



Markttransparenz 2020

Bericht der ElCom

Bern, im Mai 2021

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten	5
2 Marktüberblick	9
2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2020	9
2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2020.....	18
3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom	20
3.1 Analysearbeit	20
3.1.1 Übersicht und Analysestatistik	20
3.1.2 Erhöhte Transparenz und Datenqualität bei der Veröffentlichung von Solar-Daten	21
3.2 Meldung von Insider-Informationen	22
3.2.1 Europäische Standards bei der Meldung von Insider-Informationen	22
3.2.2 Empfehlungen der ElCom in Bezug auf die Meldung von Insider-Informationen	23
3.3 Kontinuierlicher grenzüberschreitender Intraday-Handel.....	24
3.3.1 ElCom Mitteilung – Empfehlung betreffend Reservierung von Kapazitäten und Handelsverhalten.....	24
3.3.2 Untersuchung zu auffälligem Verhalten bei der Reservation von Grenzkapazitäten im kontinuierlichen Intraday-Handel.....	24
3.4 Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland in 2020	25
4 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und -überwachung	28
4.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland	28
4.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung	29
5 Digitalisierungsthemen in der Energiewirtschaft	29
6 Ausblick	31
Glossar	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der bei der ElCom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2020	5
Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer	6
Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung	8
Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel	9
Abbildung 5: Swiss Base und Peak Day Ahead-Preise 2020	11
Abbildung 6: Day Ahead-Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich	11
Abbildung 7: Preisdauerkurve Day Ahead-Preise Schweiz, 2020 und 2019	12
Abbildung 8: Volatilität der Stundenpreise innerhalb eines Tages	13
Abbildung 9: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp	14
Abbildung 10: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2020 und 2019 Datenquelle: BFE	14
Abbildung 11: Produktion französischer Atomkraftwerke in 2020 verglichen mit 2019	15
Abbildung 12: Einspeisung von Wind-, Solarenergie und Last in Deutschland in 2020 und 2019	15
Abbildung 13: Residuallast versus Day Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2020	16
Abbildung 14: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen	17
Abbildung 15: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz - Deutschland	17
Abbildung 16: Total netto kommerzielle Flüsse in 2020 an den Grenzen der Schweiz	18
Abbildung 17: Preisverlauf im Jahr 2020 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2021	18
Abbildung 18: Preisverlauf in 2020 für das 2021-Produkt für CO ₂ (EUA), Gas (NCG) und Kohle (ARA-Region)	20
Abbildung 19: Übersicht der bei der ElCom eingegangenen STORs	21
Abbildung 20: Anzahl Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage mit negativem Base-Preis nach Jahr für Lieferort Schweiz, Frankreich, Deutschland	26
Abbildung 21: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOTDay Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz, Frankreich und Deutschland	26
Abbildung 22: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in der Schweiz	27
Abbildung 23: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Deutschland	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste der bei der ElCom angebotenen RRM per 31. Dezember 2020	7
Tabelle 2: Tagesdurchschnittspreise der EPEX SPOTDay Ahead-Auktion vs. an der EEX zuletzt gehandelter Terminmarktpreis nach Lieferperiode und Lieferland	10

Vorwort

2020 stand auch für die Marktüberwachung der ECom im Zeichen der Corona-Pandemie. Trotz der ausserordentlichen Situation konnte der Betrieb des Secure Rooms nahtlos aufrechterhalten werden. Mit Blick auf die allgemein starke Zunahme im Bereich der Cyber-Kriminalität während der Pandemie ist erfreulich, dass die Sicherheitsvorgaben durchgehend eingehalten werden konnten. Zusätzlich zu den üblichen Auswertungen und Reports konnten die nachstehenden zwei situationsbezogenen Studien erarbeitet werden:

Eine im Mai 2020 publizierte Studie über die Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last zeigte anhand von Auswertungen der Lastdaten von ENTSO-E (Januar bis inklusive April 2020), dass die verschiedenen Massnahmen der Corona-Pandemie zu einer Verringerung der Last in allen europäischen Ländern führten. Dies galt insbesondere für Länder, in denen die Industrie weitgehend stillgelegt wurde. Die Energiewirtschaft in der Schweiz war weniger stark von der sinkenden Last durch den Corona-bedingten Shutdown betroffen als in Frankreich, Italien oder Spanien. Der Verbrauchsrückgang an Werktagen war in der Schweiz etwa 10 Prozent. Im Vergleich dazu lag der Rückgang in Spanien bei etwa 20 Prozent gegenüber 2019 (zwischen 10-25 Prozent, wenn man die Nachfrage modelliert), in Italien bei etwa 25 Prozent (zwischen 20-30 Prozent bei der Nachfragemodellierung) und in Frankreich bei etwa 17 Prozent (zwischen 12-16 Prozent bei der Nachfragemodellierung).

Im Juni 2020 erschien dann die Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020. Die tiefen Spotpreise im ersten Halbjahr 2020 und die Häufung von negativen Preisen als Besonderheit im Stromgrosshandelsmarkt haben den Anlass gegeben, diese vertiefter für den Zeitraum Januar bis inklusive Mai 2020 und unter Miteinbezug der Vorjahre zu analysieren. Es zeigte sich, dass in den letzten Jahren in den verschiedenen Märkten eine Zunahme von Stunden mit negativen Preisen beobachtet werden konnte. So auch in der Schweiz. Diese scheinen vor allem im März, April und Mai vorzukommen. Eine tiefere Last zusammen mit einer durch die Schneeschmelze bedingten Zunahme des Laufwassers sowie Importe von günstigem Strom aus Deutschland bedingen das Auftreten negativer Preise. Ein Update dieser Studie wurde im Dezember 2020 durchgeführt und im Januar 2021 veröffentlicht.

Es bleibt abzuwarten, wie sich die Situation aufgrund der Pandemie weiterentwickelt. Ganz im Sinne der Markttransparenz erlauben die regelmässig veröffentlichten Spot- und Terminmarktberichte, sich jederzeit ein gutes Bild über die Marktsituation zu machen. Erfreulich an dieser Stelle zu bemerken ist, dass die Solardaten auf der ENTSO-E Transparenzplattform, welche die ECom bei der Erstellung des wöchentlichen Spotmarktberichts benutzt, durch eine von der ECom initiierte und von ProNovo durchgeführte Hochrechnung qualitativ stark verbessert werden konnten. Die publizierten Produktionsmengen liegen heute deutlich näher an der tatsächlich erzeugten Menge. Die ECom würde es begrüssen, wenn darüber hinaus die tatsächlich erzeugte Menge von Elektrizität aus erneuerbaren Energien in Form der aggregierten Produktion auch in der Schweiz täglich, mit stündlicher Auflösung auf einer dafür vorgesehenen Plattform veröffentlicht würde und dafür die gesetzliche Grundlage geschaffen würde. Aktuelle Daten sind für das Monitoring der Energiestrategie 2050 unabdingbar.

Nicht erfreulich ist der Einbruch des Schweizer Intraday-Marktes als Auswirkung des Umstands, dass die Schweiz vom *European Cross Border Intraday Market* (Single Intraday Coupling (SIDC), ehemals *Cross Border Intraday* (XBID)) ausgeschlossen wurde. Dies hat zur Folge, dass Grenzkapazitäten wieder explizit vergeben werden, weshalb deren optimale Nutzung nicht durchgängig möglich ist.

Ich wünsche Ihnen mit dem vorliegenden Markttransparenzbericht eine spannende Lektüre und interessante Einblicke in die Marktüberwachung der ECom.

Sita Mazumder

1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten

Artikel 26a der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) verpflichtet in der Schweiz ansässige Marktteilnehmer (juristische und gegebenenfalls natürliche Personen), die an einem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der Europäischen Union (EU) teilnehmen und aufgrund der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung)¹ den Behörden der EU oder der Mitgliedstaaten Informationen liefern müssen, die gleichen Informationen gleichzeitig und in gleicher Form auch der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) zu übermitteln. Dazu gehört auch eine Registrierung bei der ElCom (Art. 26a Abs. 4 StromVV) und die Übermittlung der entsprechenden Registrierungsdaten.

Per Ende 2020 waren bei der ElCom 78 Schweizerische Energieunternehmen angemeldet. Die Veränderung gegenüber 2019 geht auf zwölf Neuregistrierungen zurück. Im letzten Jahr hat sich – im Gegensatz zu den Vorjahren – kein Unternehmen abgemeldet, siehe Abbildung 1.

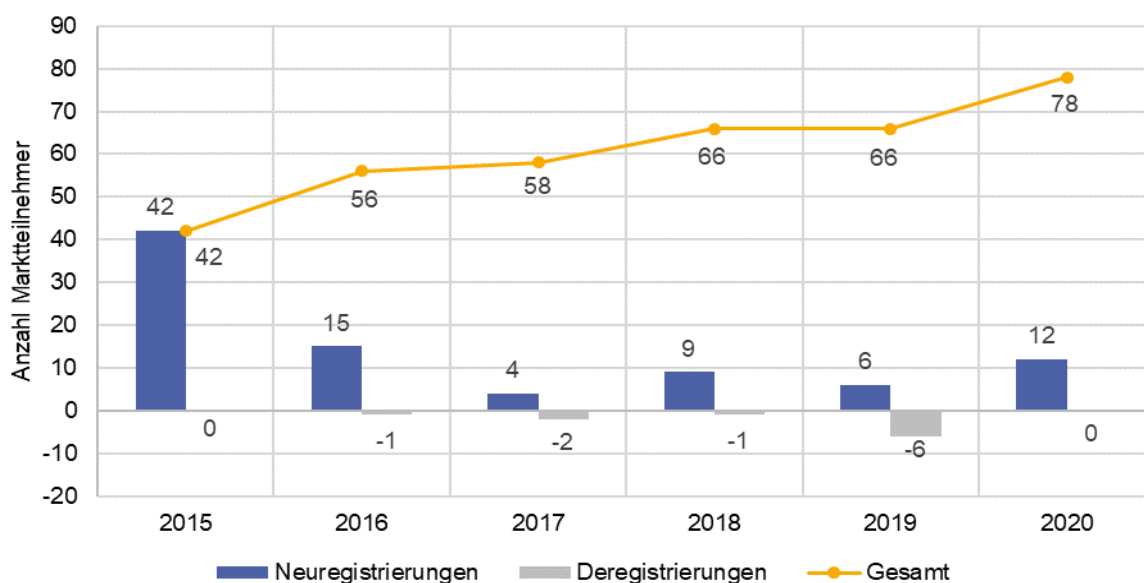


Abbildung 1: Anzahl der bei der ElCom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2020²

Wie im Vorjahr sind die Neuregistrierungen grösstenteils Folge der jährlichen Umfrage, bei der der Auszug der Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz aus dem *Centralized European Register of Market Participants* (CEREMP) der *Agentur für Zusammenarbeit der Europäischen Energieregulatoren* (ACER) mit der Liste aus dem Registrierungstool der ElCom verglichen wird. Diejenigen Marktteilnehmer, die bei ACER, jedoch bei der ElCom noch nicht angemeldet sind, werden schriftlich ersucht, eine Erklärung zu diesem Umstand abzugeben und, soweit die gesetzlichen Vorgaben erfüllt sind, sich bei der ElCom für Rapportierungszwecke anzumelden.

Die Mehrzahl der festgestellten Abweichungen geht auf Unternehmen zurück, die ausschliesslich mit anderen Commodities als Strom handeln – primär Erdgas, Rohöl, flüssigem Erdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG), flüssigem Petroleumgas (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG) oder mit darauf basierenden Finanzprodukten – und entsprechend vom Gesetz her nicht verpflichtet sind, die Informationen zu ihren Transaktionen an den EU-Handelsmärkten auch der ElCom zu übermitteln, respektive zu diesem Zweck bei der ElCom eine Registrierung vorzunehmen. Es sind wenige der Angeschriebenen, die auf dem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt aktiv waren, die entsprechenden gesetzlichen Verpflichtungen nicht kannten und die Registrierung bei der ElCom versäumt hatten. Die notwendige Registrierung sowie die Meldung der rapportierungspflichtigen Daten holten sie entsprechend nach.

¹ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, [EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#), Stand: 1. Februar 2021

² An den Stellen, wo keine Datenquelle ausgewiesen ist, handelt es sich um eigendatenbasierte Auswertungen der ElCom.

In Bezug auf die Verteilung der Marktteilnehmer nach dem Land, wo die initiale Registrierung nach REMIT stattgefunden hat, bleibt wie in den Jahren davor die deutsche *Bundesnetzagentur* (BNetzA) an erster Stelle mit insgesamt 44 Unternehmen aus der Schweiz (fünf mehr als in 2019). Danach kommen die britische Regulierungsbehörde *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) mit neun, die italienische *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) mit acht und der französische Regulator *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) mit sechs Marktteilnehmern aus der Schweiz. Fünf und drei der Schweizer Marktteilnehmer sind jeweils bei der österreichischen *Energie-Control GmbH* (E-Control) und bei der niederländischen *Autoriteit Consument & Markt* (ACM) registriert. Unverändert gegenüber dem Vorjahr mit je einer Registrierung ist die Statistik über die polnische (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) und die spanische (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) Regulierungsbehörden. In der Übersicht wird weiterhin auch ein Unternehmen aufgeführt, welches Handelsaktivitäten nur innerhalb der Schweiz abwickelt, sich aber freiwillig bei der EICom registriert hat, siehe Abbildung 2.

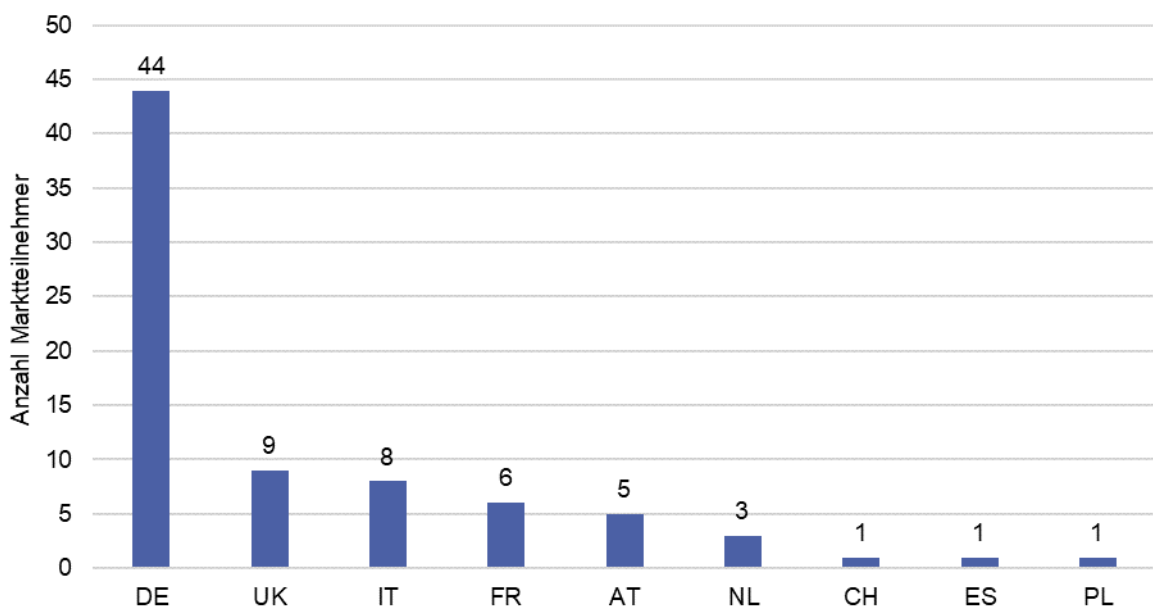


Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer

Mit 2021 ist eine Veränderung in der obigen Verteilung der Registrierungen zu erwarten. Diese wird als Konsequenz des Austritts Grossbritanniens (GB) aus der EU auftreten. Basierend auf der von der EU und Grossbritannien festgelegten Verhandlungsposition schliessen die Post-BREXIT-Handelsvereinbarungen Grossbritannien vom europäischen Energiebinnenmarkt aus. Als Folge unterliegen die Daten zu den Transaktionen am britischen Elektrizitätsmarkt nicht mehr einer Meldung nach REMIT an die EU-Behörden und fortfolgend auch nicht mehr an die EICom. Zudem werden sich auch die Unternehmen mit Sitz oder Registrierungsort nach REMIT in Grossbritannien ab dem 1. Januar 2021 bei einer anderen EU-Regulierungsbehörde anmelden und sich entsprechend mit ihrem dort ausgestellten ACER-Code auch bei der EICom erneut registrieren müssen. Von dieser Veränderung sind zehn der 78 bei der EICom erfassten Marktteilnehmer betroffen. Deren Umregistrierung hat bereits begonnen.

Die Informationen zu den an den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften übermittelten die Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz weiterhin ausschliesslich über externe Datenlieferanten, sogenannte *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), die an die Datenbank der EICom angebunden sind. Nachdem 2020 die Seeburger AG und die österreichische Strombörse EXAA den Anbindungsprozess abgeschlossen haben, sind es nun neun RRM, die von den Schweizer Marktteilnehmern mit der Datenübermittlung an die EICom beauftragt sind, siehe Tabelle 1. Eine Übersicht der bei der EICom angebundenen RRM wird auf der Webseite der EICom publiziert.

Nr.	RRM	ACER Code
1	EEX European Energy Exchange AG	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT SE	B0000258F.FR
3	Equias B.V.	B00001014.NL
4	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG	B0000114T.AT
5	JAO S.A.	B0005876N.LU
6	Seeburger AG	B0000112P.DE
7	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
8	Trayport Ltd.	B00001100.UK
9	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tabelle 1: Liste der bei der EICom angebundenen RRM per 31. Dezember 2020

Im Zusammenhang mit dem Beschluss der EU-Kommission vom 17. Dezember 2020, demnach ACER ab dem 1. Januar 2021 durch die Erhebung von jährlichen ex-ante Gebühren ihre Marktüberwachungstätigkeit mitfinanziert, entrichten die RRM neben einer bei ihrer Registrierung bei ACER initial anfallenden Gebühr auch einen jährlichen Beitrag. In diesem Betrag enthalten ist auch eine transaktionsatzbasierte Gebührenkomponente, die von den Marktteilnehmern übernommen werden soll. Diese neue Regelung betrifft auch die Unternehmen mit Sitz in der Schweiz. Die Verrechnung der REMIT-Gebühr zwischen ihnen und dem oder den RRM ihrer Wahl hängt von den individuellen bilateralen Vereinbarungen ab. Die EICom wird ihrerseits weiterhin keine Gebühren erheben.

Während die Daten zu den Handelstransaktionen über die RRM gemeldet wurden, erhielt die EICom die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen, wie in den Jahren davor, über die eigenen dafür geschaffenen Schnittstellen mit der Transparenzplattform des Verbandes der *Europäischen Übertragungsnetzbetreiber* ENTSO-E (ENTSO-E TP) und der *Transparenzplattform der Europäischen Energiebörse* EEX (EEX TP). Marktteilnehmer, die angegeben haben, ihre Meldungen über Insider-Informationen an anderen Orten als der EEX TP zu veröffentlichen, sollten beim Auftreten eines solchen Ereignisses die EICom umgehend in Kenntnis setzen. Diese Option ist ab dem 1. Januar 2021 mit dem Inkrafttreten der neuen ACER-Regelung zur Meldung von Insider-Informationen nicht mehr gültig.³ Um eine effektive und rechtzeitige Veröffentlichung von Insider-Informationen zu gewährleisten, müssen Insider-Informationen im Grosshandel mit Strom (und Gas) ab Beginn 2021 ausschliesslich auf einer dedizierten Transparenzplattform, sogenannte *Inside Information Platforms* (IIPs), publiziert werden, die von ACER vorformulierte Mindestanforderungen erfüllen soll. Eine Liste der zugelassenen IIPs, bei denen sich die Marktteilnehmer anmelden können, wird im REMIT-Portal veröffentlicht.

Die Schweizer Marktteilnehmer sind frei bei der Wahl der IIP, wo sie meldepflichtige Ereignisse publizieren, solange die Plattform ihrer Wahl die ACER-Anforderungen für die effektive Offenlegung von Insider-Informationen erfüllt und auf der ACER-Liste erscheint.

Die EICom akzeptiert für die Meldung von Insider-Informationen nur IIPs, die bei ACER aufgelistet sind. Die Marktteilnehmer müssen nach dem Entscheid über die Transparenzplattform ihrer Wahl die diesbezüglichen Angaben im EICom-Registrierungstool anpassen. Die EICom wird dann die Übermittlung der Insider-Informationen von diesen IIPs in das eigene IT-System organisieren.

Eine Meldung über die eigene Unternehmenswebsite oder über soziale Medien kann ab dem 1. Januar 2021 als zusätzliche Quelle für die Veröffentlichung von Insider Informationen genutzt werden, ist aber nicht mehr ausreichend und wirksam. Die Identität der Angaben an beiden Publikationsorten soll vom Marktteilnehmer unbedingt gewährleistet werden.

Auf die Meldung der Insider-Informationen wird ausführlich in Kapitel 3.2 eingegangen.

³ ACER Guidance, 5th Edition, <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/> sowie ACER FAQ on REMIT fundamental data and inside information reporting, https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMIT_24th_edition_QA_v1.pdf, Stand: 16. Dezember 2020

Neben den meldepflichtigen Daten bezieht die Sektion Marktüberwachung auch weitere Informationen, wie die Settlement-Preise für Strom, Gas und CO₂ von EEX oder die Kohlepreise von Reuters. Diese werden bei den Analysen als Referenz herangezogen. Auch Angaben zu den Füllständen der Stauseen in der Schweiz oder weitere Informationen, teilweise aus öffentlichen Quellen wie beispielsweise Swiss Meteo, werden abgerufen und fliessen in die Studien und die Analysen ein.

In 2020 haben die 78 Schweizer Marktteilnehmer über die neun RRM 44.8 Mio. Transaktionen (*Trades* und *Orders*) rapportiert. Die steigende Tendenz der Datenmenge aus den Vorjahren wurde dadurch noch einmal bestätigt. Der Anstieg von knapp 15% lässt sich grösstenteils durch den vermehrten Einsatz von automatisierten Handelssystemen erklären. Die grössere Anzahl von Meldungen im ersten Quartal 2020 geht wiederum auf Korrekturmeldungen zurück.

Ein grösserer Anstieg wurde bei den Fundamentaldaten verzeichnet. Registriert wurden etwa 1 Mio. oder knapp 22% mehr Meldungen als in 2019. Diese Veränderung geht jedoch auf die angepassten Einstellungen bei dem Abruf der Fundamentaldaten zurück, die durch die ElCom vordefiniert werden.

Grössere Veränderung gab es 2020 auch bei den Insider-Informationen. Es wurden fast 1/3 weniger Vorfälle als im Jahr davor rapportiert.

Eine Übersicht zu den seit Beginn der Reporting-Verpflichtung in 2015 gemeldeten Daten findet sich in Abbildung 3.

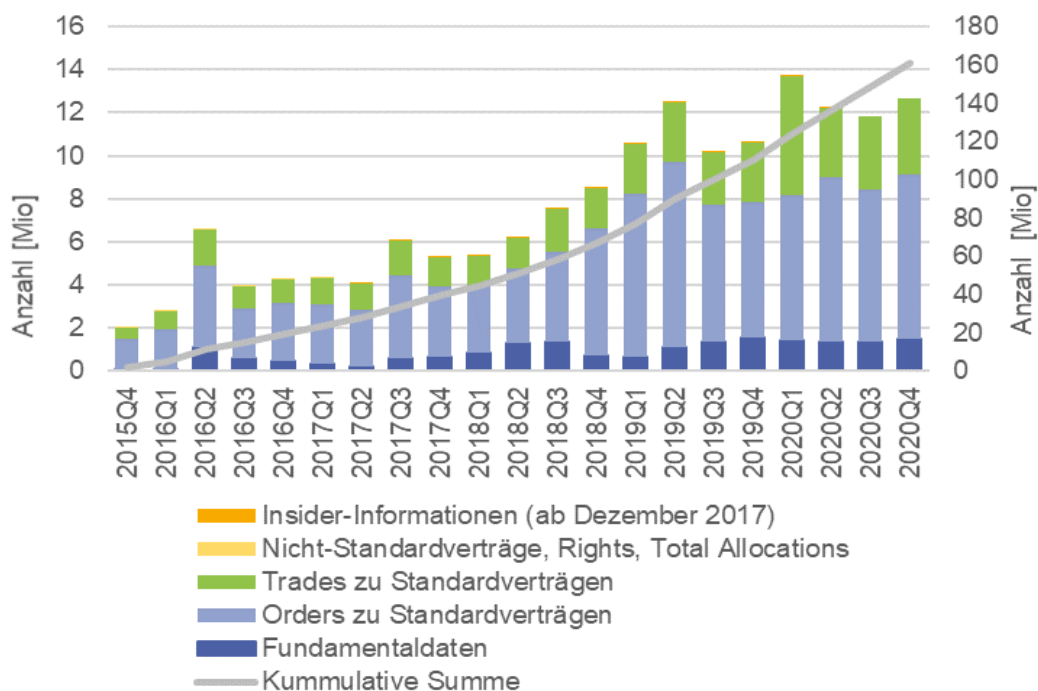


Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung

Auch 2020 bildeten die Standardverträge mit knapp 90% die Mehrheit bei den Transaktionsmeldungen. Hier stammt mit 94% ein Grossteil der Daten aus dem Kurzfristhandel. Nur 6% der Meldungen betreffen Termingeschäfte unter anderem mit Futures und Forwards, siehe Abbildung 4. Die meisten Termingeschäfte werden über Broker oder über die EEX-Börse abgewickelt.

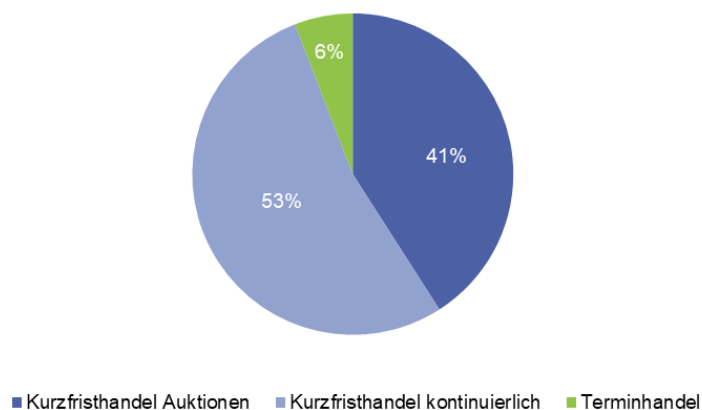


Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel

Die Anzahl der organisierten Marktplätze, an denen die Schweizer Marktteilnehmer in 2020 handelten, darunter die nationalen Energiebörsen der EU-Mitgliedstaaten, blieb gegenüber dem Vorjahr unverändert. Die meisten dieser Plattformen haben ihren Sitz in Grossbritannien (21), gefolgt von Frankreich (acht) sowie Deutschland (fünf) und den Niederlanden (vier).

Über die Hälfte der Transaktionen, die über einen OMP abgeschlossen wurden, fanden an einer Börse statt. Dies geht vor allem auf den Kurzfristhandel zurück, der mehrheitlich über die EPEX SPOT Börse abgewickelt wird. Die hohe, weiterhin steigende Granularität beim Handel an dieser Plattform mit 15-, 30- und 60-Minuten-Produkten begründet natürlicherweise auch die höhere Anzahl von gemeldeten Transaktionen. Etwas weniger als 50% sind die Meldungen zu Abschlüssen über einen Broker. Lediglich 2% bilden die OTF-Geschäfte, d.h. Handelsabschlüsse mittels Organised Trading Facilities (OTF).

Auch die Verteilung der Handelsaktivitäten der Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsunternehmen nach Lieferort wich in 2020 kaum im Vergleich zum Vorjahr ab. Grösste Zielmärkte sind hier nach wie vor Italien und Deutschland. Wesentlich kleiner ist der Anteil von Frankreich gefolgt von Grossbritannien. Näheres dazu findet sich im nächsten Kapitel 2.

2 Marktüberblick

2020 hat die ElCom die Herausgabe von Spot- und Terminmarktberichten fortgesetzt und beide Berichte um zusätzliche, nützliche Informationen erweitert. Darin werden wöchentlich der aktuelle Stand der Strompreise sowie deren Entwicklung in den vergangenen Wochen in der Schweiz und den benachbarten Ländern Frankreich, Deutschland und Italien aufgezeigt und kommentiert. Während der Schwerpunkt der Betrachtung bei den Spotmarktberichten auf den Stunden- und Wochenkontrakten liegt und die bedeutendsten, den entsprechenden Preisbewegungen zugrundeliegenden Fundamentaldaten erläutert werden, ist der Fokus bei den Terminmarktberichten auf die längerfristigen Produkte wie die Jahres-, Quartals- und Monatskontrakte gerichtet. Gleichzeitig wird auch die Rolle von CO₂, Gas und Kohle als deren wichtigste Preistreiber aufgezeigt.

Die aus Sicht der ElCom wesentlichen Veränderungen sowie Auffälligkeiten bei den Preisbewegungen 2020 werden zusammengefasst im folgenden Kapitel präsentiert.

2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2020

Das Jahr 2020 war geprägt durch die Corona-Pandemie, welche starke Auswirkungen auf die Spotmarktpreise hatte. Durch die Reduktion der wirtschaftlichen Tätigkeiten während der Lockdown-Phase im Frühling reduzierte sich auch die Nachfrage nach Energie erheblich. Dies wiederum führte dazu, dass die Spotpreise über einen längeren Zeitraum tief waren. Dass damit zu Beginn des Jahres nicht gerechnet wurde, ist ersichtlich aus Tabelle 2.

		Durchschnitt der Spotpreise an der Day Ahead Auktion in EUR/MWh nach Lieferland					Letzter EEX Settlementpreis vor Kurzfristhandel (=Referenzpreis Terminmarkt)	Letzter EEX Settlementpreis minus Durchschnitt der Spotpreise an der Day Ahead Auktion
Lieferperiode	Lieferprodukt	CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH
2020	Base	34.00	30.47	32.20	3.53	1.80	48.03	14.03
Q1	Base	34.27	26.57	29.42	7.70	4.85	47.02	12.75
Q2	Base	19.88	20.26	18.00	-0.38	1.88	20.09	0.21
Q3	Base	37.99	36.12	39.03	1.86	-1.05	34.07	-3.92
Q4	Base	43.71	38.77	42.17	4.94	1.54	47.74	4.03
Jan 20	Base	42.55	35.03	38.01	7.52	4.55	45.12	2.57
Feb 20	Base	34.13	21.92	26.25	12.21	7.89	38.69	4.56
Mär 20	Base	26.12	22.46	23.81	3.66	2.31	33.53	7.41
Apr 20	Base	17.22	17.09	13.45	0.13	3.77	16.79	-0.43
Mai 20	Base	16.86	17.60	14.86	-0.73	2.00	19.42	2.56
Jun 20	Base	25.65	26.18	25.79	-0.53	-0.14	20.95	-4.70
Jul 20	Base	32.81	30.06	33.41	2.75	-0.60	33.14	0.33
Aug 20	Base	35.51	34.86	36.75	0.65	-1.24	32.94	-2.57
Sep 20	Base	45.90	43.69	47.20	2.21	-1.30	43.51	-2.39
Okt 20	Base	38.25	34.00	37.91	4.25	0.34	42.92	4.67
Nov 20	Base	41.46	38.79	40.11	2.67	1.34	40.73	-0.73
Dez 20	Base	51.36	43.52	48.42	7.84	2.94	50.88	-0.48

Tabelle 2: Tagesdurchschnittspreise der EPEX SPOT Day Ahead-Auktion vs. an der EEX zuletzt gehandelter Terminmarktpreis nach Lieferperiode und Lieferland

Das Jahresprodukt, das Produkt für das erste Quartal sowie das Monatsprodukt März (rot und hellrot in der obigen Tabelle markiert) wurden vorgängig deutlich teurer gehandelt als anschliessend an den Spotmärkten in Lieferung. Für die weiteren Quartalsprodukte sowie ab dem Monatsprodukt April hatte sich der Handel jedoch auf die neue Situation eingestellt. Die Abweichungen zwischen Terminhandel und Spothandel waren ab da deutlich geringer.

Über das ganze Jahr gesehen lagen die Schweizer Preise über den deutschen und den französischen Preisen. Die Differenzen entsprachen in etwa denjenigen von 2019. Auffällig ist die Periode Februar. Hier notierten die deutschen Preise klar unter den Schweizer Preisen. Der Grund dafür ist die ausserordentlich hohe Windeinspeisung in Deutschland in diesem Monat. Das überdurchschnittlich hohe Angebot an Windenergie drückte den deutschen Spotpreis nach unten.

Den üblichen Jahresverlauf mit höheren Preisen im Winter und tieferen Preisen im Sommer zeigten die Day Ahead-Base- und Peak-Preise. Ende November und Anfang Dezember waren sie vergleichsweise hoch. Die Gründe dafür waren neben einer an vereinzelten Tagen sehr tiefen Winderzeugung in Deutschland auch die Temperaturen unter Norm, welche zu hoher Nachfrage führten. Zweimal war der Base-Preis auch negativ, beide Male im Frühling. An diesen Tagen war die Last tief, da es Feiertage waren (ein Sonntag, Ostermontag) und an beiden Tagen in Deutschland ausserordentlich viel Energie mit den erneuerbaren Energien Wind und Sonne produziert wurde. Diese Kombination führte dazu, dass in Deutschland die Stundenpreise auf unter -70 EUR/MWh fielen. Diese tiefen deutschen Preise wirkten sich auch auf die Schweizer Preise aus und drückten den Base-Preis unter null, siehe Abbildung 5.

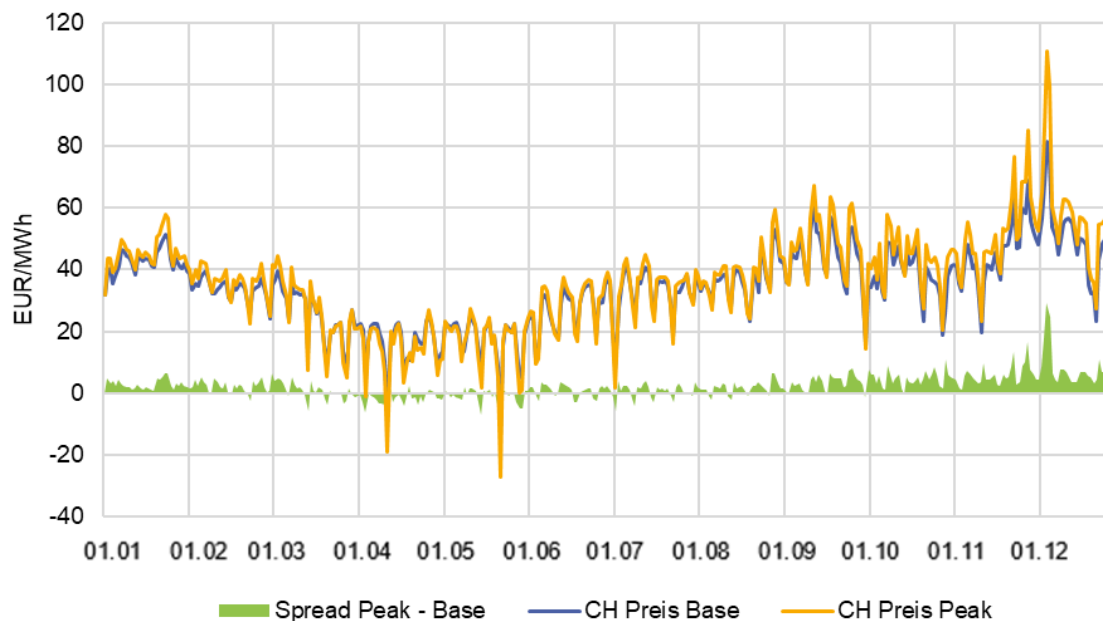


Abbildung 5: Swiss Base und Peak Day Ahead-Preise 2020
Datenquelle: EEX

Der Vergleich der Day Ahead-Preise in der Schweiz zu Frankreich und Deutschland zeigt höhere Volatilität vor allem bei den deutschen Preisen. Die Tiefst- und Höchstpreise im Base lagen teilweise deutlich unter bzw. über den Schweizer Base-Preisen. In Deutschland wurde viel mehr Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne produziert. Da die Einspeisung aus diesen Kraftwerken grundsätzlich schwankt, führt dies zu Preisausschlägen, siehe Abbildung 6.

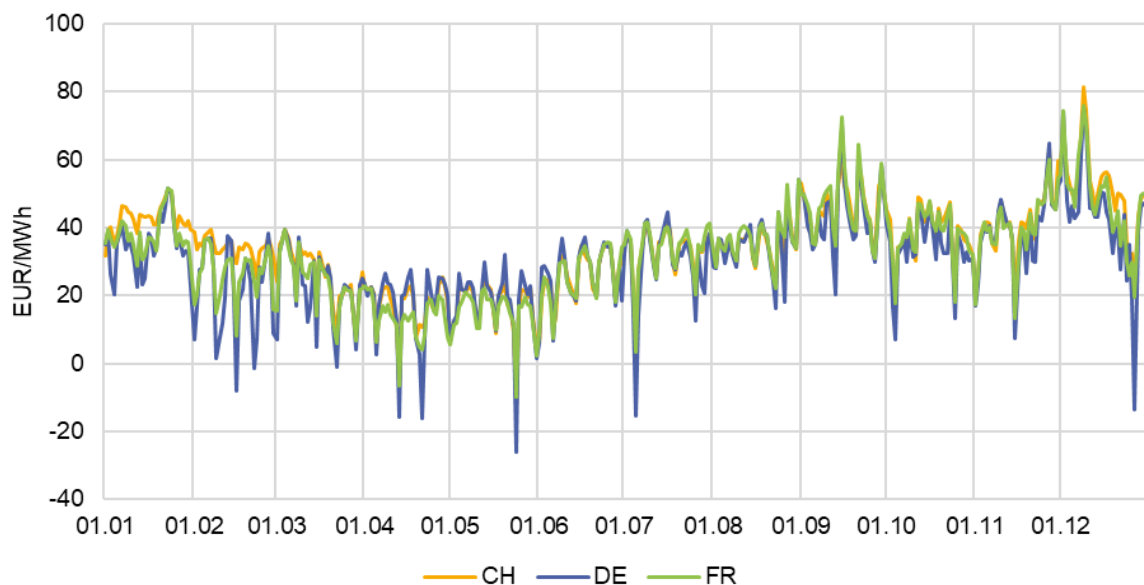


Abbildung 6: Day Ahead-Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich
Datenquelle: EEX

Der Vergleich der Schweizer Stundenpreise mit dem Vorjahr zeigt, dass das Preisniveau in 2020 insgesamt tiefer lag, und die Höchst- und Tiefstpreise extremer waren, siehe Abbildung 7. Die Schwäche im gesamten Energiekomplex, tiefe Kohle-, Gas- und CO₂-Preise, eine durch die Corona-Pandemie bedingte tiefere Last, milde Temperaturen und hohe Erzeugung aus Wind und Solar führten zu tieferen Preisen an der täglichen Day Ahead-Auktion.

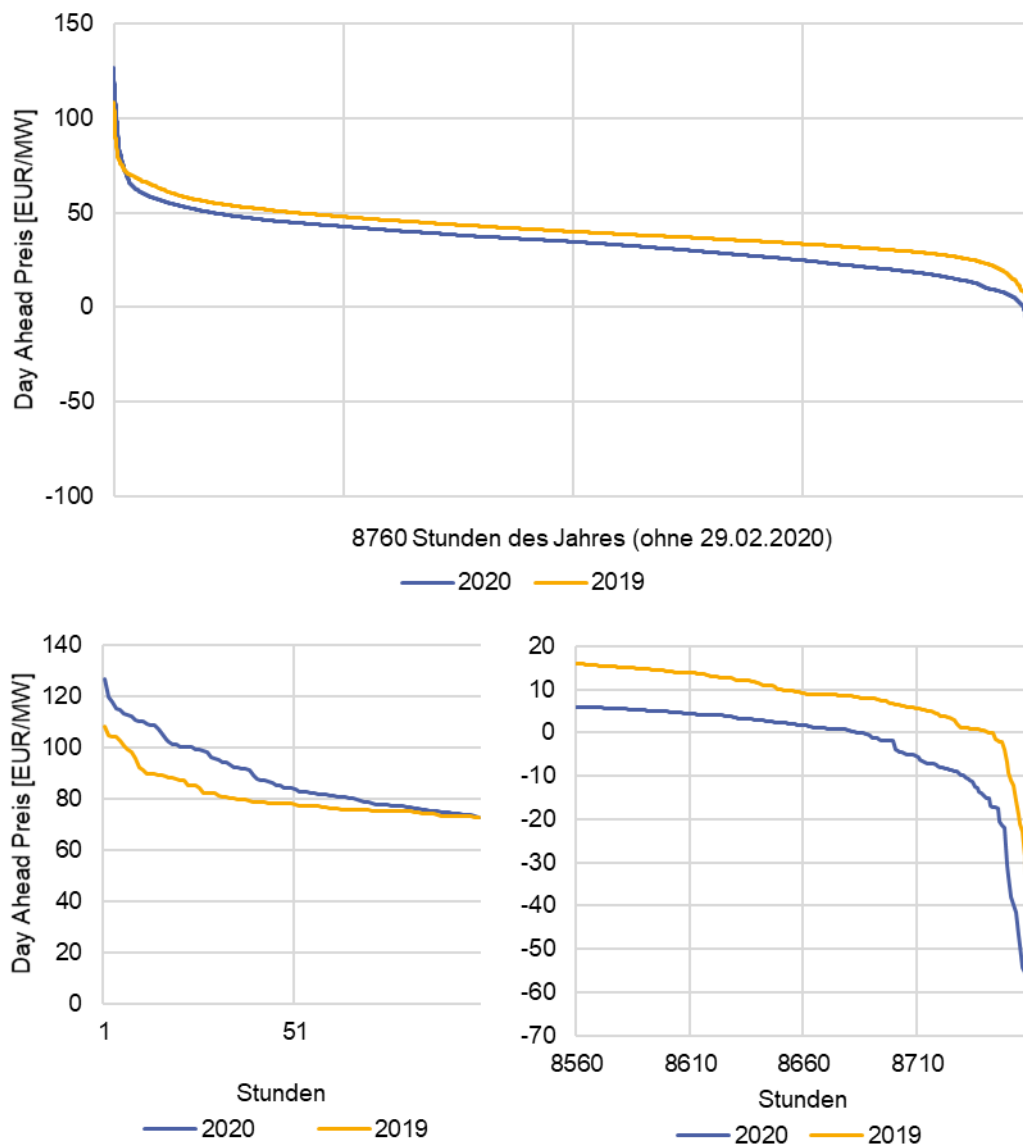


Abbildung 7: Preisdauerkurve Day Ahead-Preise Schweiz, 2020 und 2019

Oben: alle Stunden des Jahres, sortiert nach Höhe der Preise, unten links: die hundert Stunden mit den höchsten Preisen, unten rechts: die zweihundert Stunden mit den tiefsten Preisen.

Datenquelle: EEX

Dass die Volatilität der Stundenpreise im Vergleich zu 2019 zugenommen hat, ist auch aus der Differenz zwischen täglichem Höchst- und Mindestpreis ersichtlich, siehe Abbildung 8. In absoluten Zahlen ergab sich der Unterschied zu 2019 vor allem im letzten Quartal. Relativ hingegen ist der grösste Sprung zu Beginn des zweiten Quartals auszumachen, wie aus der folgenden Abbildung 8 unten links abzuleiten ist. Ins Gewicht fallen dabei Tage mit extrem tiefen Preisen bis negativen Preisen (siehe dazu auch Abbildung 5), sowie Tage im vierten Quartal mit sehr hohen Preisen, welche in Knappheitssituationen mit wenig Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie und hoher Last bedingt durch tiefere Temperaturen entstanden. Dabei hatte die erste Phase des Corona-bedingten Lockdowns im März 2020 keinen Einfluss auf die relative Volatilität, die beiden kumulierten Kurven verlaufen praktisch identisch bis anfangs April 2020.

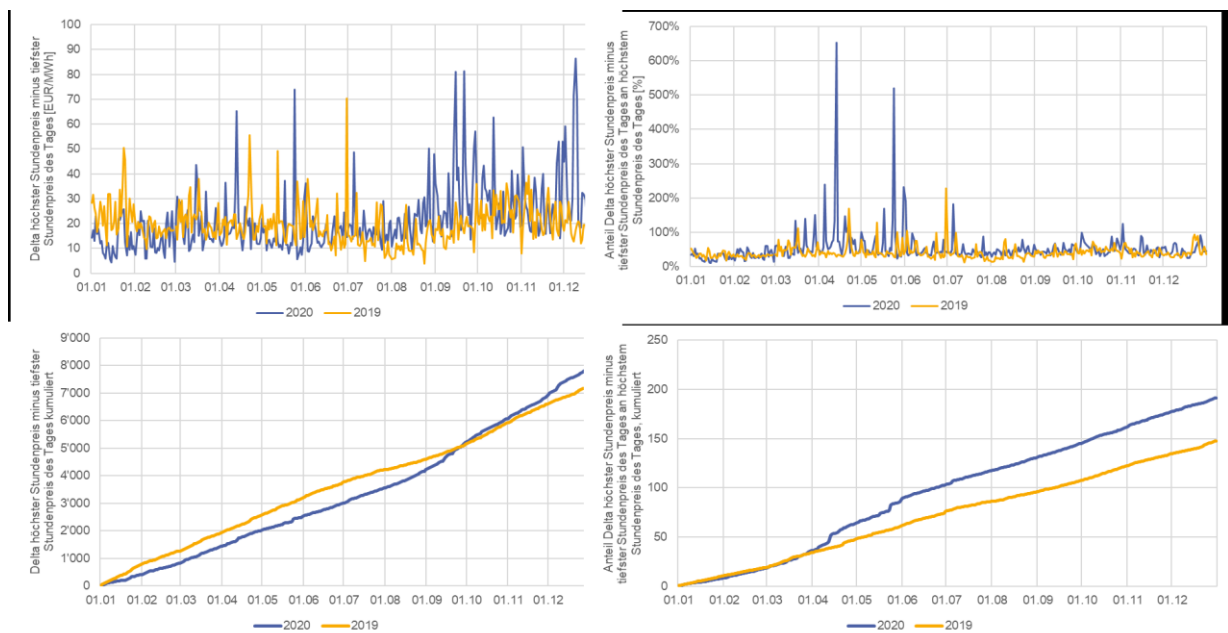


Abbildung 8: Volatilität der Stundenpreise innerhalb eines Tages

Links absolute Werte, rechts Differenz relativ zum Höchstpreis, oben täglicher Verlauf, unten kumuliert.

Datenquelle: EEX

Auf der Produktionsseite zeigte sich in der Schweiz das typische Bild, siehe Abbildung 9. Die Kernenergie produzierte die Bandlast, mit Einbrüchen während der jährlichen Revisionen der Kernkraftwerke (KKW) und reduzierten Einspeiseleistungen aufgrund von ungeplanten Ausfällen. Diese werden in der Regel durch technische Probleme ausgelöst, wie beispielsweise im Dezember, als im KKW Beznau Montageabweichungen an Schwingungsdämpfern von zwei Notstanddieseln behoben werden mussten. Die Wasserkraft (vor allem Speicher- und Pumpspeicherwerke) deckte dann die Spitzenlast ab.

Generell war in 2020 die Ausfallquote bei den Schweizer Kernkraftwerken mit lediglich 17 Vorkommnissen (Vorjahr 30, inkl. KKW Mühleberg) sehr tief – dies trotz sehr hohem Niveau der Produktion (90.9% Zeitverfügbarkeit) und nach der Einstellung des Leistungsbetriebes des KKW Mühleberg Ende 2019. Grund für den beinahe störungsfreien Betrieb der Schweizer Kernkraftwerken war der gute Zustand der Anlagen sowie die erfolgreiche Umsetzung der vorausschauenden Pandemiekonzepte. Die faktische Mehrproduktion der drei KKW Beznau 1 und 2 und Gösgen konnte demzufolge die ab Anfang 2020 weggefallene Erzeugung vom KKW Mühleberg fast kompensieren.⁴

⁴ Medienmitteilung von Swissnuclear vom 1. Februar 2021, [Medienmitteilung - swissnuclear](#), Stand 1. Februar 2021

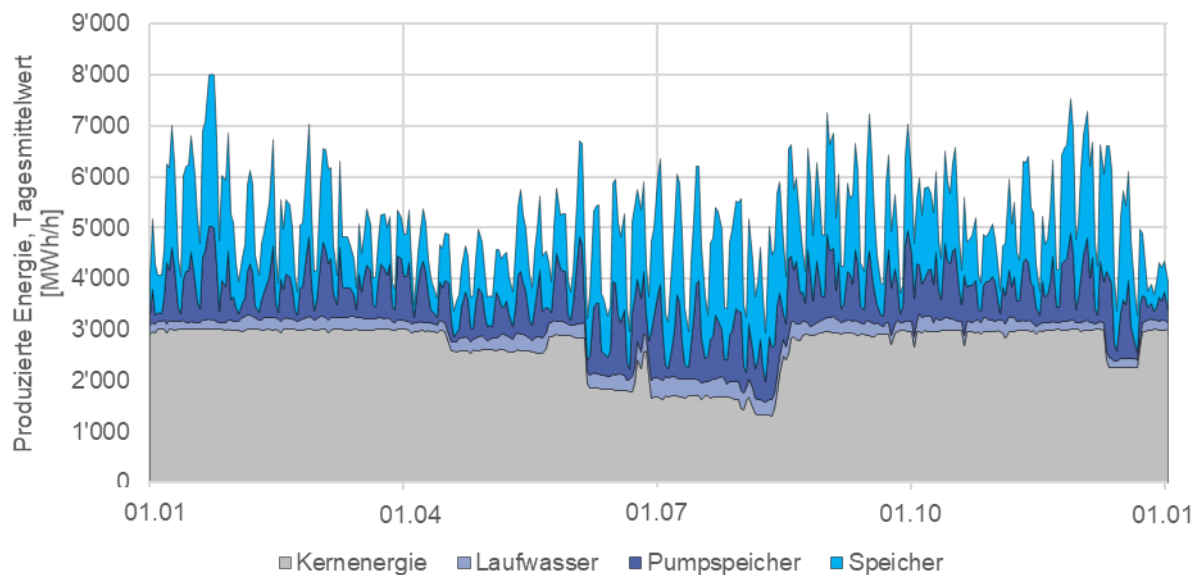


Abbildung 9: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp

Da der Anteil der neuen erneuerbaren Energien an der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz sehr gering ist, wird auf dessen Darstellung in der Abbildung verzichtet.

Datenquelle: ENTSO-E

Die Füllstände der Schweizer Stauseen folgten dem typischen saisonalen Verlauf mit Entleerung bis in den Frühling hinein und Zunahme nach der Schneeschmelze, welche 2020 früher einsetzte, siehe Abbildung 10. Im Vergleich zu 2019 senkte sich der totale Füllstand, auch weil Ende 2020 aufgrund der hohen Spotpreise mehr Wasser turbinert wurde als in der gleichen Periode im Vorjahr.

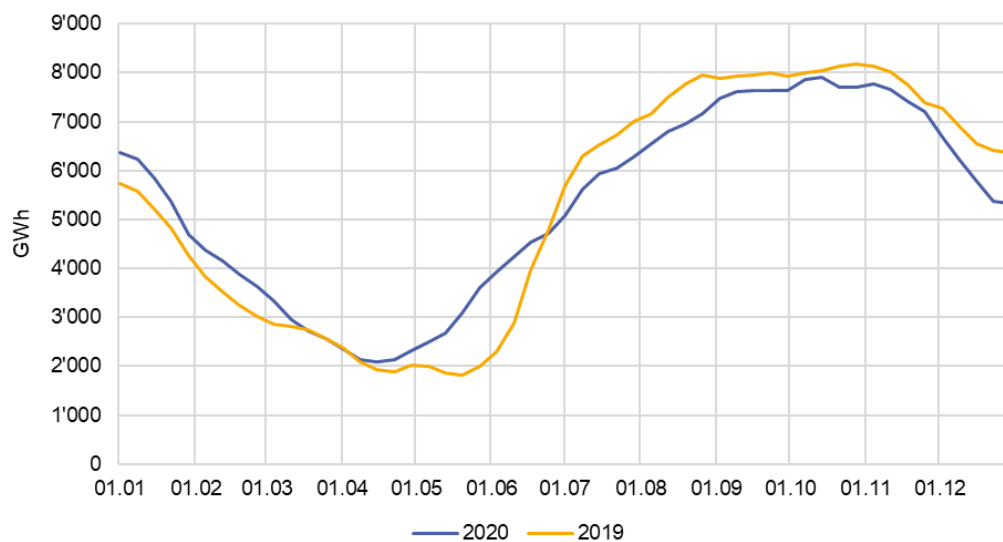


Abbildung 10: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2020 und 2019

Datenquelle: BFE

In Frankreich wird der grösste Teil des Stroms mit Kernkraftwerken erzeugt. Der Vergleich der französischen Kernkraftproduktion zwischen 2020 und 2019 zeigt, dass schon anfangs 2020 weniger Nuklearstrom produziert wurde, siehe Abbildung 11. Während es sich jedoch im Januar und Februar um Abweichungen nach unten von durchschnittlich knapp 5 GW handelte, waren es zwischen März und Mitte Juli mit durchschnittlich 8.5 GW deutlich mehr. Ein Auslöser dafür war die Corona-Pandemie: im Hinblick auf knappe personelle Ressourcen und tiefe Strompreise wurde die Produktion reduziert. Ab Oktober war sie dann aber wieder auf dem Vorjahresniveau und lag teilweise auch darüber.

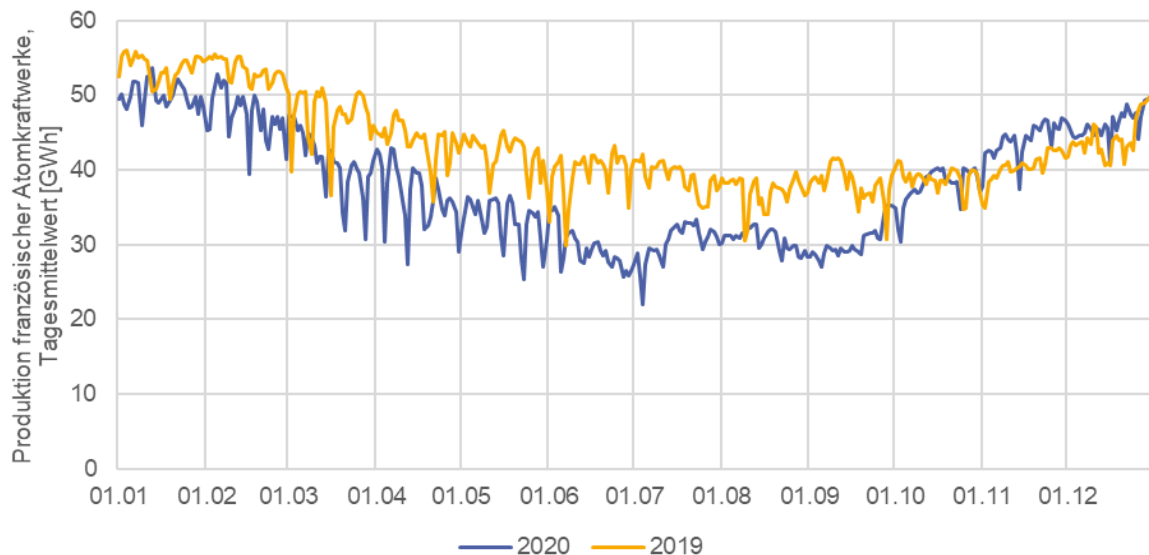


Abbildung 11: Produktion französischer Atomkraftwerke in 2020 verglichen mit 2019

Einen grossen Einfluss auf die Spotpreise in Deutschland aber auch in der Schweiz hat, wie oben bereits erwähnt, das Zusammenspiel von Last und Produktion aus Wind- und Solaranlagen in Deutschland. Eine Darstellung der Last sowie der Einspeisung von Wind- und Solarenergie in Deutschland in 2020 und 2019 findet sich auf der folgenden Abbildung 12.

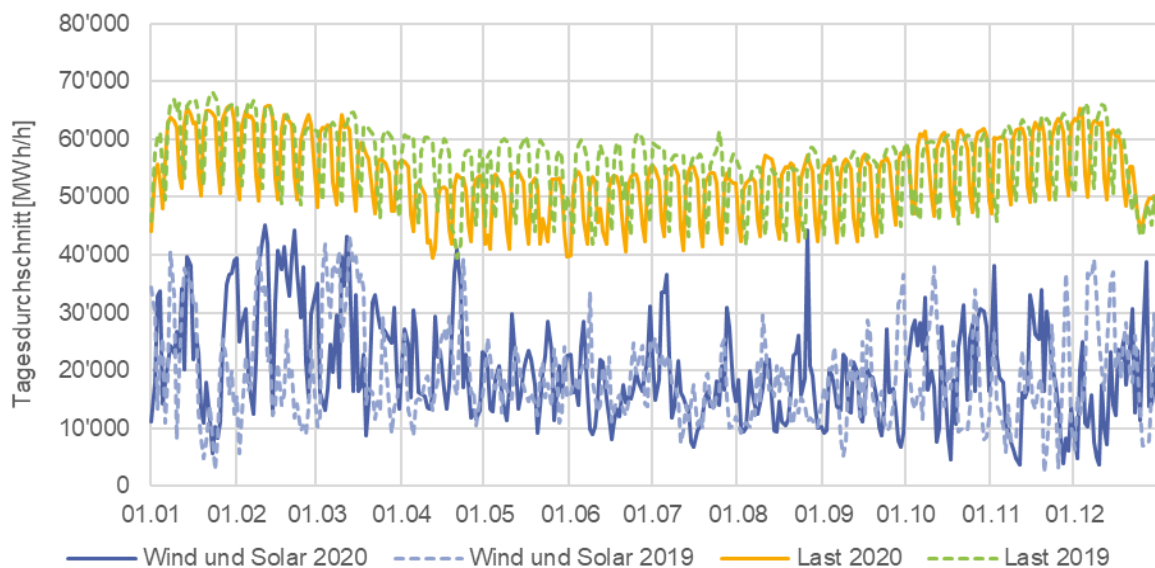


Abbildung 12: Einspeisung von Wind-, Solarenergie und Last in Deutschland in 2020 und 2019

Datenquelle: ENTSO-E

Deutlich erkennbar ist der Einfluss der Corona-Pandemie auf die Last, welche ab Mitte März bis anfangs August erkennbar unter dem Vorjahreswert liegt.⁵ Die Produktion aus Wind- und Solarenergie schwankt stark. Auch wenn hier aus der Grafik nicht ersichtlich ist, dass eine Zunahme bei der Produktion aus diesen Quellen erfolgte, wurde 2020 mit knapp 175 TWh gut 5.5% mehr Energie aus Wind und Solar erzeugt als in 2019 (165.7 TWh). Im ersten Halbjahr 2020 waren es dank des windstarken Februars gar gut 10% mehr Energie aus Wind- und Solaranlagen als im gleichen Zeitraum in 2019.

⁵ Siehe dazu auch die Studie der EICOM: «Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last», Mai 2020, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, Stand 1. Februar 2021.

Interessant für die Spotpreise ist der Unterschied zwischen der Last und der Wind- und Solarproduktion, die sogenannte Residuallast. Diese muss mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. Wird sie klein, können die Preise negativ werden, da es für gewisse thermische Kraftwerke lohnender ist, etwas dafür zu bezahlen, dass ihr Strom abgenommen wird, als das Kraftwerk für kurze Zeit herunterzufahren (was Kosten verursacht und die technischen Anlagen des Kraftwerkes belastet)⁶.

Der Zusammenhang zwischen Residuallast und Spotpreisen in Deutschland wird aus Abbildung 13 ersichtlich. Je mehr Nachfrage mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss, desto höher ist der Preis, da Kraftwerke mit umso höheren Produktionskosten zugeschaltet werden. Bei unter 10 GW Residuallast sind die Preise meist negativ.

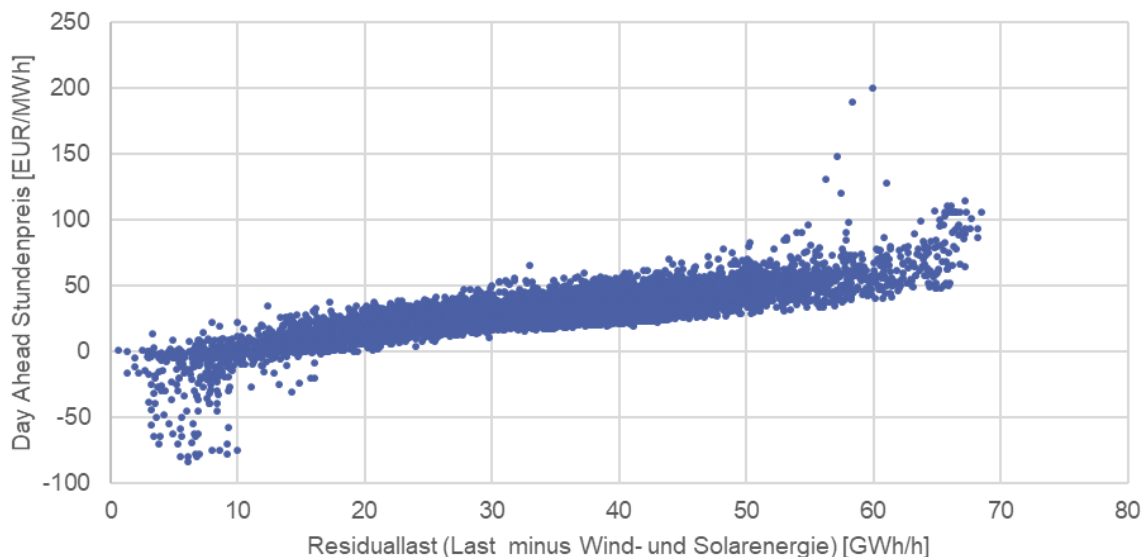


Abbildung 13: Residuallast versus Day Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2020
Datenquelle: EEX, ENTSO-E

Kann der Strom im benachbarten Ausland günstiger produziert werden als in der Schweiz, wird er im Rahmen der verfügbaren Grenzkapazitäten importiert. Bei umgekehrten Verhältnissen (tiefere Preise in der Schweiz) wird Strom ins Ausland exportiert. Dies ist typischerweise in Zeiten mit hoher Last der Fall, da dann die Preise im Ausland das Preisniveau in der Schweiz übersteigen. Regelmässige Exporte aus der Schweiz finden nach Italien statt. Der italienische Kraftwerkspark besteht zu einem grossen Teil aus Gaskraftwerken, welche in der Regel hohe Produktionskosten aufweisen, weshalb Strom aus Schweizer Wasserkraftwerken nach Italien geliefert wird.

Die Übersicht zum Jahresverlauf auf Abbildung 14 zeigt, dass nebst dem regelmässigen Export nach Italien ein regelmässiger Import aus Frankreich stattfindet. Dies hat mit der grossen Anzahl Atomkraftwerke in Frankreich zu tun, deren Stromproduktionskosten (Grenzkosten) zu einem – im Vergleich zur Schweiz – tieferen Preisniveau führen.

Wie aus der Abbildung 15 erkennbar ist, hat sich im Fall von Deutschland in 2020 der saisonale Verlauf bestätigt, der sich bereits in 2019 als Trend stärker abzeichnete. Im Winter ist der Strom teurer in der Schweiz, entsprechend wird aus Deutschland importiert. Im Frühling und teilweise im Sommer hingegen ist dank günstiger Schweizer Wasserkraft der Strom oft billiger in der Schweiz, was zu einem Export nach Deutschland führt. Da in Deutschland viel und zunehmend mehr Strom aus Wind- und Solarkraftwerken hergestellt wird, kommt es tendenziell häufiger vor, dass die Schweiz auch im Winter nach Deutschland exportiert, wenn dort wenig Windenergie und/oder wenig Solarenergie erzeugt wird.

⁶ Siehe dazu auch die Studie der EICOM: «Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland», <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, Stand 1. Februar 2021.

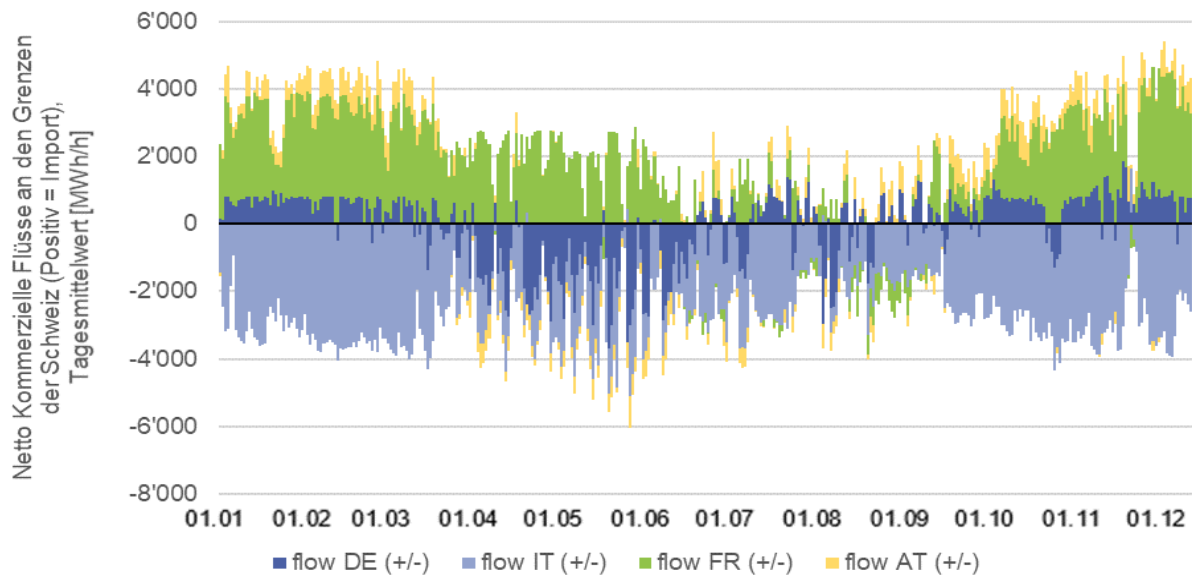


Abbildung 14: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen

Datenquelle: EEX

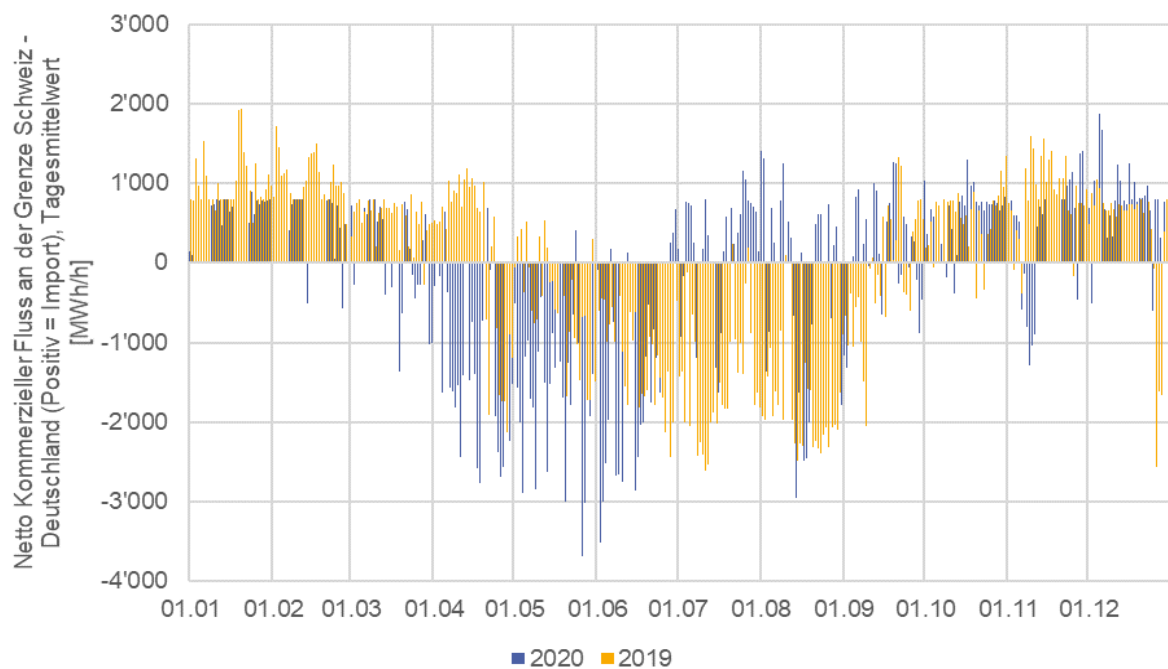


Abbildung 15: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz - Deutschland

Datenquelle: ENTSO-E

In der Jahressumme wurden netto 0.56 TWh nach Deutschland exportiert, was eine leichte Steigerung zum Vorjahr aufweist. In 2020 wurden jedoch neue Export-Höchstwerte beim Tagesmittelwert von über 3'500 MWh/h erreicht.

Der Nettogrenzfluss über alle Schweizer Grenzen zeigt den gleichen saisonalen Verlauf wie die Grenze Schweiz-Deutschland, siehe Abbildung 16. Dies überrascht nicht, da sich die regelmässigen Exporte nach Italien mit den regelmässigen Importen aus Frankreich in etwa die Waage halten. Auch hier ist ersichtlich, dass sich die Nettoflüsse im Winter und im Sommer an einzelnen Tagen mit Netto-Export im Winter bzw. Netto-Import im Sommer atypisch verhalten können. Über das ganze Jahr war die Schweiz mit knapp 4 TWh Netto-Export Netto-Exporteur.

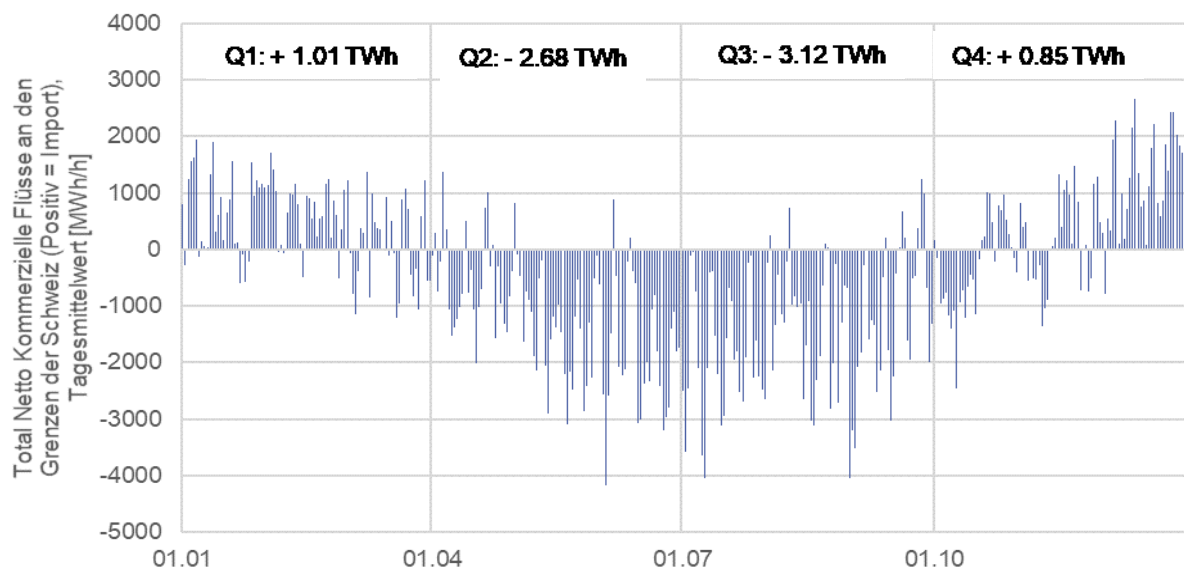


Abbildung 16: Total netto kommerzielle Flüsse in 2020 an den Grenzen der Schweiz
Datenquelle: ENTSOE

2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2020

Die Schweizer Strompreise für das Kalenderjahr 2021 bewegten sich auch 2020 parallel zu den Preisen in den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien, wobei ab Mitte März der Spread zu Deutschland auseinander ging und der Spread zu Frankreich und Italien kleiner wurde. Während zu Jahresbeginn das Schweizer Kalenderjahr 2021 Base noch ca. 3 EUR/MWh über dem französischen Frontjahr lag, handelte das französische Kalenderjahr 2021 Base im zweiten Quartal 2020 durch die Corona-bedingte Verschiebung des Revisionsplans der französischen Kernkraftwerke ca. 2 EUR/MWh über dem Schweizer Handelsprodukt. Der Spread näherte sich im dritten Quartal 2020 mit der verbesserten Verfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke wieder an. Die Preisdifferenz zwischen Frankreich und der Schweiz für das Kalenderjahr 2021 Base war dann im vierten Quartal quasi verschwunden. Der Spread Schweiz-Deutschland für das Frontjahr 2021 handelte zu Beginn 2020 noch bei ca. 4 EUR/MWh, kletterte dann im zweiten Quartal auf bis zu ca. 7 EUR/MWh, erholte sich in den Sommermonaten mit ca. 5 EUR/MWh und schloss das Jahr letztlich wieder bei ca. 4 EUR/MWh ab.

Der Verlauf der Strompreise im Jahr 2020 für das Frontjahr Base mit Lieferort Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien ist in Abbildung 17 graphisch dargestellt.

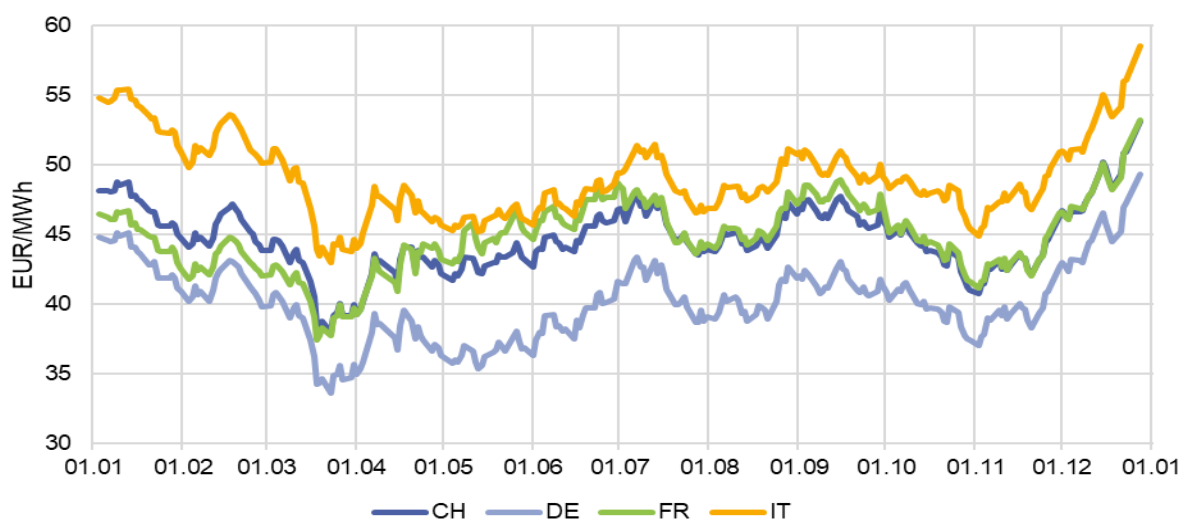


Abbildung 17: Preisverlauf im Jahr 2020 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2021
Datenquelle: EEX

In Zahlen ausgedrückt startete das Schweizer Frontjahr 2021 im Januar 2020 bei ca. 48 EUR/MWh und bewegte sich bis zum Ausbruch der Corona-Pandemie Mitte März zwischen 43 und 49 EUR/MWh. Die verschiedenen durch die Corona-Pandemie ausgelösten Massnahmen führten in gewissen europäischen Ländern zur Stilllegung weiter Teile der Industrie. Der Stromverbrauch ging stark zurück, was sich bearish auf die Terminmärkte auswirkte. Seinen Tiefpunkt bei den Tagesschlusskursen der EEX erreichte das Schweizer Frontjahr mit 37.95 EUR/MWh am 23. März 2020. Im Verlauf des zweiten Quartals 2020 sorgte der starke Anstieg der CO₂-Preise in Kombination mit einer Seitwärtsbewegung der Gas- und Kohlepreise für eine Erholung der Strompreise. Das Frontjahr handelte Ende Juni bei ca. 47 EUR/MWh und erreichte somit beinahe das Niveau vom Jahresanfang.

Im ersten Quartal haben sowohl die Kohle- als auch die Gaspreise spürbar an Wert verloren. Der Referenzpreis für Kohle in Europa *Rotterdam Coal Futures Index API2 2021* fiel bis Ende Juni von den zu Beginn des Jahres verzeichneten 58.0 EUR/t auf 51.4 EUR/t, was einen Rückgang von knapp 11% repräsentiert. Der Referenzpreis für Gas in Deutschland für 2021 schlug in den ersten sechs Monaten von 16.9 EUR/MWh auf 12.9 EUR/MWh um. Angetrieben wurde der Preiszerfall an beiden Märkten vor allem durch die weltweite Verunsicherung rund um das Corona-Virus, die darauffolgende Verlangsamung der globalen wirtschaftlichen und industriellen Aktivität. In Kombination mit mildem Wetter und starker Windeinspeisung (insbesondere im ersten Quartal 2020) sank folglich die Nachfrage nach Kohle und Gas, die Lagerbestände bzw. Speicherstände stiegen, was Druck auf die Preise nach unten ausübte. Beim Gas sorgte im ersten Quartal 2020 das LNG-Überangebot durch umgeleitete LNG-Ladungen von China nach Europa zusätzlich für bearische Impulse.

Auch der CO₂-Preis stürzte im ersten Quartal ab und erreichte durch den Ausbruch der Corona-Pandemie mit 16.8 EUR/t am 27. März 2020 sein Jahrestief. Im zweiten Quartal 2020 sorgten die Nachrichten über umfangreiche Staatshilfen im Zuge der Corona-Krise und die angekündigten Lockerungen der Massnahmen für eine Erholung des CO₂-Preises. Der Dezember 2021 Kontrakt schloss folglich Ende Juni bei 27.3 EUR/t.

Im zweiten Halbjahr 2020 stieg der Strompreis insgesamt an. Der Schweizer Frontjahr 2021 Kontrakt ging dann von 46.8 EUR/MWh Ende Juni auf 53.15 EUR/MWh Ende Dezember, wobei sich die Preise im dritten Quartal zuerst seitwärts bewegten, eher der steigende Preistrend ab Mitte November einsetzte. Die Treiber des Strompreisanstiegs waren wieder die Commodities: Kohle, Gas und CO₂. Der Kohle API2 2021 Kontrakt stieg von 51.4 EUR/t auf 56.4 EUR/t, wobei die Schlusskurse sich in dieser Zeitperiode im Bereich zwischen 45.3 EUR/t und 58.2 EUR/t bewegten. Der Referenzpreis für den Gasmarkt in Deutschland (NCG) stieg für das Frontjahr 2021 von 12.9 EUR/MWh Ende Juni auf 17.4 EUR/MWh Ende Dezember an, wobei der Kontrakt im Bereich zwischen 12.2 EUR/MWh und max. 17.4 EUR/MWh gehandelt wurde.

Zu den bullischen Faktoren in dieser Zeit gehörten die durch Lockdowns reduzierten Kohleproduktionskapazitäten, die geringere Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken, welche die Nachfrage nach Kohle und Gas steigen liess, die verschiedenen Revisionsarbeiten bei Gasfeldern in Norwegen sowie mehrere Streiks, die sich dort ereigneten: der Streik der norwegischen Ölarbeiter führte im Oktober zur Stilllegung der norwegischen Gasproduktion und im November streikte das Sicherheitspersonal in der Gasverarbeitungsanlage. Bei den Gaspreisen induzierten zudem steigende Preise im asiatischen und amerikanischen Raum einen Anstieg bei den Preisen in Europa.

Bei der Kohle liess Ende November die Ankündigung der EU über die Genehmigung für den deutschen Kohleausstiegsvergütungsmechanismus, der den Weg für die Abschaltung von 4 GW Kohlekapazität in 2021 ebnete, sowie eine Erholung der Kohle-Importnachfrage in wichtigen Importmärkten (Indien und China, welches eine Lockerung der chinesischen Kohleimportbeschränkungen veranlasst hatte) die Kohlepreise steigen. Zum Jahresende löste die Hoffnung, dass die Volkswirtschaften auf der ganzen Welt durch den Coronavirus-Impfstoff bald zur Normalität zurückkehren können, sowie die Resultate aus den US-Präsidentchaftswahlen weitere bullische Signale auf den Märkten aus. Dem standen vor allem die europaweiten Zunahmen der Corona-Fälle und die damit verbundene Furcht vor erneuten Restriktionen und folglich verlangsamter Wirtschaftserholung als bearische Faktoren gegenüber.

Der Verlauf der CO₂-Preise war im dritten Quartal 2020 ein Auf und Ab. Die 30-Euro-Marke wurde anfangs Juli durchbrochen, es ging dann aber schnell wieder Richtung 25 EUR/t. Mitte September verlieh die Zustimmung des EU-Ausschusses für Umweltfragen (ENVI) zum EU-CO₂-Reduktionsziel von 60% in 2030 den Preisen Aufwind. Die EU-Kommission schlug jedoch ein Ziel von 55% Reduktion der Emissionswerte bis 2030 zum Basisjahr 1990 vor, was erneut für einen Preisdämpfer sorgte. Schwache Auktionsergebnisse, mangelnde Fortschritte bei den Verhandlungen über das BREXIT-Handelsabkommen und die Zunahme der Corona-Fälle waren für tiefere Preise im Oktober verantwortlich. Ab November bis Ende Jahr folgten die CO₂-Kurse einem steigenden Trend. Positive Nachrichten über den Coronavirus-Impfstoff und seine Freigabe in der EU, bullische Aktien- und Energiemärkte, kaltes Wetter, geringe Windkraftproduktion, die Ankündigung der EU-Kommission, dass der Start der 2021-Auktionen verschoben würde, die Einigung der Staats- und Regierungschefs der EU auf eine Erhöhung des Einsparziels auf 55% weniger CO₂ bis 2030 und der Klimaneutralität bis 2050 und nicht zuletzt der Abschluss des BREXIT-Abkommens zwischen der EU und Grossbritannien wirkten sich bullisch auf den CO₂-Markt aus. So schloss der Dezember 2021 Kontrakt das Jahr bei 33.44 EUR/t ab.

Der Preisverlauf im Jahr 2020 für das 2021-Produkt für CO₂ (EUA⁷), Gas (NCG⁸) und Kohle (ARA⁹-Region) ist der Abbildung 18 zu entnehmen.

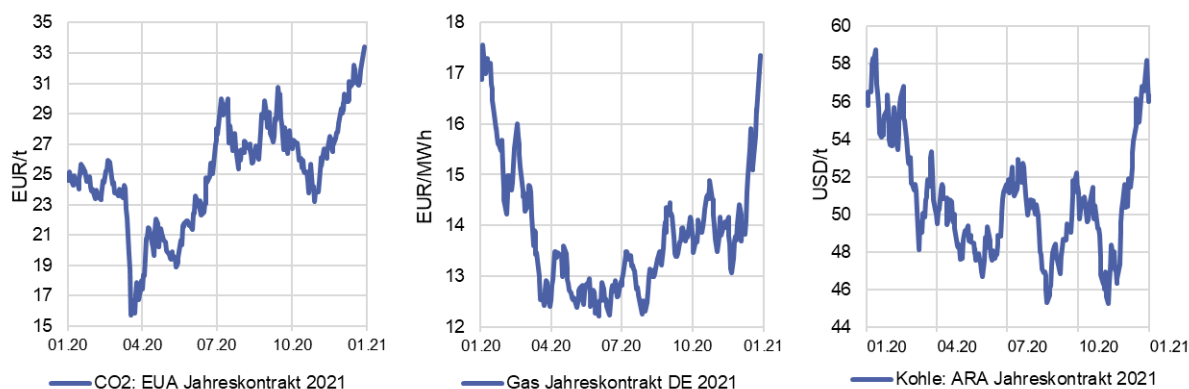


Abbildung 18: Preisverlauf in 2020 für das 2021-Produkt für CO₂ (EUA), Gas (NCG) und Kohle (ARA-Region)
 Datenquelle: EEX und Refinitiv Power Research

3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom

3.1 Analysearbeit

3.1.1 Übersicht und Analysestatistik

Artikel 26a StromVV statuiert eine Informationspflicht für die in der Schweiz ansässigen Marktteilnehmer (juristische und gegebenenfalls natürliche Personen), die an einem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der EU teilnehmen und aufgrund der REMIT-Verordnung den Behörden der EU oder der Mitgliedstaaten Informationen liefern müssen. Demzufolge melden sie der ElCom Daten mit Bezug auf Grosshandelsprodukte, Fundamentaldaten und – soweit publiziert – Insider-Informationen. Die Bearbeitung und die Analyse der erhobenen Daten ermöglichen es zu evaluieren, was an den (europäischen) Grosshandelsmärkten effektiv passiert. Da die Marktpreise in der Schweiz von den Entwicklungen und Geschehnissen in den umliegenden Ländern stark beeinflusst werden, sind diese Informationen für die Marktbeobachtung und somit auch für die Beurteilung der Versorgungssicherheit in der Schweiz von Bedeutung.

Mithilfe des Market Monitoring Systems (MMS), wo die Daten aufbereitet und durch den Einsatz von Alerts nach bestimmten vordefinierten Kriterien für die Analysetätigkeit der Sektion Marktüberwachung

⁷ EUA: European Emission Allowances.

⁸ NCG: Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect Germany.

⁹ ARA: Referenzpreis für thermische Kohle am Umschlagterminal im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, dem Hauptkohlemarkt in Europa.

bereitgestellt werden, beobachtet die EICom die Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer an den europäischen Stromgrosshandelsmärkten, allem voran im Hinblick auf Verdachtserscheinungen, die auf eine Marktmanipulation oder Insider-Handel hindeuten könnten. Auch von den Handelsüberwachungsstellen der organisierten Marktplätze erhält die EICom Hinweise auf Auffälligkeiten betreffend Schweizer Marktteilnehmer, die sog. Suspicious Transaction and Order Reports (STORs). 2020 wurden drei solche Vorfälle bei der EICom avisiert, siehe Abbildung 19. Die Informationen aus den STORs werden detailliert untersucht und gegebenenfalls mithilfe zusätzlicher, bei der EICom vorhandener Informationen analysiert. Je nach Ergebnis dieser Analysen und zur Klärung von allfälligen Fragen wurde direkt Kontakt mit den Marktteilnehmern aufgenommen.

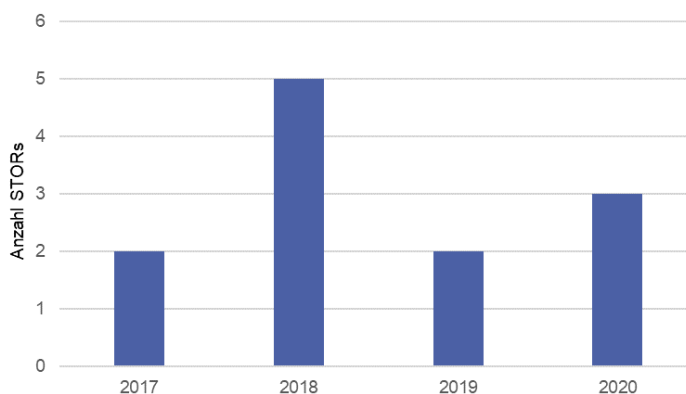


Abbildung 19: Übersicht der bei der EICom eingegangenen STORs

Neben den Untersuchungen, die durch die MMS-Alerts getriggert oder auf Grund von STORs eingeleitet wurden, führte die EICom auch in 2020 einige themenbezogene ad-hoc Analysen durch. In verkürzter Form werden in diesem Markttransparenzbericht die Studie zu den negativen Preisen für die Schweiz, Deutschland und Frankreich zwischen 2015 und 2020, die Ausführung zur Meldung von Insider-Informationen sowie eine Untersuchung und die Stellungnahme der EICom betreffend den kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel präsentiert. Zwei weitere – die Studie zur Auswirkung der Corona-Pandemie auf die Europäische Last sowie die Untersuchung der Hintergründe zu der von Swissgrid durchgeführten MEAS-Auktion (*Mutual Emergency Assistance Service*) – werden im EICom-Tätigkeitsbericht 2020 diskutiert.

Die Studie zu den negativen Preisen für die Schweiz, Deutschland und Frankreich zwischen 2015 und 2020 sowie die Studie zur Auswirkung der Corona-Pandemie auf die Europäischen Last sind auf der Webseite der EICom publiziert.

3.1.2 Erhöhte Transparenz und Datenqualität bei der Veröffentlichung von Solar-Daten

Gute Datenqualität ist für die Aussagekraft der Ergebnisse aus der Monitoring-Tätigkeit unabdingbar. Aus diesem Grund arbeitet die EICom seit Beginn des Reportings 2015 kontinuierlich an der Verbesserung der Vollständigkeit, der Fehlerfreiheit und der fristgerechten Übermittlung der meldepflichtigen Daten. 2020 wurde diese Arbeit fortgesetzt.

Das wesentliche Ereignis mit Bezug auf Datenqualität vom letzten Jahr betrifft eine deutliche Verbesserung der Qualität der publizierten Solar-Daten. Während zu Beginn von 2020 mangels transparenter und vollständiger Darstellung noch nicht bekannt war, wieviel Strom aus Solarenergie in der Schweiz tatsächlich erzeugt wurde, konnten auf Initiative und als Folge der Bemühungen der EICom und weiterer engagierter Akteure bereits ab August 2020 vollständigere Daten zu der Solarproduktion in der Schweiz in verbesserter Qualität präsentiert werden. Diese Daten fliessen nun auch in die wöchentlichen Spotmarktberichte ein und werden zudem bei einigen Analysen der EICom verwendet.

Die Ausgangslage sah wie folgt aus: Swissgrid meldete der ENTSO-E Produktionsdaten von den Schweizerischen Solaranlagen, welche in der Bilanzgruppe der Erneuerbaren Energien registriert sind.

Aus mehreren Gründen umfasste dies jedoch bei weitem nicht alle tatsächlich in der Schweiz installierten Produktionskapazitäten. Somit lagen die öffentlich verfügbaren, offiziell publizierten Daten zur Solar-Produktion in der Schweiz deutlich unter der tatsächlich erzeugten Menge.

Die Zusammenarbeit von ElCom, Swissgrid und der Schweizerischen Zertifizierungsstelle für die Erfassung von Herkunftsnachweisen und die Abwicklung der Förderprogramme für erneuerbare Energien (Pronovo) führte hier zur Erarbeitung einer neuen Lösung. Einerseits wird nun eine totale, aggregierte Produktionsmenge für die Schweiz in stündlicher Auflösung auf der ENTSO-E TP publiziert. Andererseits werden die aufbereiteten Daten auch auf der Website <https://energy-charts.ch> übersichtlich, transparent und bedienerfreundlich graphisch dargestellt. Beide Publikationen dürften mehr Transparenz bezüglich der Stromproduktion und der Strompreise in der Schweiz bringen, die Öffentlichkeit besser und umfassender informieren und somit zur Versachlichung der themenrelevanten Diskussionen beitragen. Aus Sicht der ElCom wäre es daher wichtig, wenn die tatsächlich erzeugte Menge von Elektrizität aus erneuerbaren Energien in Form der aggregierten Produktion auch in der Schweiz täglich, mit stündlicher Auflösung auf einer dafür vorgesehenen Plattform veröffentlicht würde und dafür die gesetzliche Grundlage geschaffen würde.

In Echtzeit bekannte Einspeisung von Solarenergie in der Schweiz wird mit zunehmender installierter Leistung von Solaranlagen immer wichtiger werden, sowohl für Netzbetreiber (stabiler Betrieb) wie auch für Strommarktakteure (Bewirtschaftung von Portfolios, Vermeidung von Ausgleichsenergie). Dies ist in Ländern wie Österreich oder Deutschland längst Standard. Durch die neulich vorgenommene Anpassung bei der Veröffentlichung der Solar-Daten nähert sich nun auch die Schweiz dem Transparenzniveau in den Nachbarländern an.

3.2 Meldung von Insider-Informationen

3.2.1 Europäische Standards bei der Meldung von Insider-Informationen

Unter Insider-Information versteht sich nach Artikel 2 Absatz 1 der REMIT-Verordnung «eine nicht öffentlich bekannte präzise Information, die direkt oder indirekt ein oder mehrere Energiegrosshandelsprodukte betrifft und die, wenn sie öffentlich bekannt würde, die Preise dieser Energiegrosshandelsprodukte wahrscheinlich erheblich beeinflussen würde».

Gemäss REMIT-Artikel 4 sind Marktteilnehmer verpflichtet, Insider-Informationen effektiv und rechtzeitig zu veröffentlichen. «Die Marktteilnehmer geben die ihnen vorliegenden Insider-Informationen in Bezug auf das Unternehmen oder auf Anlagen, die sich im Eigentum des betreffenden Marktteilnehmers oder seines Mutterunternehmens oder eines verbundenen Unternehmens befinden oder von diesem kontrolliert werden oder für deren betriebliche Angelegenheiten dieser Marktteilnehmer oder dieses Unternehmen ganz oder teilweise verantwortlich ist, effektiv und rechtzeitig bekannt. Zu den bekanntzugebenden Informationen zählen Informationen über die Kapazität und die Nutzung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas bzw. Informationen, die die Kapazität und die Nutzung von Flüssiggasanlagen, einschliesslich der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen, betreffen». Artikel 4 Absatz 2 REMIT sieht unter bestimmten Voraussetzungen einen Aufschub der Veröffentlichungspflicht vor.

Die Transparenz der Energiegrosshandelsmärkte erfordert die Offenlegung von Insiderinformationen in einer Weise, die die Verbreitung der Informationen an eine möglichst breite Öffentlichkeit ermöglicht, und den Zugang zu Informationen für alle Marktteilnehmer vereinfacht. Zwecks einer effektiven Offenlegung gemäss REMIT Artikel 4 muss die Publikation von Insider-Informationen zukünftig ausschliesslich über eine dedizierte Plattform zur Veröffentlichung von Insider-Informationen erfolgen, die gewisse von ACER definierte Mindestanforderungen erfüllt, siehe dazu auch Kapitel 1.

Hinsichtlich des Begriffs der rechtzeitigen Offenlegung von Insider-Informationen gilt, dass solche Informationen normalerweise so schnell wie möglich veröffentlicht werden müssen, spätestens jedoch innerhalb einer Stunde nach Eintritt des Ereignisses, welches der Information zugrunde liegt, sofern in

den geltenden Regeln und Vorschriften nichts Anderes festgelegt ist. Die Insider-Information muss in jedem Fall veröffentlicht werden bevor:

- der Marktteilnehmer, dem die Insider-Information vorliegt, mit Produkten des Energiegrosshandelsmarktes handelt, auf die sich die Insider-Information bezieht oder
- bevor der Marktteilnehmer einer anderen Person empfiehlt, mit einem Produkt des Energiegrosshandelsmarktes zu handeln, das mit der Insider-Information zusammenhängt, oder
- bevor diese an Dritte weitergegeben wird, soweit dies nicht im normalen Rahmen der Ausübung der Arbeit der mitteilenden Person oder ihres Berufes oder der Erfüllung ihrer Aufgaben geschieht.

Die Veröffentlichung von Insider-Informationen sollte so prägnant und spezifisch wie möglich sowie präzise und vollständig genug sein, um ein korrektes Verständnis der zugrundeliegenden Ereignisse zu ermöglichen, die sich potenziell auf die Preise von Energiegrosshandelsprodukten auswirken können.

Wenn die Veröffentlichung eine Prognose erfordert, beispielsweise über die Dauer eines Ausfalls, enthält eine solche Prognose gemäss ACER ein Element der Unsicherheit. Daher ist die Agentur der Meinung, dass Marktteilnehmer ihre Veröffentlichungspflichten erfüllen, wenn die Prognose auf allen verfügbaren Daten basiert und mit angemessenem Aufwand erstellt wurde. Wenn sich eine Prognose im Laufe der Zeit ändert, sollte die Veröffentlichung entsprechend aktualisiert werden, sobald die neuen Informationen verfügbar sind.

Im Juni 2020 wurden die ACER Q&As aktualisiert. Dort wurde unter Frage III.7.14 festgehalten, dass Rampen auch als Insider-Informationen gelten können und entsprechend veröffentlicht werden müssen. Ramping-Situationen, die als Insiderinformationen gemäss Artikel 2 Absatz 1 der REMIT gelten, sprich nicht öffentlich gemacht wurden und sich direkt oder indirekt auf ein oder mehrere Energiegrosshandelsprodukte beziehen, und die, wenn sie veröffentlicht würden, die Preise dieser Energiegrosshandelsprodukte wahrscheinlich erheblich beeinflussen würden, sollten gemäss Artikel 4 der REMIT offengelegt werden. Auch Virtuelle Kraftwerke (VPP) können unter Umständen unter den durch Artikel 4 der REMIT definierten Verpflichtungen fallen, insbesondere dann, wenn das VPP die Kontrolle über die Anlagen hat oder für deren Betrieb verantwortlich ist.

Interessant ist die Veröffentlichung der Frage III.7.18 im Dezember 2020. Wenn ein Kraftwerk für Systemdienstleistungen dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen muss und somit nicht mehr für den Energiegrosshandelsmarkt disponibel ist, kann diese Information als Insider-Information angesehen werden. Der Übertragungsnetzbetreiber und/oder der Kraftwerksbetreiber müssen die jeweilige Dauer der Nichtverfügbarkeit für den Energiegrosshandelsmarkt entsprechend angeben. Es wird als irreführend angesehen, wenn diese Information in Zusammenhang mit "Wartung" oder "Ausfall" veröffentlicht wird.

3.2.2 Empfehlungen der ElCom in Bezug auf die Meldung von Insider-Informationen

Im Rahmen der Monitoring-Tätigkeiten der ElCom wurden die Meldungen von Kraftwerksrevisionen auf der EEX TP mit den auf der Transparenzplattform der ENTSO-E tatsächlich gemeldeten Fahrplänen verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass Schweizer Marktteilnehmer bei geplanten Revisionen den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme auf der EEX TP unterschiedlich melden. Teilweise bezieht sich die Veröffentlichung auf der EEX TP beim Herunterfahren des Kraftwerks auf den Startzeitpunkt der Rampe, teilweise auf das Ende der Rampe. Die Überprüfung seitens der ElCom hat ergeben, dass Schweizer Marktteilnehmer auf eine Meldung von Rampen generell verzichten.

Grundsätzlich sollten sich Nichtbeanspruchbarkeiten auf den Beginn des Ereignisses beziehen. Bei Revisionen von Kernkraftwerken, bei denen teilweise bereits am Vortag begonnen wird, das Kraftwerk herunterzufahren, sollte die detaillierte Rampe auf jeden Fall veröffentlicht werden, da sie in diesem Fall mögliche Preisauswirkungen auf den Day Ahead- oder Intraday-Markt der Schweiz haben kann. Zur Gewährleistung einer einheitlichen Meldepraxis würde es die ElCom begrüssen, wenn Schweizer Marktteilnehmer im Sinne der ACER-Empfehlungen Insider-Informationen veröffentlichen würden.

3.3 Kontinuierlicher grenzüberschreitender Intraday-Handel

3.3.1 ElCom Mitteilung – Empfehlung betreffend Reservierung von Kapazitäten und Handelsverhalten

Im Januar 2021 veröffentlichte die ElCom eine Mitteilung betreffend den kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel. Ausgangspunkt war die Einführung von SIDC in Central-Western Europe im Juni 2018. Das bis anhin für die Grenzen Schweiz-Deutschland und Schweiz-Frankreich bestehende System der impliziten Grenzkapazitätszuweisung an die Marktteilnehmer wurde eingestellt. Seither reservieren Marktteilnehmer für diese beiden Grenzen auf der Plattform www.intraday-capacity.com die benötigten Grenzkapazitäten zusätzlich zum Energiegeschäft (explizite Vergabe), wobei die Reservation nach dem Prinzip First-Come First-Served erfolgt und die Kapazitäten kostenlos zugeteilt werden.¹⁰ In der expliziten Vergabe sind Stromhandel und Reservation von Kapazitäten zeitlich und organisatorisch voneinander entkoppelt. Dies bedeutet Mehraufwand für Übertragungsnetzbetreiber und Marktteilnehmer, da zu jedem Stromgebot eine hinreichende Kapazität gebucht werden muss.

Swissgrid hatte Marktteilnehmer in der Folge wiederholt auf auffälliges Verhalten bei der Reservierung von Grenzkapazität aufmerksam gemacht. Einige davon haben sich daraufhin an die ElCom gewandt, mit der Bitte um Klärung des rechtskonformen Verhaltens. Die Prüfung der ElCom ergab, dass derzeit keine alternative Allokationsform umsetzbar ist. Die ElCom empfiehlt deshalb den Marktteilnehmern, sich im grenzüberschreitenden Intraday-Handel an den ACER Leitfaden zu Transmission Capacity Hoarding zu halten¹¹. In den Regeln zur Bewirtschaftung der Grenze Schweiz-Österreich wird bereits auf diesen Leitfaden verwiesen. Eine sukzessive Einfügung dieses Verweises und eines Verweises auf Artikel 5 der REMIT in die relevanten Auktionsregeln an den anderen Grenzen ist vorgesehen.

3.3.2 Untersuchung zu auffälligem Verhalten bei der Reservation von Grenzkapazitäten im kontinuierlichen Intraday-Handel

Im Zuge einer Analyse des Reservationsverhaltens der Marktteilnehmer an den Schweizer Grenzen fielen Marktteilnehmer auf, die wiederholt grössere Mengen Grenzkapazität in eine Richtung (beispielsweise Deutschland - Schweiz) und später ähnlich grosse Mengen in die andere Richtung (Schweiz - Deutschland) reservierten. Die Zeitspanne zwischen den beiden Reservationen erstreckte sich dabei auf bis zu über 15 Stunden. Zudem kam es öfter vor, dass die erste Reservation die ganze noch verfügbare Grenzkapazität einer Lieferperiode aufbrauchte, also nach dieser Reservation für andere Marktteilnehmer keine Kapazität mehr zur Verfügung stand. Ebenfalls beobachtbar waren vermehrt Fälle, in denen die erste Reservation genau zum Zeitpunkt der Eröffnung der Reservationsplattform am Vorabend stattfand. Transaktionen im Intraday-Markt, welche eine effektive Nutzung der Kapazitäten begründet hätten, lagen keine vor. Entsprechend musste davon ausgegangen werden, dass die erste Reservation in diesen Fällen eine nicht genutzte Option zum Energietransport darstellte.

Rückfragen bei Marktteilnehmern ergaben, dass dies teilweise tatsächlich so gehandhabt wurde. Ein genannter Grund waren die volatilen Intraday-Märkte, in welchen sich die Preis-Spreads zwischen den Märkten anders entwickelten, als dies die Marktteilnehmer zum Zeitpunkt der ersten Reservation antizipierten. Ein weiterer genannter Grund war die Intention des Energietransports von Deutschland nach Frankreich (oder umgekehrt) durch die Schweiz. Da die Reservationsplattformen für diese beiden Grenzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten eröffnet werden (18.00 Uhr für Deutschland - Schweiz, 21.05 Uhr für Frankreich - Schweiz), und um 18.00 Uhr nicht bekannt sei, ob und wieviel Kapazität um 21.05 Uhr für die Grenze Frankreich - Schweiz zur Verfügung gestellt würde, werde die Kapazität Deutschland - Schweiz um 18.00 Uhr als Option reserviert und gegebenenfalls um 21.05 Uhr durch Reservation in die Gegenrichtung zurückgegeben.

¹⁰ Seit dem 24. September 2020 wird das gleiche Verfahren auch für die Grenze Schweiz-Österreich angewandt.

¹¹ ACER Guidance Note 1/2018 on the application of Article 5 REMIT on the prohibition of market manipulation – Transmission capacity hoarding, 1st ed. vom 18. März 2018, [Guidance Note Transmission Capacity Hoarding \(acer-remit.eu\)](https://www.acer-remit.eu/Guidance%20Note%20Transmission%20Capacity%20Hoarding).

Auch wenn diese Verhaltensweisen der Marktteilnehmer nachvollziehbar sind, ergeben sich daraus dennoch verschiedene Probleme. Einerseits steigt das Risiko, dass die Grenzkapazität im Intraday-Handel nicht effizient genutzt wird, da nicht genutzte, aber reservierte Kapazitäten nach der Rückgabe an den Markt möglicherweise nicht mehr von anderen Marktteilnehmern verwendet werden. Andererseits kann die Information, dass keine Grenzkapazität mehr zur Verfügung steht, ein irreführendes Signal an den Markt absetzen. Andere Marktteilnehmer gehen allenfalls davon aus, dass kein Energietransport zwischen zwei Ländern mehr möglich ist, und verhalten sich eventuell anders. Zudem entwickelt sich möglicherweise ein Preis-Spread zwischen den zwei Ländern, der bei verfügbarer und genutzter Grenzkapazität nicht oder in geringerem Masse zustande gekommen wäre.

Mehr Informationen zu diesem Thema finden sich im oben zitierten Leitfaden von ACER zum Thema Transmission Capacity Hoarding.

3.4 Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland in 2020

Die tiefen Spotpreise im ersten Halbjahr 2020 und die Häufung von negativen Preisen (insbesondere in Deutschland) haben den Anlass für diese Studie gegeben, die in Zukunft in regelmässigen Abständen mit den neuesten Zahlen aktualisiert wird.

Das Auftreten negativer Preise am Strommarkt könnte sich durch folgende Umstände erklären:

- **Technische Restriktionen und Opportunitätskosten.** Konventionelle Kraftwerke haben aufgrund technischer Restriktionen eine eingeschränkte Flexibilität. Einerseits ist die Leistungsänderungsgeschwindigkeit technisch bedingt beschränkt, weshalb sie nicht schnell von einer Stunde auf die andere ihre Leistung anpassen können. Andererseits müssen sie eine gewisse Mindestleistung (*Must-Run*) aufweisen, um einen stabilen Betrieb des Kraftwerks zu gewährleisten. Zudem haben thermische Kraftwerke nicht vernachlässigbare Anfahrtkosten. Dies sind Einmalkosten, die mit jeder Anfahrt des Kraftwerks und weitgehend unabhängig von der auf die Anfahrt folgende Einsatzzeit anfallen. Es kann deshalb unter Umständen für den Kraftwerksbetreiber günstiger sein, für gewisse Stunden einen Preis für den Strom zu bezahlen, den er zu viel produziert, als das ganze Kraftwerk herunterfahren zu müssen.
- **Weitere vertragliche Verpflichtungen.** Kraftwerksanbieter können ihre Produktion nicht nur am Day Ahead-Markt, sondern auch am Regelenergiemarkt anbieten. Auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen haben zusätzliche Verpflichtungen zur Vermarktung der Fahrplanenergie. Sie müssen eine Wärmenachfrage aus ihren Anlagen bedienen, wobei als Nebenprodukt Strom erzeugt wird. Auch hier werden unter Berücksichtigung der Möglichkeiten und der Kosten negative Deckungsbeiträge am Strommarkt in Kauf genommen.
- **Regulatorische Rahmenbedingungen.** Wind und Solar werden teilweise preisunlimitiert an der Day Ahead-Auktion angeboten, um so den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien am Markt abzubilden. Zudem haben gewisse Anlagebetreiber einen Anreiz, auch bei negativen Day Ahead-Preisen einzuspeisen. Dies trifft insbesondere auf Betreiber zu, die diese auf erneuerbaren Energien basierten Anlagen direkt vermarkten und somit zusätzlich zu den Erlösen aus der Direktvermarktung eine Marktprämie für jede erzeugte kWh erhalten. Solange die negativen Markterlöse (via Verkauf über die Börse EPEX SPOT) die Einkünfte aus der Marktprämie nicht übersteigen, werden solche Anlagen auch bei negativen Preisen betrieben.

Auffallend in allen Ländern für 2020 ist die Zunahme der Anzahl Stunden mit negativen Preisen und der Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen an der EPEX SPOT Day Ahead-Auktion, siehe Abbildung 20. In Deutschland gab es im Jahr 2020 an der Day Ahead-Auktion fast 300 Stunden mit negativen Preisen, in der Schweiz waren es 75 und in Frankreich 102.

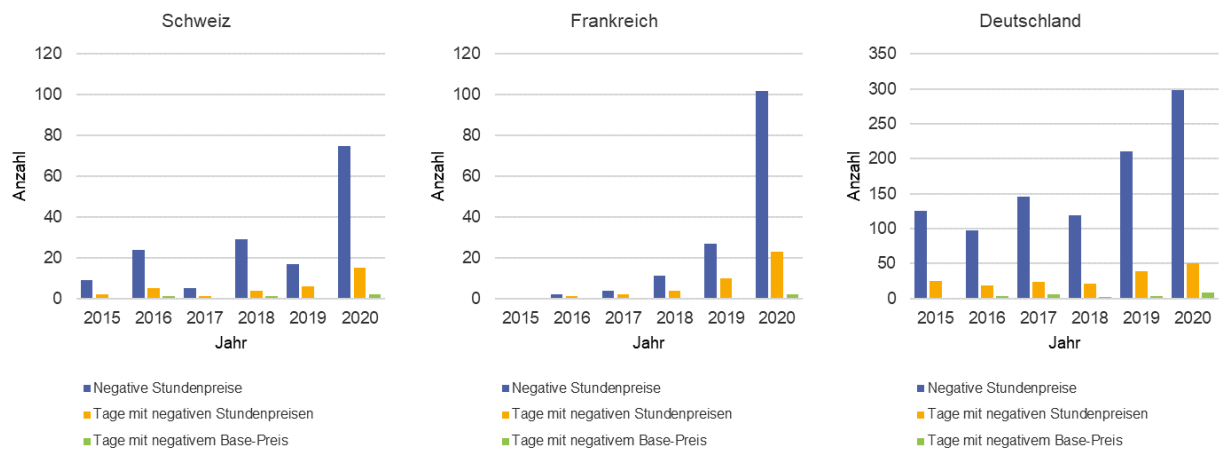


Abbildung 20: Anzahl Stunden mit negativen Preisen, Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und Anzahl Tage mit negativem Base-Preis nach Jahr für Lieferort Schweiz, Frankreich, Deutschland

In der Schweiz und in Frankreich kommen negative Stundenpreise vor allem im März, April und Mai vor, siehe Abbildung 21. Das sind die Monate, in denen durch die Schneeschmelze für die Stromproduktion mehr Laufwasser als üblich zur Verfügung steht. Kombiniert man das erhöhte Laufwasser mit tiefer Last und billigem Strom aus Deutschland (aufgrund hoher Erzeugung aus Wind und Sonne), treten negative Preise auf. Die Corona-bedingt tiefere Last, die in Frankreich während des Lockdowns zu einem Lastrückgang von fast 17% führte,¹² wirkte sich insbesondere im Jahr 2020 in Frankreich auch auf die Anzahl Stunden mit negativen Preisen aus.

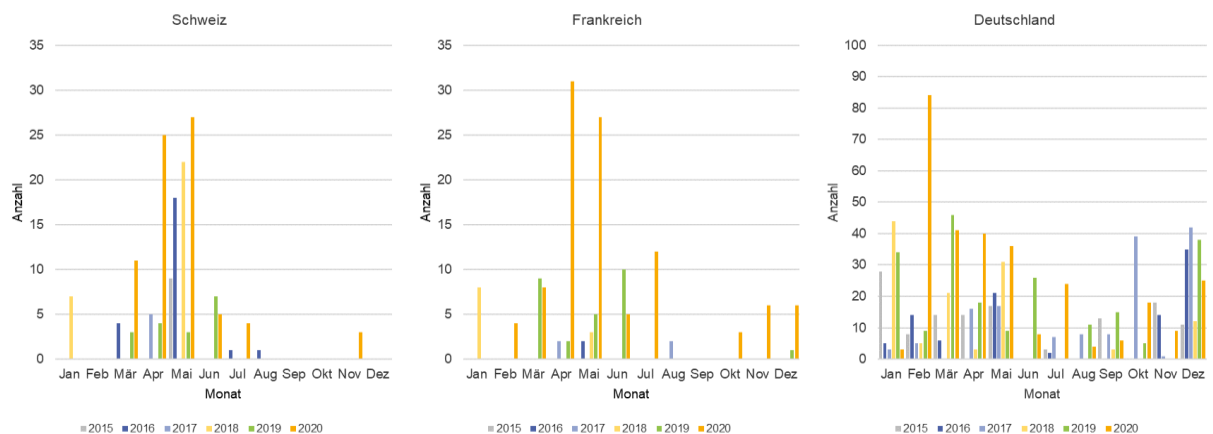


Abbildung 21: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX SPOTDay Ahead-Auktion nach Monaten und Jahr für Lieferort Schweiz, Frankreich und Deutschland

In Deutschland treten negative Preise im Winter öfter als im Sommer auf. Zudem ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme von negativen Stundenpreisen im ersten Quartal und in den Monaten April und Mai festzustellen. Obwohl die Stromnachfrage im Winter höher ist als im Sommer, treten hohe Einspeisungen aus Windenergie eher in den Wintermonaten, im Frühjahr oder im Herbst auf. Kraftwerksrevisionen werden tendenziell in den Sommermonaten durchgeführt, was zu einer Reduktion des Angebots aus konventionellen, weniger flexiblen Kraftwerken führt. Die Nachfrage nach Wärme ist in den Sommermonaten naturgemäss tiefer. Somit ist auch die mit der Wärme gekoppelte Stromerzeugung geringer als im Winter.

¹² Die ECom berichtete darüber in der Studie «Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last».

Betrachtet man die Stunden des Tages, wann negative Preise vorkommen, lässt sich für die Schweiz (obwohl die Anzahl Stunden mit negativen Preisen in den letzten Jahren zugenommen hat) keine grosse Verschiebung feststellen, siehe Abbildung 22. Nur im Jahr 2018 kamen negative Stunden in den ersten acht Tagesstunden deutlich häufiger vor (knapp 40%) als in den anderen Jahren. Kommen negative Preise vor, fallen diese in der Schweiz in allen Jahren vor allem in den Stunden 14 bis 17 an.

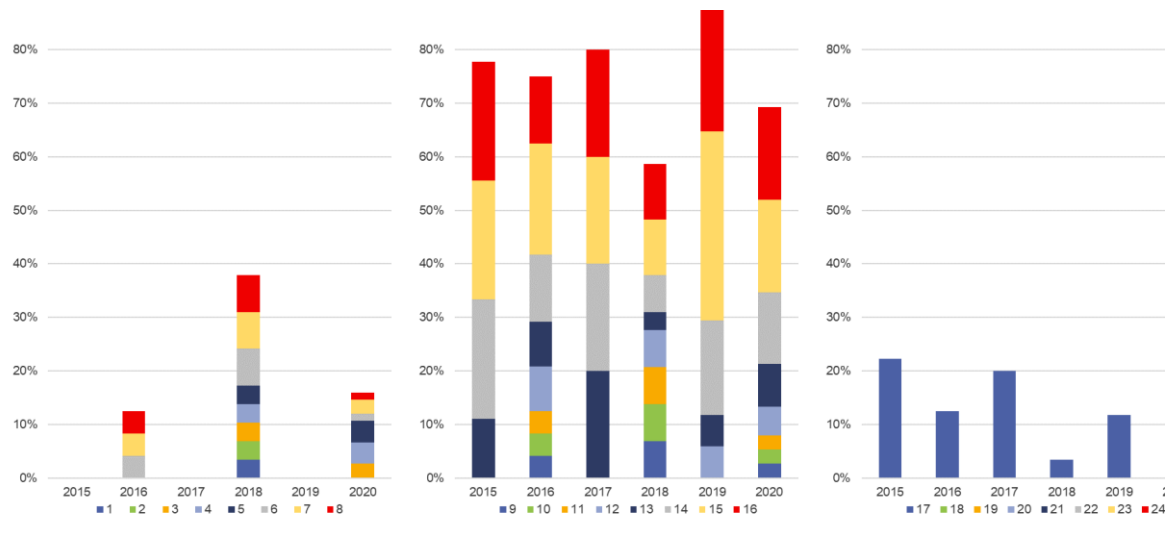


Abbildung 22: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in der Schweiz

Links: Anteil von Stunde 1 bis 8 (von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr), Mitte: Stunde 9 bis 16 (von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr), rechts: Stunde 17 bis 24 (von 16:00 Uhr bis 24:00 Uhr) ¹³

In Frankreich wurden seit 2018 negative Preise vermehrt in den ersten acht Tagesstunden beobachtet, was auf den Zubau der Windenergie in Frankreich zurückgeführt werden könnte. Zudem scheinen die Stunden 10, 11 und 12 vermehrt von negativen Preisen betroffen zu sein. Natürlich wirkt sich auch in Frankreich die Solarerzeugung (im Inland, aber auch durch Importe aus Deutschland) auf die Preise aus.

In Deutschland kamen im Jahr 2015 noch 75% der negativen Stunden zwischen 00:00 Uhr und 08:00 Uhr vor, im Jahr 2020 sind es nur noch knapp 35%. Während im Jahr 2015 der Anteil Stunden mit negativen Preisen zwischen 08:00 Uhr und 16:00 Uhr noch knapp unter 20% lag, beträgt er im Jahr 2020 ca. 50%. Der Anteil Stunden mit negativen Preisen in den letzten acht Tagesstunden ist seit 2015, wenn man die Stunde 17 (16:00 Uhr bis 17:00 Uhr) ausser Acht lässt, relativ stabil unter 10% geblieben. Die Verschiebung des Anteils Stunden mit negativen Preisen zwischen 2015 und 2020 von den ersten acht Tagesstunden auf die Stunden 9 bis 17 zeigt die Auswirkung der Solarerzeugung. Die Residuallast wird insbesondere in den Stunden 11 bis 17 immer kleiner und sorgt in diesen Stunden dafür, dass negative Preise häufiger vorkommen als noch im Jahr 2015, siehe Abbildung 23.

¹³ Bei dieser Abbildung ist in der Publikation von Juni 2020 ein Datenfehler für das Jahr 2019 unterlaufen. Dieser wurde nun in der vorliegenden Version bereinigt.

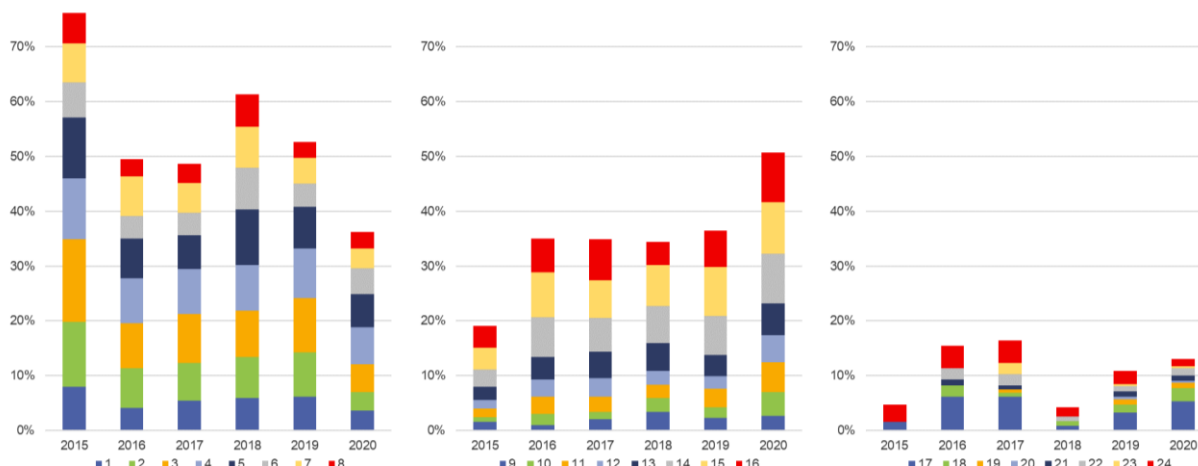


Abbildung 23: Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde und Jahr in Deutschland

Links: Anteil von Stunde 1 bis 8 (von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr), Mitte: von Stunde 9 bis 16 (von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr), rechts: von Stunde 17 bis 24 (von 16:00 Uhr bis 24:00 Uhr)

Solange der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunimmt, bei den Stromspeichermöglichkeiten keine grossen Fortschritte gemacht werden, bei der Last oder Erzeugung zu wenig Flexibilität vorhanden ist und die Grenzübertragungskapazitäten in die Nachbarländer nicht ausgebaut werden, dürften die negativen Preise in Deutschland genauso wie in Frankreich und in der Schweiz weiter zunehmen.

Negative Stundenpreise am kurzfristigen Strommarkt sind jedoch kein Grund zur Sorge. Es ist ein notwendiger Marktmechanismus um sicherzustellen, dass die Stromnachfrage dem Angebot zu jeder Zeit entspricht. Sie stellen einen Anreiz für konventionelle Kraftwerke dar, ihre Stromproduktion der schwankenden Nachfrage und der wetterabhängigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen. Negative Preise geben auch nachfrageseitig einen Anreiz, Strom genau dann verstärkt nachzufragen, wenn gerade viel ins Netz eingespeist wird.

Negative Preise sind volkswirtschaftlich somit durchaus sinnvoll, es werden dadurch die richtigen Anreize gesetzt, um im Zuge der Umstellung auf erneuerbare Energien flexibler zu werden und jegliche Flexibilitätsoption zu nutzen.

4 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und -überwachung

4.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland

Mit dem Zusammenwachsen der Märkte infolge der aktuellen Entwicklungen gewinnt auch der Austausch der Energieregulierungsbehörden betreffend Marktüberwachung und Marktintegrität an Bedeutung. Wegen der besonderen, durch die Corona-Pandemie ausgelösten Situation konnten die Koordinationssitzungen mit Marktüberwachungsstellen von Nachbarländern nur virtuell durchgeführt werden. Mit zwei ausländischen Regulatoren geplante Job Rotations in Form eines einwöchigen Arbeitsplatzwechsels konnten jedoch nicht realisiert werden. Auch der sonst übliche Methodenerfahrungsaustausch mit der FINMA fand in diesem Jahr nicht statt.

Themenbezogener Austausch erfolgte mit Swissgrid während des ganzen Jahres. So wurde in Zusammenhang mit einem von der Überwachungsstelle der EPEX SPOT Börse übermittelten STOR eine Diskussion um die sog. MEAS-Auktion ausgelöst. Diese wird durch Swissgrid im Namen von Terna, dem italienischen Netzbetreiber, durchgeführt. Das Fachsekretariat der EICOM wies Swissgrid darauf hin, dass die Ergebnisse aus der MEAS-Auktion die Preise am Schweizer Intraday-Markt und an der Schweizer Intraday-Auktion stark beeinflussen könnten, sollten die Preise, zu welchen Terna bereit ist zu verkaufen, stark von den aktuellen Day Ahead- oder Intraday-Preisen abweichen. Zudem könnte es sich

bei den Zuschlagspreisen und Zuschlagsmengen beim entsprechenden Partner eventuell um eine Insider-Information handeln. Um Transparenz in den Markt zu bringen, wurde Swissgrid ersucht, die Ergebnisse aus der MEAS-Auktion rechtzeitig, sprich vor der Schweizer Intraday-Auktion, auf ihrer Homepage zu veröffentlichen. Der Vorschlag der ECom wurde entsprechend umgesetzt. Ab dem 12. November 2020 werden die Ergebnisse aus der MEAS-Auktion auf der Webseite der Swissgrid publiziert – eine effiziente, gemeinsam mit Swissgrid erarbeitete Lösung für einen transparenteren Schweizer Markt.

Uneingeschränkt fortgesetzt wurden ebenfalls die Arbeiten im europäischen Bereich. Die ECom nahm weiterhin an den Sitzungen der CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) teil. Auf Wunsch der Mitglieder von CMIT wurde bei einem der Meetings die Mitteilung zum algorithmischen Handel der ECom präsentiert. Die ECom beteiligte sich erneut an der umfassenden Umfrage zur Umsetzung von Marktintegrität und -transparenz auf nationaler Ebene. Sie ermöglicht einen Vergleich unter den Regulierungsbehörden und gewährte der ECom auch dieses Jahr wertvolle Einblicke in verschiedene Bereiche der Implementierung der REMIT-Verordnung bei den europäischen Regulierungsprozessen.

Des Weiteren nahm das Fachsekretariat der ECom an dem dieses Jahr von ACER online organisierten REMIT-Forum teil. Der Schwerpunkt der 4. Ausgabe des Forums lag auf der Frage, wie die Märkte in sich verändernden Zeiten und darüber hinaus geschützt werden können. In diesem Zusammenhang standen Themen und zukünftige Entwicklungen wie Digitalisierung, B2B-Handelsplattformen auf Netzebene 7 und die Entstehung neuer Flexibilitätsmärkte und deren Auswirkungen auf das REMIT-Reporting zur Diskussion.

Da es sich bei Marktüberwachung und Marktintegrität nach wie vor um ein neues Themengebiet für die Energieregulatoren handelt, ist der themenbezogene Austausch mit den Marktüberwachungsabteilungen anderer Regulierungsbehörden von grosser Bedeutung und wird von der ECom weiterhin gepflegt.

4.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung

Die Tätigkeiten in der Sektion Marktüberwachung beim Fachsekretariat der ECom standen in diesem Jahr im Zeichen der Corona-Pandemie. Trotz des Lockdowns wurde der operative Betrieb und das Monitoring des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes sowie der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der Europäischen Union im Secure Room aufrechterhalten. Die Publikation der Spot- und Terminmärkte konnte ununterbrochen fortgesetzt werden. Auch der ECom Markttransparenzbericht 2019 wurde, wie angekündigt, im Mai 2020 auf der Webseite der ECom publiziert.

Seine Präsentation im Rahmen des für den 15. Mai 2020 geplanten Workshops Marktüberwachung konnte jedoch nicht stattfinden. Die unter dem Motto: «Algorithmischer Handel – Auswirkungen im Energiehandel» konzipierte Veranstaltung musste aufgrund des Lockdowns zuerst auf den 2. November 2020 verschoben und anschliessend definitiv abgesagt werden.

Neben den Spot- und Terminmarktberichten und dem Markttransparenzbericht 2019 veröffentlichte das Fachsekretariat auch weitere von der Sektion Marktüberwachung ausgearbeitete Studien und Mitteilungen, die zur Verbesserung der Transparenz für die produktions- und verbrauchseitigen Marktteilnehmer beitragen. Diese sind auf der Webseite der ECom in der Rubrik „Berichte und Studien“ publiziert.

5 Digitalisierungsthemen in der Energiewirtschaft

Aufgrund der im Januar 2020 vom Bundesamt für Energie (BFE) durchgeführten Ämterkonsultation zur Revision des Stromversorgungsgesetzes hat sich die ECom mit den aktuellen Entwicklungen der Digitalisierung in der Schweizer Energiewirtschaft auseinandergesetzt. Mit der Gesetzesänderung wird der regulatorische Rahmen an die Energiestrategie 2050 und an die Entwicklung im europäischen Strommarkt angepasst.

Das *Clean Energy Package* in der EU sieht vor, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden (Verbrauch von ortsfremd erzeugtem oder Verkauf von eigenerzeugtem Strom) zu handeln, ohne unverhältnismässigen oder diskriminierenden Anforderungen, Umlagen und Abgaben sowie nicht kostenorientierten Netznutzungsentgelten unterworfen zu sein.

Mit dem *Smart Meter Rollout* und der vom Gesetzgeber angestrebten zunehmenden Dezentralisierung von Produktion und Speicherung wird das Flexibilitätspotenzial zukünftig zunehmen. Die Vermarktung wird mit der StromVG-Revision weiter vorangetrieben, indem die Netzbetreiber angehalten sind, vor dem Netzausbau das mögliche Flexibilitätspotenzial auszunutzen.

Für das zukünftige Energiesystem setzt der Bundesrat auf steuerbare Flexibilität als einem wichtigen Baustein. Erzeuger, Endverbraucher und Speicherbetreiber werden zum Inhaber ihrer Flexibilität und können diese dort anbieten, wo die höchsten Gewinne erzielt werden können (beispielsweise beim Netz oder am Strommarkt). Derzeit gibt es keinen Marktplatz für den Handel mit Flexibilität auf regionalen und lokalen Ebenen. Durch diese Handelsmöglichkeit entsteht die Notwendigkeit, einen mehrstufigen Handel mit Flexibilitätsprodukten auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene einzurichten.

Ohne vollständige Marktöffnung wird es nicht möglich sein, zukünftige Nachbarschaftsmodelle wie Plattformen auf Netzebene 7 oder virtuelle ZEVs umzusetzen. Basierend darauf werden vor allem auf den unteren Netzebenen digital geprägte Dienstleistungsmärkte rund um das Thema «Energiemanagement» entstehen. In Kombination mit einem verstärkten Einsatz von virtuellen oder Schwarm-Speichern können die bestehenden Märkte neu genutzt werden oder neue Dienstleistungen und Märkte entstehen. Wichtig ist dabei, dass auch die «neuen» Teilnehmer an den jeweiligen Märkten dieselben Bedingungen und Voraussetzungen wie die bereits etablierten Marktteilnehmer einhalten müssen. Dies betrifft insbesondere den Ausbau und die bessere Integration sowie die Nutzung der dezentralen erneuerbaren Energieträger und in weiterer Folge deren Flexibilität. Digitalisierung, datenzentrierte Geschäftsmodelle und Innovation unterstützen ferner Energieeffizienz, Dekarbonisierung und die mit den erneuerbaren Energiequellen einhergehende Dezentralisierung.

Die Kosten im Verteilnetz werden auf immer weniger Kostenträger (Endkunden ohne Eigenverbrauch) verteilt. Es zeichnet sich ab, dass es durch die Eigenverbrauchsregelung zu einer Verteilungsproblematik beim Netznutzungsentgelt kommen wird. Endverbraucher ohne Eigenverbrauch tragen immer höhere Netzkosten. Wenn die Finanzierung des Netzes aufgrund einer ungelösten Verteilungs-Problematik beim Netznutzungsentgelt nicht nachhaltig ausgestaltet wird, werden möglicherweise in Zukunft vermehrt Leistungstarife eingeführt.

Weiter ist seitens des Gesetzgebers im Stromsektor ein zentrales Datenregister (auch als *Data Hub* bezeichnet) geplant. Ein *Data Hub* ist eine zentrale Datenstelle, über die notwendige Daten an die einzelnen Stakeholder ausgetauscht werden können. Damit soll die digitale Weiterentwicklung und Transformation der Stromwirtschaft forciert werden. Dabei fällt auf, dass E-Mobilität von den Energieversorgungsunternehmen als wachstumsstärkstes Feld gesehen wird. Bei den Eingriffsmöglichkeiten für den Netzbetreiber habe sich gezeigt, dass vor allem das intelligente Lademanagement grosses Potenzial habe: Durch die elektronische Zuteilung von Ladezeiten konnten Engpässe vermieden werden, ohne dass sich die Teilnehmer davon beeinträchtigt fühlten. Dies zeigt, dass das Energiemanagement zur Steuerung der Last bzw. des Verbrauchs in dem Masse wichtiger wird, wie die Zahl an möglichen Ladevorgängen steigt. Als weitere sinnvolle Option erwiesen sich verschiedene Typen von Batteriespeichern, die das Netz entlasteten.

Die Digitalisierung kann ein wesentlicher Hebel für das Erreichen der Klimaziele sein. Dabei könnte die Digitalisierung in den Bereichen Industrie, Mobilität und Gebäude helfen, die angestrebte CO₂-Minderung bis 2030 zu realisieren. Wichtig ist es abzuschätzen, in welche Richtung sich der Markt und die Bedürfnisse der Marktteilnehmer entwickeln und daraus abzuleiten, was in diesem Bereich auf die EICom zukommt und was von der EICom erwartet wird.

6 Ausblick

In der EU nimmt die Anzahl der Marktmanipulationen, die ein Risiko für die Versorgungssicherheit darstellen, zu. In Grossbritannien beispielsweise wurden falsche Angaben über die Verfügbarkeit von systemrelevanten Kraftwerken gemacht. In Deutschland tätigten Händler Leerverkäufe und brachten Deutschland damit an den Rand eines Blackouts, nur mit Hilfe aus dem Ausland gelang es, genügend Regelernergie für das deutsche Netz bereitzustellen. Dank der in der EU vor sechs Jahren geschaffenen Rechtsgrundlagen zur Ausweitung der Markttransparenz (REMIT-Verordnung) sind die nationalen Behörden der EU in der Lage, durch Aufdeckung solcher Fälle potenziell versorgungssicherheitsgefährdende Marktmechanismen zu identifizieren und das Risiko zukünftiger Fehlverhalten zu reduzieren. Dabei werden EU-weit vermehrt Sanktionen wegen Verstössen gegen REMIT mit teilweise hohen Geldstrafen ausgesprochen.

Im Vergleich dazu erlauben die bestehenden Gesetze in der Schweiz nur einen beschränkten Einblick in das Marktgeschehen. Entsprechend ist der Strommarkt intransparent und die Möglichkeiten, Systemausfälle durch Marktmanipulationen aufzudecken und zu verhindern, sind begrenzt. Es gibt nach wie vor kein Verbot von Marktmanipulation und Insiderhandel im Elektrizitätsgrosshandel in der Schweiz. Dadurch fehlen der abschreckende Effekt von entsprechenden Sanktions- und Strafmöglichkeiten sowie die diesbezügliche Kooperation mit benachbarten Regulierungsbehörden. Die im Jahr 2021 anstehende Revision des StromVG bietet eine Gelegenheit, dies zu ändern.

In den kommenden Jahren wird die Zahl der rapportierten Datensätze weiterhin kontinuierlich zunehmen. Gründe dafür sind vor allem die steigende Nutzung von SIDC und der verstärkte Einsatz von automatisierten Handelssystemen im Intraday-Markt. Änderungen des Marktdesigns und die technologische Entwicklung wie künstliche Intelligenz (KI), maschinelles Lernen (ML), FinTech Prosumers etc. werden zu weiteren Veränderungen führen.

Im Gegensatz dazu erhält die EICom durch den Austritt Grossbritanniens aus der EU ab 1. Januar 2021 keine Daten mehr über die Handelsaktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer am britischen Elektrizitätsgrosshandelsmarkt. Da diese Daten durch den BREXIT nicht mehr an ACER rapportiert werden, wurde auch das Reporting an die EICom abgestellt. Innerhalb der Monitoring-Systeme der EICom hat dies zu gewissen Anpassungen geführt, die aber rasch umgesetzt werden konnten.

Durch die 2019/2020 durchgeführte Vernehmlassung nimmt die Umsetzung des Gasversorgungsgesetzes in der Schweiz weiter konkrete Formen an. Ähnlich wie im StromVG werden auch hier Schweizer Marktteilnehmer, die in der EU mit Gas handeln, verpflichtet werden, ihre Transaktionen zu rapportieren. Derzeit ist geplant, dass die EICom diese Aufgabe im Gasbereich übernehmen soll. In diesem Zusammenhang wird es auch wichtig sein, die Entwicklungen von neuen Märkten, wie beispielsweise Wasserstoff- und Flexibilitätsmärkte sowie Elektromobilität zu verfolgen, um Cross-Market-Trading besser einschätzen zu können.

Im Zuge der aktuellen Nachhaltigkeitsdebatte und durch die Veröffentlichung verschiedener Wasserstoffstrategien ist Wasserstoff nun verstärkt in den Fokus gerückt. Vor allem die Neuerungen im Bereich (grüner) Wasserstoff werden zu interessanten und strategisch wichtigen Entwicklungen führen. Hier wurde unter anderem das «*Green Hydrogen @ Blue Danube*» Projekt zum Aufbau einer europäischen Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff im Rahmen der EU-Initiative IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*) gestartet. Diese sollte der Stärkung und Förderung von Wasserstoff in Europa dienen. Das Projekt soll in der ersten Phase die Produktion und den Einsatz von grünem Wasserstoff in Europa fördern und hat im zweiten Schritt die Produktion von grünem Wasserstoff in Südosteuropa im Fokus. Strom aus Wind, Sonne und Wasser soll dabei direkt vor Ort in Wasserstoff umgewandelt werden, um damit europäische erneuerbare Ressourcen zu nutzen, die aufgrund fehlender Stromübertragungskapazitäten andernfalls nicht nutzbar seien.

Glossar

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument & Markt (niederländischer Regulator)
ARA	Referenzpreis für thermische Kohle, die an einem der Kohleumschlagsterminals Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen angeliefert wird
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (italienischer Regulator)
API2	Rotterdam Coal Futures Index
BFE	Bundesamt für Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur (deutscher Regulator)
CEER	Council of the European Energy Regulators
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants
CMIT	CEER 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 Platform
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-E TP	Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ENVI	Ausschuss für Umweltfragen der EU
EPEX SPOT	European Power Exchange (Europäische Strombörse für Spot und Intraday)
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IIP	Inside Information Platform
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KI	Künstliche Intelligenz
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MIT	Market Integrity and Transparency
ML	Maschinelles Lernen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NCG	Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
OMP	Organised Market Places
OTF	Organised Trading Facility
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
SIDC	Single Intraday Coupling
STOR	Suspicious Transaction and Order Report
StromVV	Stromversorgungsverordnung
Terna	Gestore della rete di trasmissione italiana (italienischer Netzbetreiber)
TTF	virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz und Referenzpreis für den Gasmarkt in den Niederlanden
TWh	Terawattstunde
URE	Urząd Regulacji Energetyki (polnischer Regulator)
VPP	Virtuelles Kraftwerk
XBID	Cross-Border Intraday
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch