunterschiedes zwischen zwei Preiszonen. Dazu wird die Differenz des jeweiligen Clearingpreises zwischen zwei Marktgebieten herangezogen und mit der erworbenen Kapazität in MW multipliziert. Dieser Betrag wird dem Eigentümer des FTR erstattet. FTRs dürfen nicht nominiert oder reserviert werden.

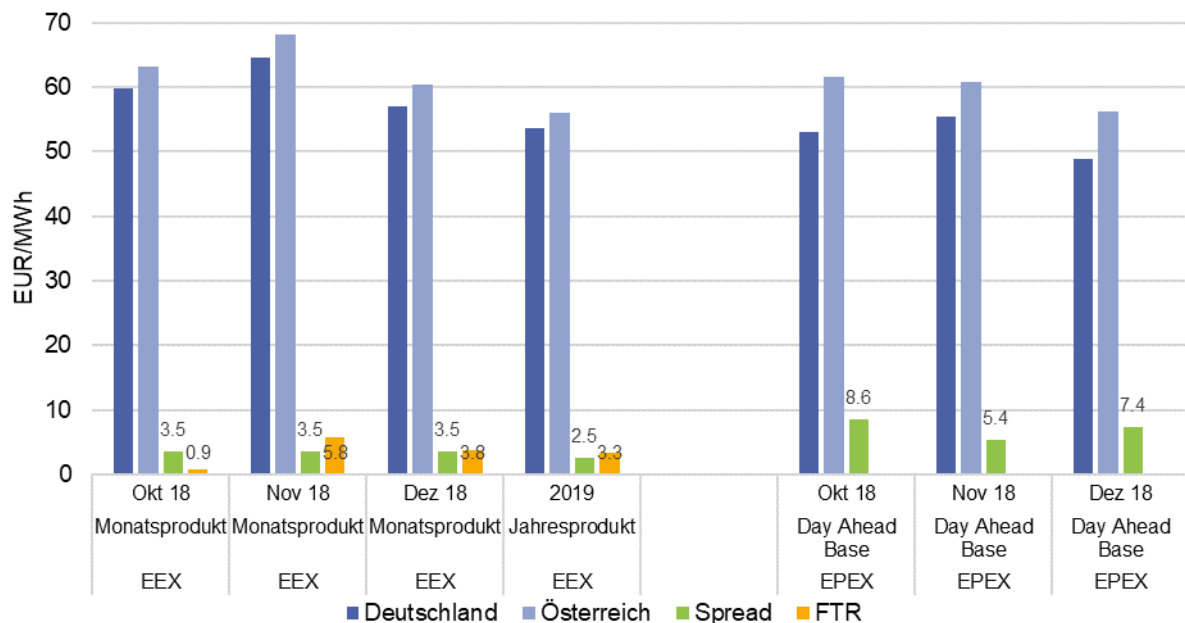


Abbildung 12: Erwartungen von der Gebotszonentrennung vs. tatsächliche Preise

Abbildung 12 zeigt deutlich, dass sich die auf JAO auktionierten FTRs nach zwei Monaten auf den an der EEX gehandelten Spread einpendelten. Sie lagen jedoch deutlich unter den im Spotmarkt an der EPEX Spot beobachteten Spreads des Tagesbase. Zu beachten ist, dass in der Abbildung die Daten von EEX den Mittelwert der Settlement-Preise im Monat September 2018 für die Monatsprodukte Oktober, November und Dezember 2018 sowie für das Jahresprodukt 2019 darstellen. Die Daten von EPEX Spot repräsentieren den Mittelwert vom Tagesbase für den jeweiligen Monat.

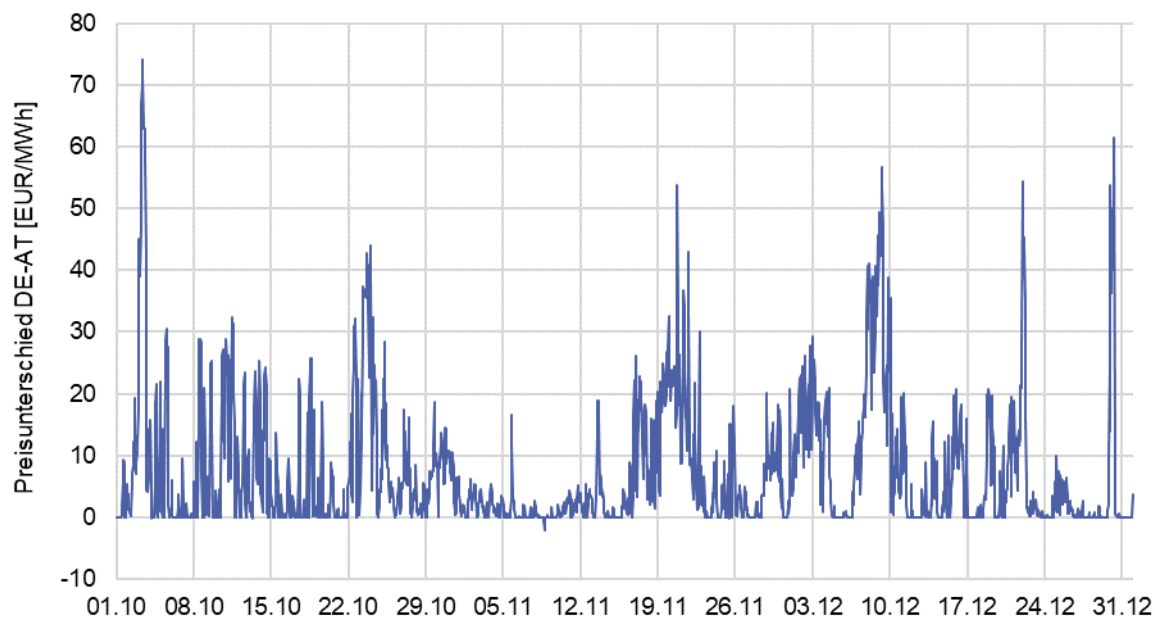


Abbildung 13: Preisunterschied Deutschland-Österreich der Day-Ahead-Stundenauktion

Abbildung 13 zeigt die fluktuierenden Unterschiede zwischen den deutschen und österreichischen Day-Ahead-Stundenpreisen an der EPEX Spot SE. Am 3. Oktober 2018 war zum Beispiel ein Feiertag in Deutschland (Tag der deutschen Einheit). Die Nachfrage war entsprechend tiefer als an einem normalen Arbeitstag. Zusätzlich war die Stromproduktion aus Wind in Deutschland hoch und deutlich über der Norm. Die Preise fielen deshalb in Deutschland auf fast null. Die eingeschränkte Grenzkapazität zu Österreich verhinderte einen Ausgleich der Preise zwischen den beiden Ländern.

3.3 Workshop zur Marktüberwachung

Die EICOM führt jährlich Workshops zu Themen rund um die Informationspflicht nach Artikel 26a ff. StromVV durch. Im Rahmen der Veranstaltungen wird über den Stand der Marktüberwachung im Bereich des Elektrizitätsgrosshandels in der Schweiz berichtet. Auch weitere Ereignisse aus der Elektrizitätsbranche in der Schweiz und in Europa werden thematisiert.

Während der Fokus beim ersten Workshop auf der Erläuterung der Registrierungs- sowie Meldepflichten nach Artikel 26a ff. StromVV gerichtet war, beinhaltete der zweite Workshop zusätzlich Ausführungen zu den Erfahrungen aus der ersten Reportingphase der Standardverträge, welche mit den Datenlieferungen ab dem 7. Oktober 2015 angelaufen war. Es wurde auch zur damals anstehenden zweiten Phase des Reportings von Nicht-Standard-Transaktionen ab 7. April 2016 informiert.

Die Qualität der gemeldeten Daten stand im Fokus des dritten Workshops. Gemeinsam mit den anwesenden Stakeholdern wie RRM, OMP, NRA und den Marktteilnehmern wurden Massnahmen zur Erhöhung der Qualität der Datenmeldungen diskutiert und praktische Vorschläge erarbeitet, insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung der immer wieder eintretenden, doppelten Datenlieferungen.

Wegen der zentralen Bedeutung der Datenqualität für die fundierte und aussagekräftige Marktüberwachung wurde die Diskussion um das Thema «Datenqualität» auch im folgenden Jahr fortgesetzt. Dabei ging es überwiegend um die Rolle der RRM und der NRA im Prozess der Verbesserung der Vollständigkeit, Korrektheit sowie der zeitigen Einlieferung der Daten.

Das aktuell diskutierte Thema «Blockchain» war Schwerpunkt des Workshops von 2018. Dabei wurden verschiedene Aspekte des Einsatzes von Blockchain in der Energiewirtschaft beleuchtet. Rege Diskussionen gab es um die Frage, ob die Blockchain Technologie das Potential hat, die Prozesse in der Energiewirtschaft effizienter zu gestalten.

4 Spotmarkt- und Terminmarktberichte

Zu den aktuellen Preisentwicklungen im Schweizer Markt und den umliegenden Märkten veröffentlicht die ECom seit Februar 2018 wöchentlich einen Terminmarkt-, sowie seit Oktober 2018 einen wöchentlichen Spotmarktbericht. Höhere Transparenz an Elektrizitätsgrosshandelsmärkten reduziert das Risiko von Marktverzerrungen und Preissignalstörungen und sorgt dafür, dass die Endverbraucher einen fairen Preis für Elektrizität bezahlen. Grosshandelsmärkte generieren wichtige Preissignale, welche nicht nur die Wahl von Lieferanten und Konsumenten, sondern auch Investitionsentscheidungen in Produktionsanlagen und Übertragungsnetzinfrastruktur beeinflussen. Es ist deshalb entscheidend, dass diese Signale durch funktionierende Marktkräfte zustande kommen.

Ziel dieser Marktberichte ist es, den jeweils aktuellen Stand der Strompreise sowie deren Entwicklung in der vergangenen Woche in der Schweiz und den benachbarten Ländern aufzuzeigen sowie die Preisentwicklung basierend auf der Entwicklung der Strompreistreiber wie CO₂-, Kohle- und Gaspreise, Produktionsdaten, Temperaturen und weiteren Fundamentaldaten zu erläutern. Während der Terminmarktbericht auf längerfristige Produkte wie Jahres-, Monats- und Quartalskontrakte in der Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien fokussiert, werden im Spotmarktbericht Stunden- und Wochenkontrakte gezeigt und die wichtigsten, zum Verständnis der Preisbewegungen dienenden Fundamentaldaten (Stromproduktion pro Technologie, Nachfrage, Temperaturen, kommerzielle Grenzflüsse zwischen der Schweiz und den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien, sowie Erzeugungsprognosen für Wind- und Solarstromproduktion in Deutschland) dargelegt.

4.1 Spotmarkt 2018

Die Base- und Peak-Preise der Day-Ahead-Auktion an der Börse EPEX Spot stiegen im Verlauf des Jahres 2018 im Mittel an (s. Abbildung 14). Während im Januar 2018 der Base-Preis in der Schweiz um die 50 EUR/MWh lag, wurden im Oktober zwischen 60 und 80 EUR/MWh bezahlt. Der Preisanstieg bei den für den Strompreis wichtigen Commodities Kohle und Gas sowie bei den CO₂-Zertifikaten hob die Preise an (s. auch Kapitel 4.2). Im Herbst 2018 war zudem die eingeschränkte Verfügbarkeit von französischen Atomkraftwerken zusätzlich preistreibend. Hohe Windeinspeisung in Deutschland wirkte sich teilweise auch preissenkend auf die Schweizer Strompreise aus.

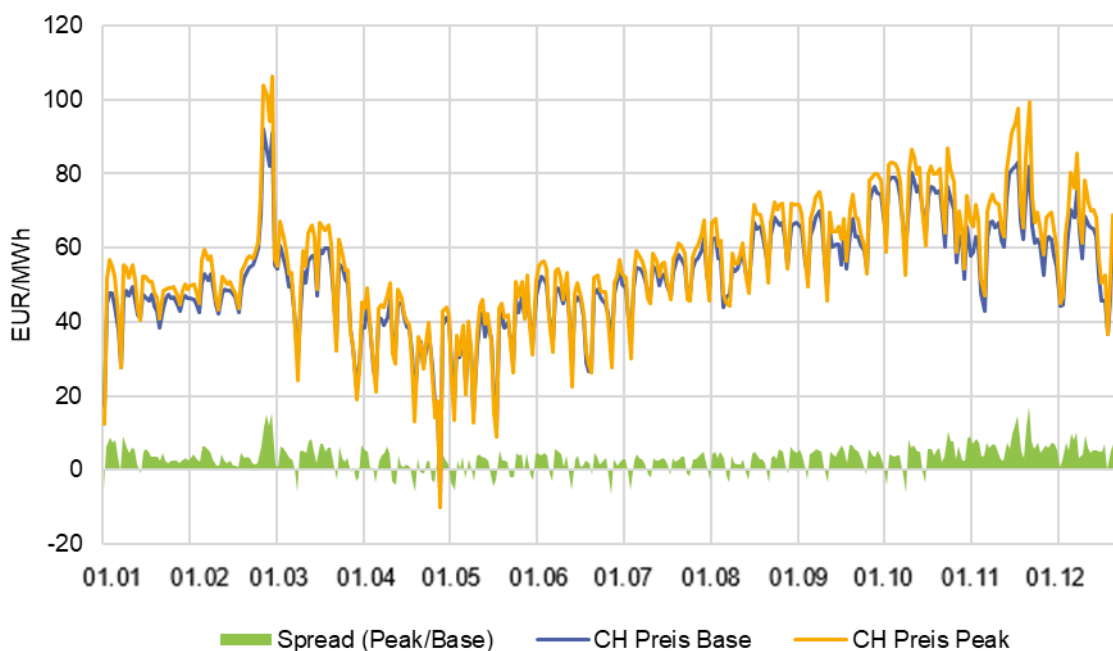


Abbildung 14: Swiss Base-, Peak- und Day-Ahead Preise 2018

Eine Gegenüberstellung der Entwicklungen bei den Day-Ahead-Preisen auf den drei Märkten Schweiz, Deutschland und Frankreich findet sich in Abbildung 15.

Ende Februar 2018 gab es bedingt durch eine Kältewelle mit Tagesdurchschnittstemperaturen um minus zehn Grad ausserordentlich hohe Preise. In dieser Phase war die Preisdifferenz zwischen Deutschland und Schweiz beträchtlich. Wenn die Last in der Schweiz und in Frankreich temperaturbedingt erheblich ist, können auch die neuen erneuerbaren Energien in Deutschland nicht verhindern, dass der Schweizer Strompreis in die Höhe schnellte. Die verfügbaren Importkapazitäten waren während der Kältewelle voll ausgelastet.

Am 1. Mai 2018 hingegen waren die Base- und Peak-Preise negativ. Die durch den Feiertag in Deutschland bedingte tiefere Last, bei gleichzeitig hoher Einspeisung von Wind- und Solarstrom, führte zu einem Überangebot an nicht flexibler thermischer Produktion in Deutschland, was die Preise auch in der Schweiz ins Minus drückte.



Abbildung 15: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich

Die Stromnachfrage in der Schweiz zeigte 2018 den typischen Jahresverlauf: Hohe, durch mehr Wärme- und Lichtbedarf bedingte Nachfrage in den Wintermonaten, tiefere Nachfrage im Sommer (s. Abbildung 16). Die Nachfrage war in diesem Jahr insbesondere während der Kältewelle Ende Februar und der Hitzewelle in Sommer (insbesondere August) über der Norm. Januar hingegen war eher mild, und die Nachfrage entsprechend unter der Norm. Dies widerspiegelte sich auch in den Spotpreisen für diesen Monat, welche vergleichsweise tief ausfielen (s. Abbildung 15). Unter dem Begriff «Norm» versteht sich eine Nachfrage unter normalen Wetterbedingungen.

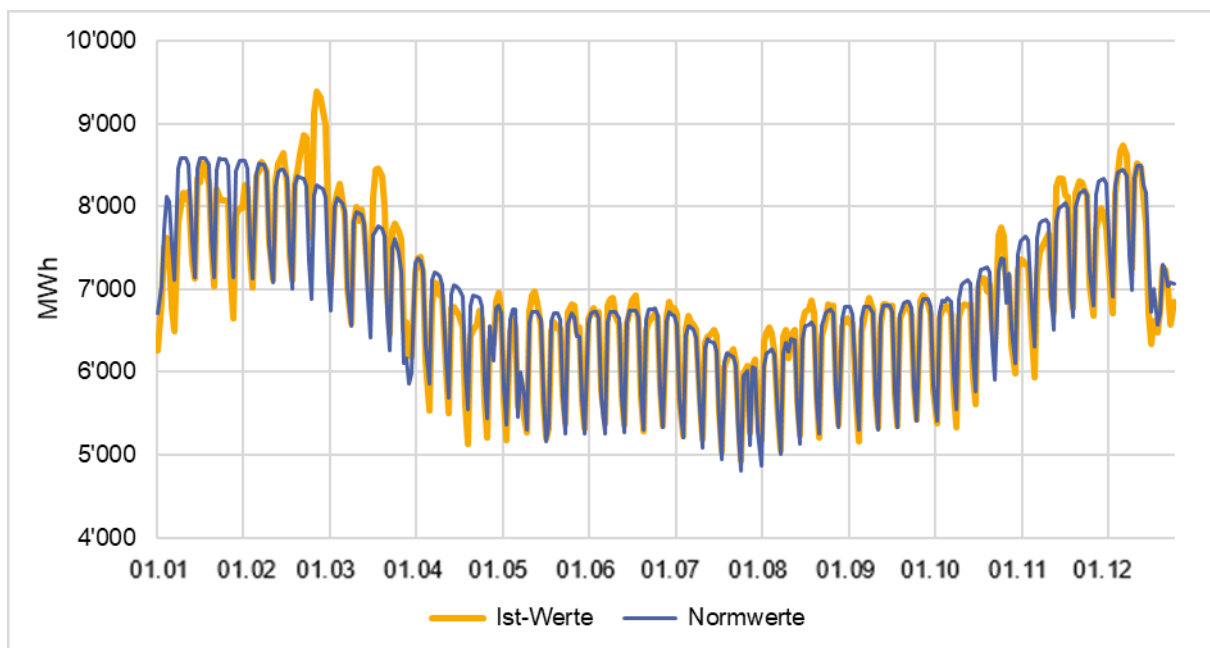


Abbildung 16: Tagesdurchschnitt der Last in der Schweiz in 2018

Datenquelle: Refinitiv Power Research

Wie in Abbildung 17 zu sehen ist, zeigen auch die kommerziellen Flüsse (flow) für 2018 ein typisches Bild: Export nach Italien (IT) während des ganzen Jahres, Import aus Deutschland (DE) und Frankreich (FR) vor allem in den Wintermonaten, im Sommer eine fast ausgeglichene Bilanz mit einem leichten Importüberhang. In der Abbildung 17 wird der Export aus der Schweiz als negative, der Import in die Schweiz als positive Zahl dargestellt.

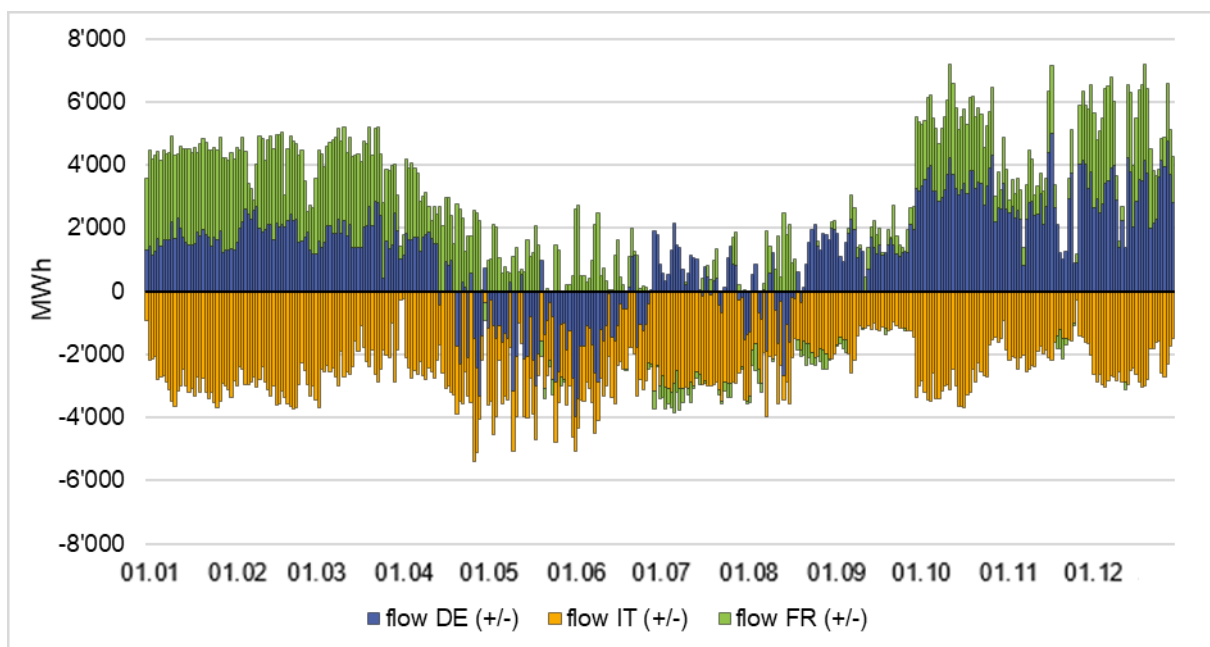


Abbildung 17: Tagesdurchschnitt der netto kommerziellen Flüsse der Schweiz mit den Nachbarländern

Datenquelle: ENTSO-E

Die Detailanalyse zum Import/Export Richtung Deutschland zeigt, dass im Mai und Juni 2018 mehr Strom nach Deutschland verkauft, als von Deutschland importiert wurde. Dies hängt mit der Verfügbarkeit der Schweizer Wasserkraft zusammen, die im Frühling nach der Schneeschmelze höher ist.

Der grösste Teil der Schweizer Stromproduktion (ohne Wind und Sonne) wurde 2018 von den Atomkraftwerken erbracht. Zusätzlich leisteten die Speicherseen und die Pumpspeicherkraftwerke einen substanziellen Beitrag. Da die Wasserstände in den Speicherseen im März/April 2018 ihren Tiefststand erreichen, ist in diesen Monaten die Produktion aus Speicherkraftwerken am geringsten. Die Laufwasserkraftwerke produzieren normalerweise während der Schneeschmelze von Mai bis Juli 2018 am meisten. Tiefere Stromproduktion der Atomkraftwerke ist in der Regel bedingt durch Wartungsarbeiten. Im Juni 2018 war das AKW Gösgen nicht am Netz, im Oktober 2018 das AKW Leibstadt. Entsprechend geringer war die eingespeiste Energie aus Atomkraftwerken in diesen Monaten, wie in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** veranschaulicht wird. Da der Anteil der neuen erneuerbaren Energien an der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz sehr gering ist, wird auf dessen Darstellung in der Abbildung 18 verzichtet. Diese wird gesondert in Abbildung 21 dargestellt.

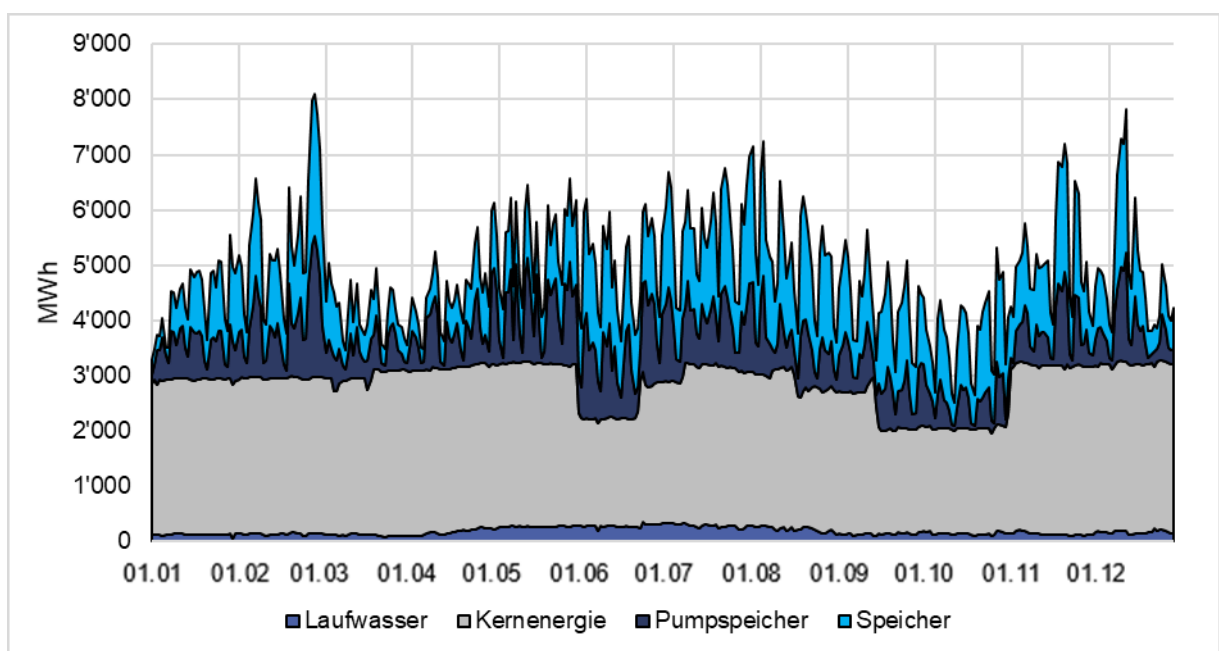


Abbildung 18: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp

Wie in der Schweiz, leisten auch in Frankreich die Atomkraftwerke den grössten Beitrag zur Stromproduktion (s. Abbildung 19).

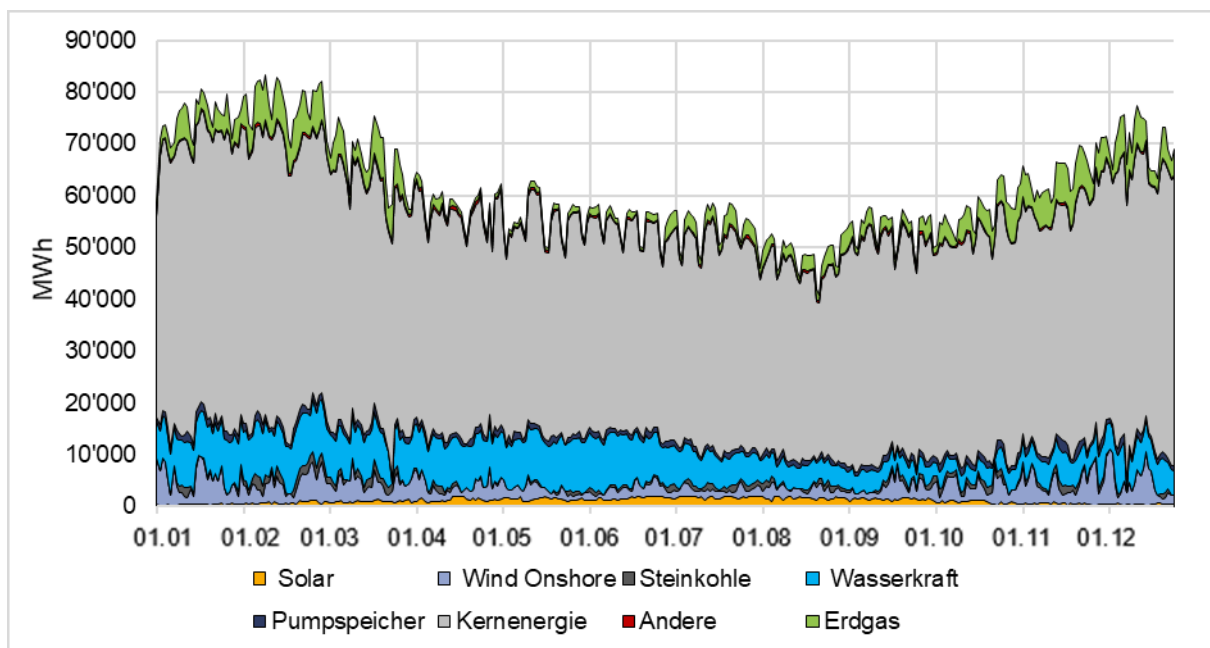


Abbildung 19: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Frankreich nach Produktionstyp

Datenquelle: ENTSO-E

In Deutschland machten neue erneuerbare Energien, Braunkohle und Steinkohle den grössten Teil der Stromerzeugung aus (s. Abbildung 20). Die unterschiedlichen Kraftwerksparks und somit die unterschiedlichen Grenzkosten und die Grenzflüsse sind ein Grund für die teilweisen, insbesondere im Winter starken Preisunterschiede zwischen Deutschland und der Schweiz (s. dazu auch Abbildung 15).

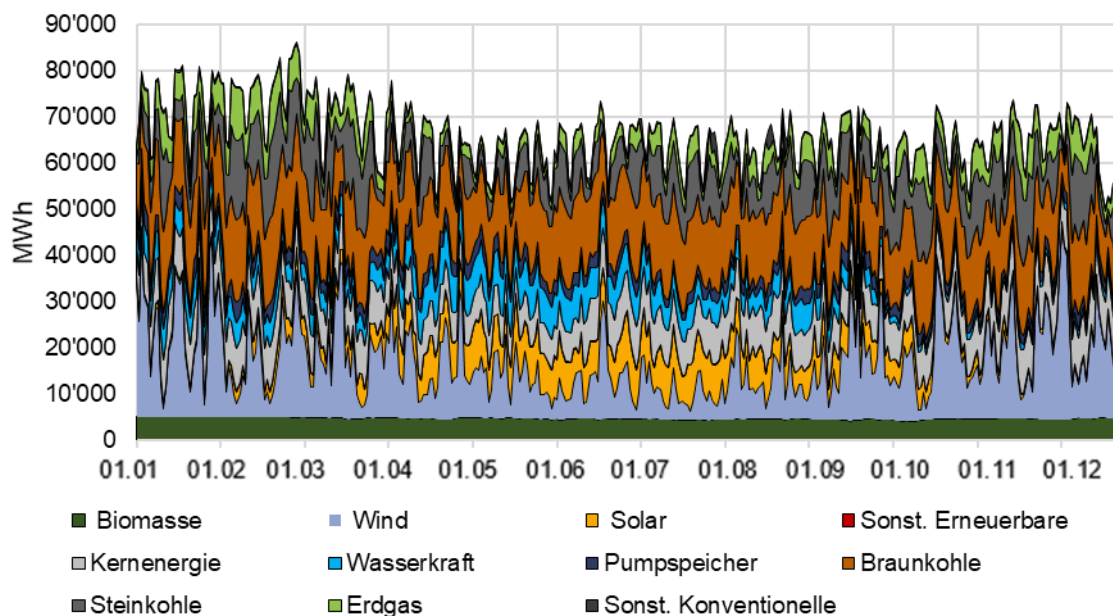


Abbildung 20: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Deutschland nach Produktionstyp

Bei den neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz ist vor allem die Solarenergie erwähnenswert. Im Vergleich zur Windenergie produzierte sie 2018 gut sechsmal so viel Strom. Im ersten und vierten Quartal ist die Stromproduktion aus Solarkraftwerken wegen der saisonal bedingten tieferen Sonneneinstrahlung deutlich reduziert. Im Vergleich zu Deutschland haben die neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz einen viel geringeren Einfluss auf die Strompreisbildung, da mit Wind- und Sonnenenergie nur in kleiner Bruchteil der Nachfrage gedeckt werden kann. Während in Deutschland die durchschnittliche,

ägliche Produktion aus Wind- und Solarenergie im 2018 bei 17'730 MWh lag, betrug diese in der Schweiz lediglich 47 MWh (s. Abbildung 21).

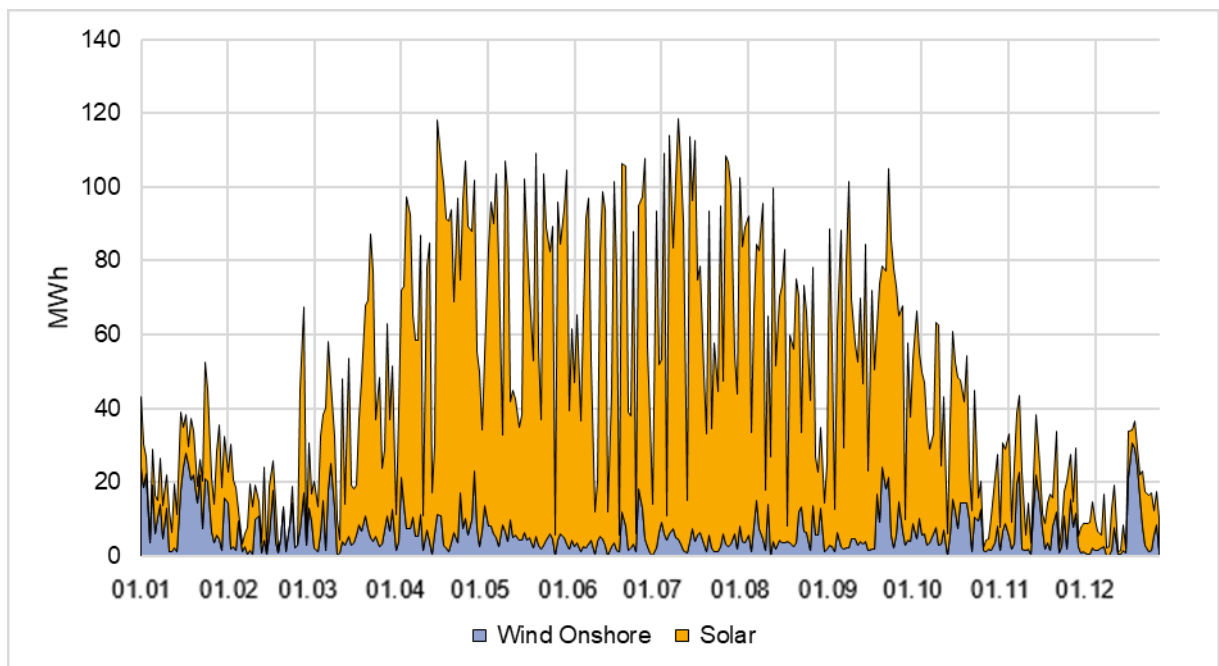


Abbildung 21: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus erneuerbaren Quellen in der Schweiz

Datenquelle: ENTSO-E

Die Speicherseen erreichten ihren tiefsten Stand im April 2018 und füllten sich bis im September 2018 wieder weitgehend bis auf über sieben Terawattstunden verfügbare gespeicherte Energie. Dies entspricht etwa zwölf Prozent der Schweizer Jahresnachfrage (s. Abbildung 22).

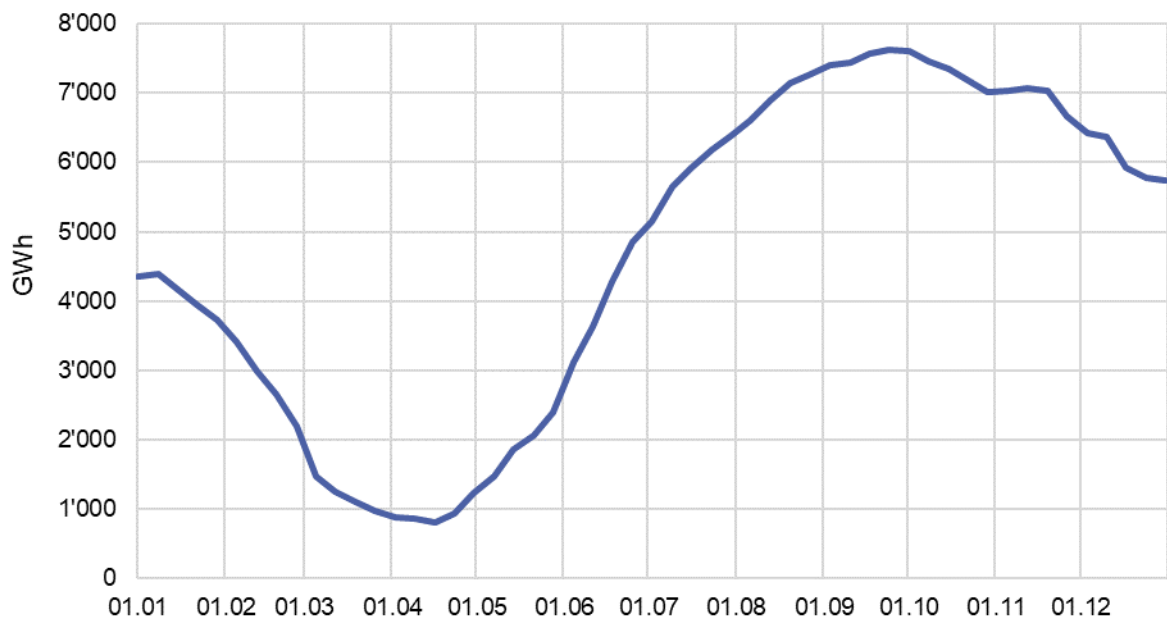


Abbildung 22: Inhalt Speicherseen Schweiz 2018

Datenquelle: BFE

4.2 Terminmarkt 2018

Die Preise für das Stromprodukt Base 2018 (Lieferung von Strom 24 Stunden pro Tag während des ganzen Jahres 2018) stiegen nach einem leichten Rückgang zu Jahresbeginn 2018 bis im Herbst deutlich an und gaben dann wieder etwas nach (s. Abbildung 23). Während die Schweizer Preise praktisch deckungsgleich sind mit den französischen Preisen, liegen die italienischen Preise deutlich über dem Schweizer Niveau, die deutschen Preise hingegen sind sichtbar tiefer. Die Kraftwerkparcs der Schweiz und Frankreich sind sehr ähnlich, weshalb die Terminmarktpreise dieser Länder meistens einen gleichartigen Verlauf zeigen. In Italien sind Gaskraftwerke und in Deutschland vor allem Kohlekraftwerke preissetzend. Derzeit haben Kohlekraftwerke immer noch einen tieferen Grenzpreis als Gaskraftwerke, weshalb die deutschen Terminmarktpreise unter den italienischen Preisen liegen. Die Preise für die Betriebsmittel dieser beiden Kraftwerkarten wirken sich direkt auf den Schweizer Strompreis aus, obwohl die Schweiz über fast keine thermischen Kraftwerke verfügt, da die Schweiz aufgrund der grossen grenzüberschreitenden kommerziellen Flüsse eng mit den Energiemärkten der umliegenden Länder (Deutschland, Frankreich und Italien) verbunden ist.

Preistreibend waren im Jahr 2018 vor allem die steigenden CO₂-, Kohle- und Gaspreise. Auch die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke kann sich auf den Schweizer Strompreis auswirken. Im August 2018 (teilweise bedingt durch die Hitzewelle) sank diese auf unter 35 Gigawatt, was mehr als zehn Gigawatt unter der durchschnittlichen verfügbaren Leistung in 2017 darstellt. Diese tiefe Verfügbarkeit trug ebenfalls zum starken Preisanstieg im Herbst 2018 bei.

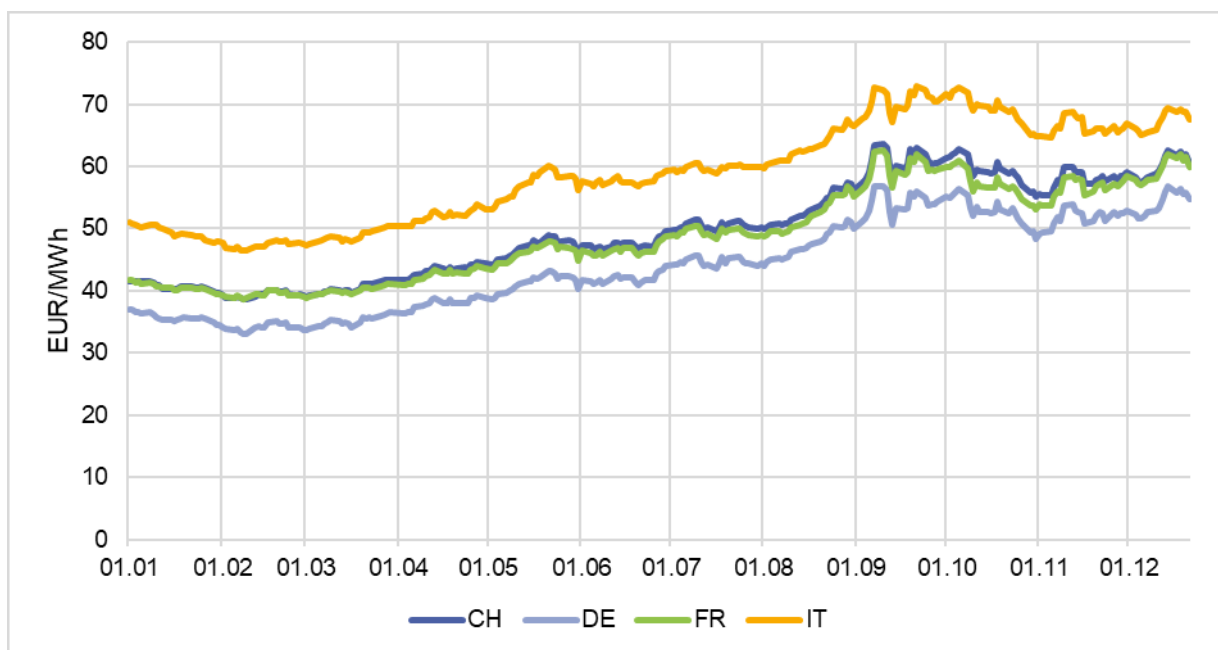


Abbildung 23: Strom Base Frontjahreskontrakte 2018

Datenquelle: EEX

Der Preis für CO₂-Zertifikate stieg unter dem Druck des sich nähernden Starts der Marktstabilitätsreserve (Anfang 2019) stark an. Die Marktstabilitätsreserve im CO₂-Zertifikatshandel wurde eingeführt, um dem Markt überschüssige Zertifikate zu entziehen und so den Preis zu stabilisieren sowie zu erhöhen und damit einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu leisten. Ebenfalls einen Einfluss auf die Zertifikatspreise hatte die gesunkene Verfügbarkeit der französischen Atomkraftwerke im Herbst 2018. Muss Strom aus nuklearen Anlagen mit Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken ersetzt werden, steigen die CO₂-Emissionen und damit die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Dies trieb im Herbst 2018 die Zertifikatspreise nach oben. Spekulativer Handel unterstützte in dieser Phase den Aufwärtstrend zusätzlich (s. Abbildung 24).

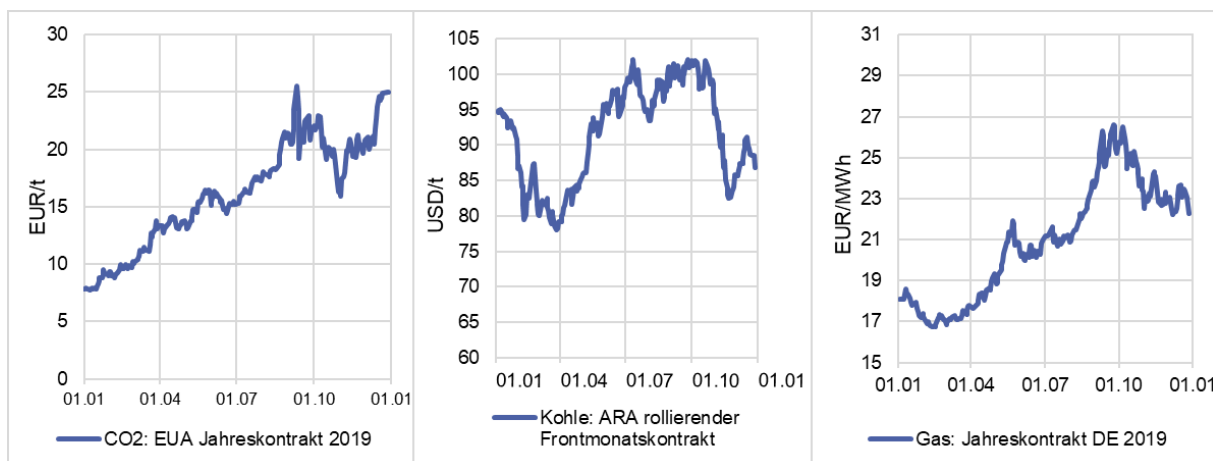


Abbildung 24: CO₂-, Kohle- und Erdgas- Preisentwicklung der 2020 Kontrakte

Wie der Abbildung 24 zu entnehmen ist, stiegen die Kohlepreise schon früher im Jahr an. Hier spielten die tiefen Gasspeicherstände im Frühling eine Rolle, welche die Nachfrage nach Kohle erhöht haben. Auch Signale aus dem Ölmarkt, wie steigende Preise und Produktionsengpässe, trieben die Kohlepreise nach oben. Gegen Ende 2018 gerieten die Kohlepreise jedoch wieder unter Druck. China, mit über 50% der weltweiten Nachfrage der wichtigste Akteur im globalen Kohlemarkt, erhöhte die Inlandproduktion und reduzierte entsprechend die Kohleimporte. Dadurch gerieten die europäischen Kohlepreise unter Druck.

Lieferengpässe von Norwegen und saisonal bedingtes Auffüllen der Gasspeicher liessen im Herbst 2018 die Gaspreise stark ansteigen. Der Rückgang gegen Ende Jahr war bedingt durch milde Temperaturen, welche die Nachfrage nach Gas für Wärme sinken liess (s. Abbildung 24).

Die Strompreise am Terminmarkt werden durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Nebst fundamentalen Treibern wie CO₂-, Kohle- und Gaspreise, Prognosen zur Verfügbarkeit von Kraftwerken sowie Nachfrage und Zubau von neuen erneuerbaren Energien, spielen auch marktdynamische Aspekte eine Rolle. Technische Analysen von Preisentwicklungen und kurzfristige Stimmungen im Handel, ausgelöst beispielsweise durch Nachrichten vom Ölmarkt, Diskussionen um den Kohleausstieg in Deutschland oder Abstimmungen über den Brexit, können den Preis eines Stromproduktes nach oben oder nach unten treiben. Letztlich bleiben Preise für Strom in der weiteren Zukunft stets einem gewissen Mass an Spekulation ausgesetzt.

5 Interaktion Strommarkt - Finanzmarkt

5.1 Gesetzlicher Rahmen

Das europäische Gesetzespaket zur Finanzmarktregulierung regelt seit dem 3. Januar 2018 auch für die Energiewirtschaft die Einordnung von Geschäften als Finanzinstrument und den Umgang mit diesen Finanzinstrumenten neu. Die Energiewirtschaft ist insbesondere bei der Vermarktung oder Beschaffung von Energie betroffen, da hierbei auch Derivate beispielsweise zur langfristigen Vermarktung der Kraftwerkserzeugung im Rahmen des Risikomanagements oder zur langfristigen Beschaffung des Absatzes oder zur Absicherung von Preisen genutzt werden. Mit diesen neuen Regularien sind eine Reihe von Änderungen in Kraft getreten, die insbesondere die Nutzung von Finanzinstrumenten im Warenhandel, also auf Energiemärkten, neu regeln.

Auch die Schweiz hat mit dem *Finanzmarktinfrastrukturgesetz* (FinfraG) und der *Finanzmarktinfrastukturerverordnung* (FinfraV) (beide seit 01.01.2016 in Kraft) sowie mit dem *Finanzdienstleistungsgesetz* (FIDLEG; voraussichtliches Inkrafttreten 01.01.2020) vergleichbare Gesetzesbestimmungen vorgesehen. Für Energieunternehmen besonders wichtig sind folgende Punkte:

- Nach MiFID II (*Markets in Financial Instruments Directive 2014/65/EU*) und FinfraG erweitert sich der Kreis der Produkte, die als Finanzinstrumente zu betrachten sind. Als Spotgeschäfte gelten grundsätzlich Lieferungen von Produkten innerhalb von zwei Handelstagen. Werden Termingeschäfte auf Waren über externe Handelsplattformen wie Broker oder Börsen abgeschlossen, gelten diese Verträge generell als Finanzinstrument – auch wenn sie nur physisch erfüllt werden. Eine Ausnahme besteht lediglich im Zuge des so genannten «*REMIT carve-out*» für Energiegrosshandelsprodukte mit Lieferort in der EU, die physisch erfüllt werden müssen und über ein *organisiertes Handelssystem* (OTF) abgeschlossen werden. Unter einem organisierten Handelssystem versteht man einen «manuellen Vermittler», der weder Börse noch *multilaterales Handelssystem* (MTF) ist.
- Nach heutigen Erkenntnissen sind die Schweizer Energieunternehmen als kleine *Nicht-finanzielle Gegenparteien* (NFC-) eingestuft. Darunter fallen Unternehmen mit einer Durchschnittsbruttoposition der ausstehenden OTC-Derivategeschäfte von weniger als CHF 3.3 Mrd. Rohwarenterivate und sonstige Derivate. Nicht in dieser Berechnung enthalten sind bei NFC-Derivategeschäfte zur Reduzierung von Risiken.
- Derivatgeschäfte müssen einem von der FINMA bewilligten oder anerkannten Transaktionsregister gemeldet werden. Geschäfte zwischen kleinen nichtfinanziellen Gegenparteien (NFC-) und *finanziellen Gegenparteien* (FC) müssen von den finanziellen Gegenparteien gemeldet werden. Geschäfte zwischen kleinen nichtfinanziellen Gegenparteien müssen nicht gemeldet werden, ausser bei grenzüberschreitenden Geschäften, wenn die ausländische Gegenpartei nicht meldet.
- Grenzüberschreitende Geschäfte von NFC- müssen über eine zentrale Gegenpartei abgerechnet werden, wenn die ausländische Gegenpartei in der Schweiz abrechnungspflichtig ist.
- Ausgenommen sind Verträge von Übertragungsnetzbetreibern zur Aufrechterhaltung der Energiesysteme, vor allem bei der Vergabe von Transportrechten.

Nach der Finanzkrise 2009 war das Ziel der Politik, die Transparenzanforderungen vor und nach dem Handel mit Finanzinstrumenten zu erhöhen und Lücken in der Struktur der Finanzmärkte zu schliessen. Dies wurde vor allem dadurch sichergestellt, dass der Handel von Finanzprodukten verpflichtend auf regulierten Handelsplätzen stattfindet. Weiter wurde durch die Einführung von Positionslimiten die Spekulation mit Warenderivaten begrenzt.

Das zentrale Regularium der Finanzmarktregulierung in der EU ist MiFID II. Auf dieses Dokument beziehen sich alle anderen Regelwerke. Auch die REMIT-Verordnung bezieht sich auf MiFID II in Bezug auf die Definition der Finanzprodukte. Somit legt die MiFID den Geltungsbereich von der REMIT-Verordnung fest. Im Finanzbereich war die Schweiz sehr bemüht, die entsprechende Äquivalenz zu den EU-Vorgaben herzustellen. Betreffend der REMIT-Verordnung wurde diese Äquivalenz noch nicht umgesetzt.

5.2 Reporting nach FinfraG

Die Schweizer Energieunternehmen haben sich alle als NFC- deklariert. Schliesst eine NFC- ein Geschäft mit einer finanziellen Gegenpartei ab, so muss dieses Geschäft von der FC gemeldet werden. Geschäfte zwischen NFC- müssen nicht gemeldet werden, ausser bei grenzüberschreitenden Geschäften, wenn die ausländische Gegenpartei nicht meldet.

Gemäss FinfraG sind alle Gesellschaften mit eingetragenem Sitz in der Schweiz, darunter auch die Stromhandelsfirmen verpflichtet, Derivattransaktionen wie ausserbörslich gehandelte (*over-the-counter*, OTC) und börsengehandelte Derivate (*exchange-traded derivatives*, ETD) an ein zugelassenes Transaktionsregister (auch *Trade Repositories* genannt) zu melden.

Für die Meldungen in der Schweiz sind zwei Transaktionsregister zugelassen: REGIS-TR und SIX. Die EICom ist im Begriff, Schnittstellen mit beiden Transaktionsregistern einzurichten, um auf diese Weise die meldepflichtigen Daten zu erhalten. Es wird erwartet, dass bis Ende 2019 die technischen Voraussetzungen für die Entgegennahme der Finanzdaten von beiden Transaktionsregistern REGIS-TR und SIX geschaffen sein werden.

Die Reportingpflichten der Schweizer Stromunternehmen nach FinfraG sind auch Thema bei den bilateralen Treffen zwischen der EICom und der FINMA, die zweimal jährlich stattfinden.

6 Internationale Zusammenarbeit

6.1 Mitwirken bei internationalen Institutionen

Bei der Anwendung von Artikel 26a ff. StromVV durch die EICom bestehen starke Interdependenzen zur Umsetzung der REMIT-Verordnung in der EU. Als Nicht-EU-Mitglied ist die Schweiz von wesentlichen Informationsflüssen abgeschnitten, weshalb versucht wird, die bestehenden Wege der Vernetzung möglichst wirksam zu nutzen.

Die EICom hat bis und mit 2018 an verschiedenen Round Tables von ACER als Beobachterin teilgenommen, um auf operativer Ebene den Austausch mit ACER und den beteiligten Stakeholdern zur Umsetzung der REMIT-Verordnung in den EU-Staaten zu pflegen. Vertreter der EICom nehmen auch am jährlichen *Market Integrity and Transparency Forum* von ACER teil, wo diverse Aspekte rund um die Implementierung der REMIT-Verordnung auf EU-Ebene diskutiert werden. Zu operativen Themen finden einmal im Jahr bilaterale Treffen zwischen Vertretern der EICom und Mitarbeitern der Abteilungen *Market Integrity and Transparency* (MIT) und *Market Surveillance* (MS) von ACER statt.

Weiter arbeitet die EICom aktiv in der *Market Integrity and Transparency Working Group* (CMIT) des (CEER) mit. Dort hat die EICom 2018 einen der Vorsitze übernommen. So konnte dort ein aus Schweizer Sicht wichtiges Thema zur Diskussion lanciert werden: Der Umgang mit Marktteilnehmern aus Drittstaaten.

Bei der ENTSO-E ist die EICom in die Arbeit der *Energy Transparency User Group* (ETUG) involviert, wo die Umgestaltung der bestehenden Transparenzplattform von ENTSO-E sowie der Prozess der Datensammlung und die Möglichkeiten zur Verbesserung ihrer Qualität und Vollständigkeit diskutiert und Massnahmen diesbezüglich erarbeitet werden.

6.2 Kooperation mit anderen Regulatoren

Neben der internationalen Arbeit mit europäischen Institutionen pflegt die EICom Kontakte zu jenen Instanzen, die sich in den Nachbarstaaten mit der Marktüberwachung befassen. Der themenbezogene Austausch mit den Marktüberwachungsabteilungen der umliegenden nationalen Energieregulierungsbehörden funktioniert sehr gut. Bisher haben sich ein bis zwei bilaterale Koordinierungssitzungen im Jahr etabliert, bei denen ein Erfahrungsaustausch zu den Methoden stattfindet.

Die EICom nimmt zudem an der 2018 etablierten Arbeitsgruppe von Energieregulatoren teil, die sich mit der Qualität der Fundamentaldaten auseinandersetzt und durch den Dialog mit ENTSO-E an konstruktiven Vorschlägen zu deren Verbesserung arbeitet. In dieser Gruppe kann die EICom auch ihre Erkenntnisse aus der Auswertung der von der ENTSO-E übermittelten Daten sowie Vorschläge für die Behebung der Fehler bei den Fundamentaldaten einbringen.

6.3 Umgang mit Drittstaaten

Im Rahmen der Arbeiten der CMIT *Working Group* von CEER hat die EICom die Diskussion zum Umgang und der Kooperation von EU-Regulierungsbehörden mit Regulatoren aus Drittstaaten vorgeschlagen und vorangebracht. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Kontaktaufnahme von EU-Regulatoren mit Marktteilnehmern aus Drittstaaten wie die Schweiz sowie die Weiterleitung und Bearbeitung von STORs an Regulierungsbehörden aus diesen Ländern.

Gestützt auf das Territorialitätsprinzip ist das Tätigwerden ausländischer Behörden auf Schweizer Hoheitsgebiet grundsätzlich untersagt. Nicht untersagt ist solches Tätigwerden, falls staatsvertragliche Grundlagen vorliegen. Für stromversorgungsrechtliche Angelegenheiten oder für die REMIT-Verordnung bestehen jedoch derzeit keine internationalen Abkommen mit der Schweiz. Aus diesem Grund ist in solchen Fällen stets eine Bewilligung einzuholen. Diese wird von der Vorsteherin bzw. dem Vorsteher des betroffenen Departements GS-UVEK unter eventueller Mitteilung an das Bundesamt für Justiz und die der Bundesanwaltschaft erteilt.

Nach Artikel 271 Ziffer 1 des Schweizerischen Strafgesetzbuches (StGB; SR 311.0) macht sich strafbar, wer auf schweizerischem Gebiet ohne Bewilligung für einen fremden Staat Handlungen vornimmt, die einer Behörde oder einem Beamten zukommen, oder solchen Handlungen Vorschub leistet.

Bei Unsicherheiten oder Zweifel in Bezug auf allfällige Anfragen durch ausländische Behörden können sich Marktteilnehmer in der Schweiz an die EICom wenden. Die EICom begrüsst es, wenn sie über Anfragen und Kontaktaufnahmen von ausländischen Regulierungsbehörden im Zusammenhang mit der REMIT-Verordnung informiert wird, da der Schweizer Strommarkt durch nicht REMIT-konforme Aktivitäten von Marktteilnehmern beeinflusst werden kann. Dies wäre ein Reputationsrisiko für den Handelsplatz Schweiz bzw. die Schweiz im Allgemeinen.

7 **Ausblick**

Gut funktionierende Märkte basieren auf verlässlichen Preissignalen, die Angebot und Nachfrage reflektieren und nicht manipuliert sind. Funktionierende Märkte wirken sich auch auf die Versorgungssicherheit positiv aus. Der Mehrwert einer umfassenden Marktüberwachung ist daher vielfältig. Einerseits schützt ein aktives Market Monitoring in der Schweiz präventiv vor Marktmanipulation und Insiderhandel. Andererseits wird dadurch für die Endverbraucher ein fairer, transparenter und nicht manipulierter Strompreis gewährleistet.

Die Umsetzung der Massnahmen zur Gewährleistung des erforderlichen Niveaus an Compliance mit den Marktüberwachungsregularien beansprucht bei den betroffenen Marktteilnehmern organisatorisch wie technisch Ressourcen, hat jedoch die kritische Evaluation diverser firmeninterner Prozesse veranlasst und dadurch einen Beitrag zur Standardisierung der Energiedaten sowie zur Verbesserung des Informationsmanagements geleistet.

Ein weiterer positiver Effekt von Marktüberwachung ist, dass dadurch Energieregulatoren ein verbessertes Verständnis über Energiemärkte erhalten. Diese Erweiterung des Fokus von Netzthemen um Marktverständnis ist bereits bei der aktuellen Umsetzung der Netzkodizes und Markt-Guidelines ersichtlich. Dort ist es vorgesehen und notwendig, dass Regulatoren die verschiedenen Prozesse und Methoden analysieren, verstehen und genehmigen. Diese Entwicklung setzt das Erkennen der komplexen Zusammenhänge von Energiemärkten und -netzen voraus.

Marktmanipulationen sowie Insiderhandel im Stromgrosshandel sind heute in der Schweiz nicht verboten und können deshalb nicht sanktioniert werden – dies im Gegensatz zum klassischen Börsenhandel in der Schweiz oder zum Energiehandel in der EU. Um diese Lücke zu schliessen, sind die erforderlichen gesetzlichen Grundlagen zu schaffen.

Eine der zukünftigen Herausforderungen für die Marktüberwachung in der Schweiz ist das Inkrafttreten des Gasversorgungsgesetzes. Weiter würde mit der Annahme eines bilateralen Stromabkommens mit der EU das dritte Rahmenpaket in der Schweiz zu implementieren sein. Da die REMIT-Verordnung unter das dritte Rahmenpaket fällt, würde in diesem Fall diese vollumfänglich gültig und durch die ElCom umzusetzen sein.

Glossar

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument & Markt (niederländischer Regulator)
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (italienischer Regulator)
BNetzA	Bundesnetzagentur (deutscher Regulator)
CEER	Council of the European Energy Regulators
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants
CMIT	Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía (spanischer Regulator)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (französischer Regulator)
E-Control	Energie-Control GmbH (österreichischer Regulator)
EEX	European Energy Exchange (europäische Strombörse für Futures Kontrakte)
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Plattform
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX Spot	European Power Exchange (europäischen Strombörse für Spot und Intraday)
ETD	Exchange-Traded derivatives
ETUG	Energy Transparency User Group
FC	Finanziellen Gegenparteien (financial counterparties)
FIDLEG	Finanzdienstleistungsgesetz
FinfraG	Finanzmarktinfrastrukturgesetz
FinfraV	Finanzmarktinfrastrukturverordnung
FITS	Flexible Intraday Trading Scheme
FSB	Financial Stability Board
FTR	Financial Transmission Right
GME	Gestore dei mercati energetici (italienische Strombörse)
GS-UVEK	Generalsekretariat des Departements Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
JAO	Joint Allocation Office
MMS	Market Monitoring Systems
MiFID II	Markets in Financial Instruments Directive 2014/65/EU
MIT	Market Integrity and Transparency
MTF	Multilateral Trading Facility
MS	Market Surveillance
MWh	Megawattstunde
NFC-	kleine Nicht-finanzielle Gegenparteien (non-financial counterparties)
NRA	National Regulatory Authority
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
OMP	Organised Market Places
OTC	Over the Counter Transaktionen
OTF	Organised Trading Facility
PPAT	Person Professionally Arranging Transactions
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanisms
STOR	Suspicious Transaction Order Report
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TWh	Terawattstunde
URE	Urząd Regulacji Energetyki (polnischer Regulator)
XBID	Cross-Border Intraday