

Resultate

Kurzstudie Preisbildung am Terminmarkt Schweiz im Auftrag der GGS

April 2024

Dr. Urs Trinkner, Dr. Michael Funk, Dr. Nicolas Eschenbaum, Nicolas Greber, Elena Zarkovic



Ausgangslage, Auftrag und Inhalt

Ausgangslage

- Die Gruppe Grosser Stromkunden (GGS) ist ein Verein, der die gemeinsamen Interessen der Strom-Endverbraucher der Wirtschaft bündelt (Jahresverbrauch von ca. 8 TWh, ca. 54% Prozent aller freien Endkunden).
- Mitglieder der GGS beschaffen Terminmarktprodukte (Futures) für die Regelzone Schweiz.
- Gestützt auf eigene Analysen der GGS besteht ein **Verdacht auf Verzerrung der Marktpreise zugunsten der Stromproduzenten.**
- Die GGS stellt die These auf, dass die Wettbewerbsmechanismen des Börsenhandels im Rahmen der Marktpreisbildung von CH-Terminmarktprodukten durch ein Kartell ausgehebelt werden.
- Künftig werden auch CH EVU mit Verteilnetz am Terminmarkt beschaffen müssen (Mantelerlass).

Auftrag

- Untersuchung, ob für die Regelzone Schweiz bei den Terminmarktprodukten ein Stromkartell besteht.
- Sollte die Studienfrage positiv beantwortet werden können, so wäre der nächste Schritt eine Eingabe bei der WEKO.

Inhalt

1. Schweizer Strommarkt
 - Grundlage Physischer Handel
 - Grenzüberschreitender Handel
 - Terminmarkt
2. Hypothesen und empirische Analyse
3. Einordnung des GGS-Verdachts und Handlungsempfehlungen

1. Strommarkt Schweiz

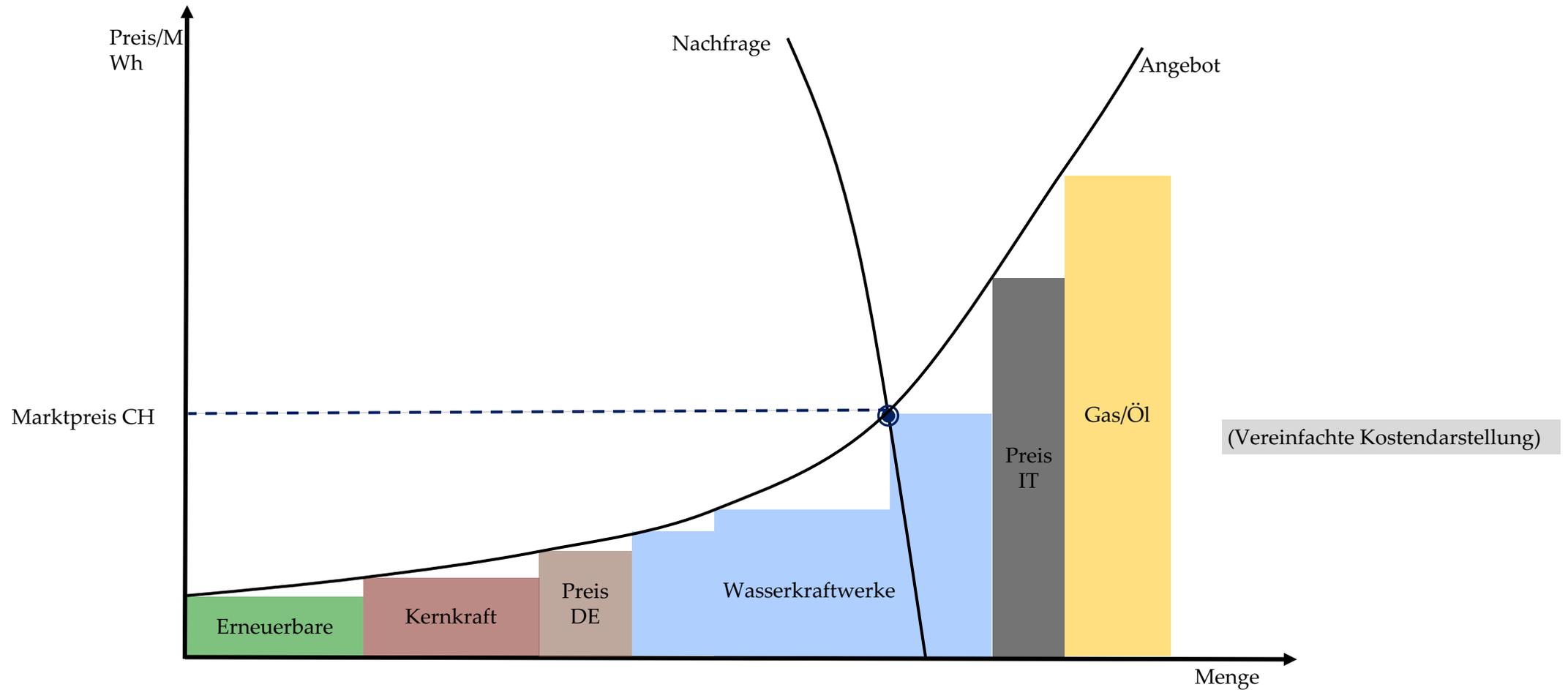


Grundlage: Physischer Stromhandel

- Die Entwicklungen an allen Strommärkten sollten fundamentale Faktoren – also den physischen Stromhandel – widerspiegeln.
- Der physische Strom wird i.d.R. nicht am Terminmarkt, sondern an kurzfristigen Märkten gehandelt – vor allem am **Day-Ahead-Markt (DAM)**.
 - Am DAM wird eine Auktion für stündliche Lieferungen am Folgetag durchgeführt. Marktteilnehmer wählen ihre Gebote (Preis-und-Menge-Kombinationen).
 - Die Börse ermittelt sodann **pro Regelzone die aggregierten Nachfrage- und Angebotskurven**, um die Marktpreise zu bestimmen.
 - Alle Produzenten, deren Gebote unterhalb dieses Preises liegen, erhalten den ermittelten Marktpreis. Somit bestimmt das „marginale Kraftwerk“, sprich das letzte benötigte Kraftwerk, den Marktpreis für alle.
- Warum eine „uniform-price“ Auktion?
 - Produzenten/Lieferanten möchten möglichst viel verdienen und sind versucht, möglichst hohe Gebote abzugeben.
 - In einer wettbewerblichen Auktion sollten Produzenten aber „gezwungen sein“ Gebote entsprechend ihrer Produktionskosten abzugeben, um einen Zuschlag zu erhalten.
 - Die Bestimmung des Marktpreises als marginales Gebot garantiert dies: kein Produzent kann gewinnen, indem er Gebote oberhalb der eigenen Kosten abgibt.
 - Aber: Die relevanten Kosten sind sehr unterschiedlich je nach Kraftwerkstyp.

Preisbildung am Spotmarkt

Beispielhafte Merit Order der Kraftwerkstypen



Market Coupling und Schweizer Sonderfall

Zentralisierter Algorithmus um akzeptierte Gebote und Marktpreise aller Regelzonen zu bestimmen

Market Coupling

- Im Single Market Coupling werden Gebote auch **regelzonenübergreifend** berücksichtigt und akzeptiert. Kapazität an Grenzkuppelstellen wird dann **automatisch zugewiesen** für akzeptierte Gebote aus anderen Regelzonen.
- Konkretes Ziel des Marktalgorithmus ist, das Handelsvolumen über alle Regelzonen zu maximieren (und damit die Wohlfahrt):

$$\max\{\text{Summe ueber alle Regelzonen} \left\{ \begin{array}{l} + \text{Summe von (Volumen} \times \text{Preis) fuer alle akzeptierten Buy Orders} \\ - \text{Summe von (Volumen} \times \text{Preis) fuer alle akzeptierten Sell Orders} \end{array} \right.$$

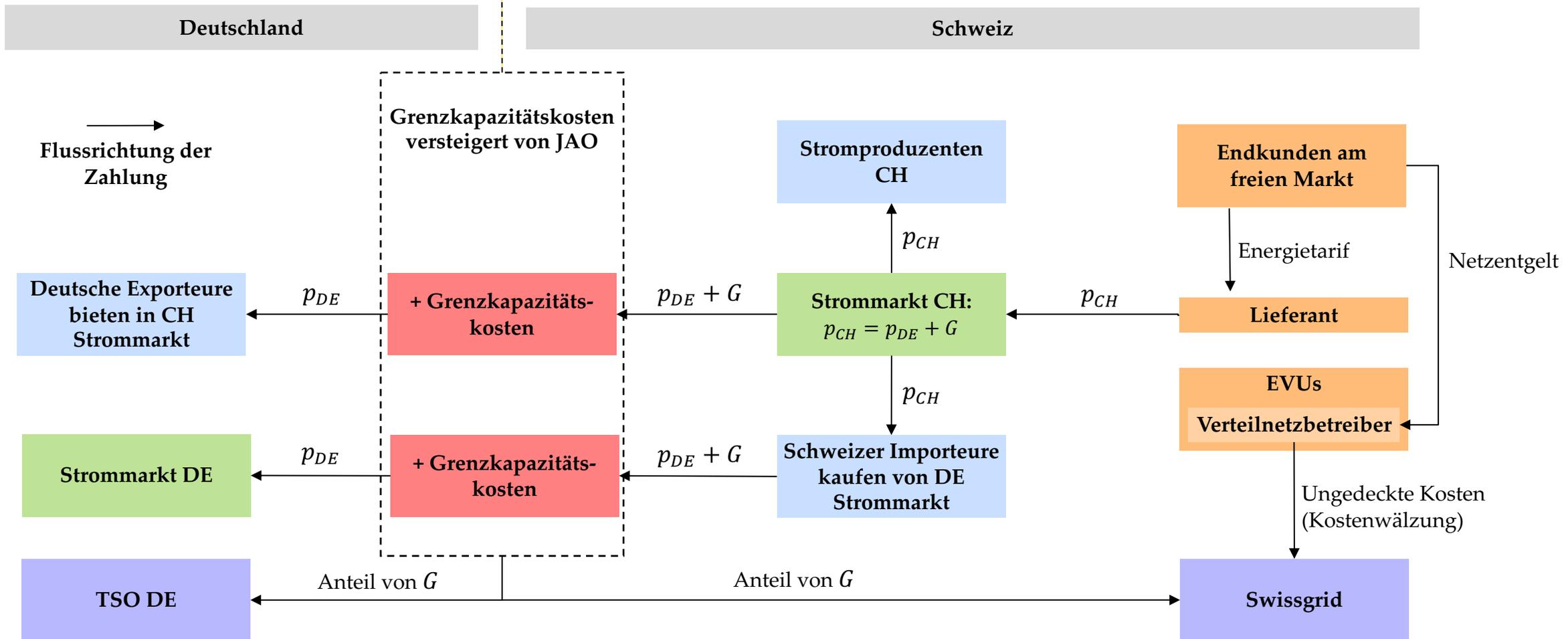
- Dadurch kommen **Preisdifferenzen zwischen den Ländern** zustande, die auf die **Knappheit der Grenzkapazitäten** zurückzuführen sind.

CH und Ausland

- Aufgrund des fehlenden Market Couplings, werden Gebote von Lieferanten in Nachbarzonen der Schweiz *nicht* im Schweizer Orderbook berücksichtigt.
- Importeure (Exporteure) müssen in die Schweizer Regelzone **separat bieten**.
- Für die Allokation der Grenzkapazität werden Grenzkapazitätsauktionen von JAO durchgeführt im Auftrag der TSOs an der Grenze (Swissgrid und z.B. TransnetBW). Grenzkapazität wird also **per Marktmechanismus vergeben**, statt zentral optimiert zu werden.
- Dadurch entstehen **zusätzliche Zahlungsflüsse** zwischen Schweizer Importeuren bzw. ausländischen Exporteuren und JAO/Swissgrid.

Zahlungsflüsse Übersicht

Alle Geldflüsse zwischen den involvierten Parteien am Beispiel Schweiz-Deutschland



Grenzüberschreitender Stromhandel

Rolle des Stromimports im Schweizer Markt

- Stromimport sollte nur stattfinden, wenn profitabel. D.h. Import falls Preis im Ausland < Preis im Inland.
- Import kann als „zusätzlicher Kraftwerkstyp“ in der Merit Order interpretiert werden.
- Die Grenzkapazitäten werden in **unterschiedlichen Zeittranchen** verkauft: Jahreskapazität, Monatskapazität und Tageskapazität.
- Die Auktionserlöse werden von JAO an die Netzbetreiber ausgeschüttet. Swissgrid nutzt diese "zum Netzausbau und zur Senkung der Netzentgelte für Konsumenten".

Die **Grenzkapazitätskosten** zahlt immer der Käufer oder Verkäufer, der den Strom am deutschen Terminmarkt kauft oder verkauft und kein Financial Settlement vornimmt.

- Im **Ausland Strom zu kaufen** lohnt sich, wenn der Schweizer Preis höher ist als der ausländische Preis + Import-Grenzkapazitätskosten.
- Im **Ausland Strom zu verkaufen** lohnt sich, wenn der Schweizer Preis tiefer ist als der ausländische Preis + Export-Grenzkapazitätskosten.

Wäre der grenzüberschreitende Handel unlimitiert, würde der Preis im Ausland eine Obergrenze für den Schweizer Preis setzen – darüber könnte nie ein Schweizer Produzent verkaufen, da günstiger importiert werden könnte.

Terminmarkt

Rolle von Stromfutures im Schweizer Markt

- **Schweizer Terminmarkt (TM) illiquid** (14 Transaktionen für Jahresprodukt 2022 und 66 Transaktionen für 2023)
- Der **EEX German Power Future ist der liquideste Terminkontrakt in Europa** und bildet laut EEX die Grundlage für die Preisbildung im europäischen Stromhandel. (93'617 Transaktionen für Jahresprodukt 2022 und 65'713 für Jahresprodukt 2023).
- **Financial Settlement** ist der Standardmechanismus auf allen EEX-Märkten. Der Grossteil der Transaktionen wird auf diese Weise abgewickelt.

Marktakteure im Schweizer Terminmarkt:

- 34 Schweizer Teilnehmer am Futures Markt
- **Nur grössere Energieversorgungsunternehmen** wie Alpiq, Axpo, BKW, CKW, EWZ und Repower betreiben grenzüberschreitenden Stromhandel.

- Wichtig zur **langfristigen Planung und Absicherung**
- Da zukunftsgerichtet, spiegelt der Terminmarkt die Erwartungen der Käufer und Verkäufer wider. Er **sollte aber (im Schnitt) den tatsächlichen zukünftigen Preisen entsprechen.**
- Deutlich intransparenter als kurzfristige Märkte (oder Grenzhandel) mit **vielen Geschäfte OTC** statt an der Börse.
- Führt dazu, dass die Börse bei fehlender Liquidität den **Settlement Preis per Händlerbefragung** („Chief Trader Procedure“) bestimmt.

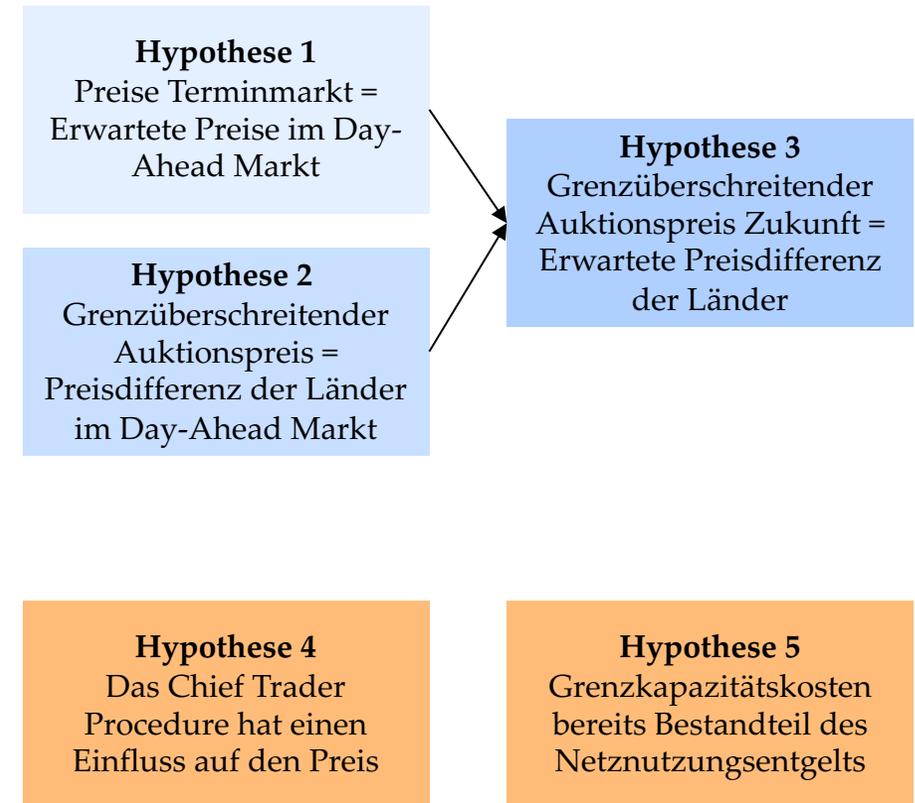
2. Hypothesen und empirische Analyse



Zu testende Hypothesen

Fünf Hypothesen zur Ermittlung von Preisanomalien im Terminmarkt

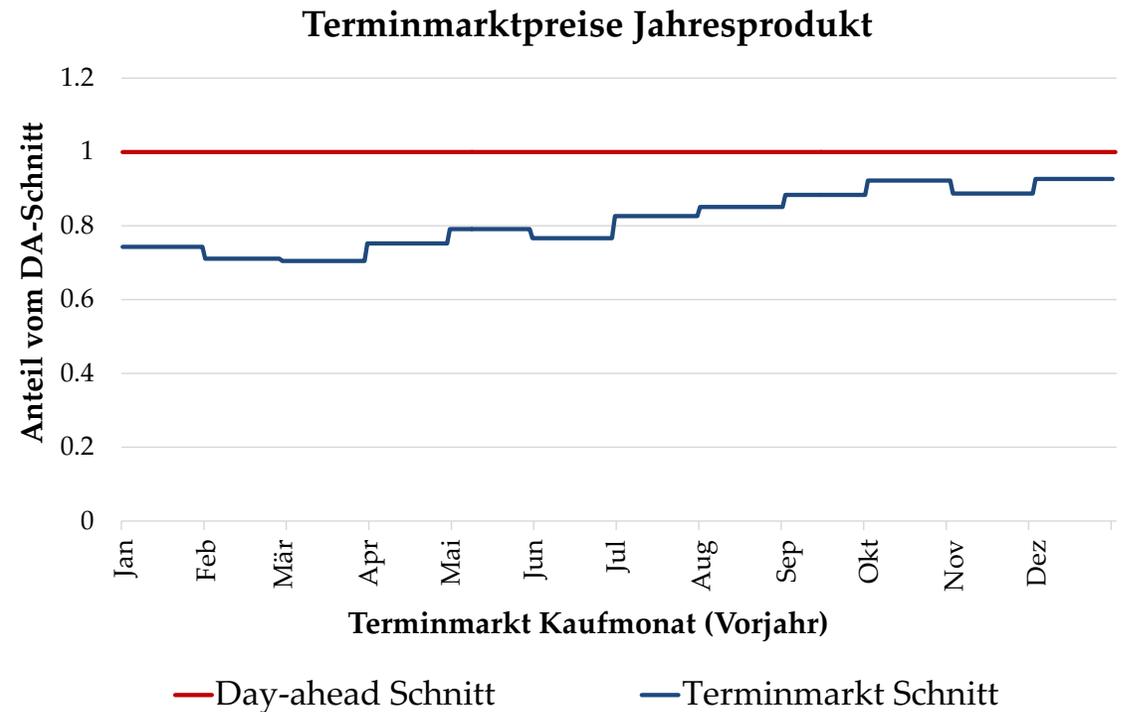
1. «Wenn der Terminmarkt die Erwartungen über zukünftige DA-Preise widerspiegelt, dann sollte der Settlement-Preis dem zukünftigen DA Preis entsprechen.»
2. «Wenn die grenzüberschreitenden Auktionen wettbewerblich stattfinden, sollte der ermittelte Preis der Preisdifferenz Schweiz-Deutschland entsprechen.»
3. «Wenn 1. für die Regelzone Schweiz und Deutschland jeweils gilt und 2. ebenfalls gilt, dann folgt, dass die Differenz in den Terminmarktpreisen Schweiz-Deutschland dem Preis der Grenzauktionen entsprechen sollte.»
4. «Wenn Illiquidität und das Chief Trader Procedure Absprachen ermöglichen, sollte der Settlement Preis damit korreliert sein.»
5. «Durch das fehlende Market Coupling sind die Grenzkapazitätskosten bereits Bestandteil des Netznutzungsentgelts und dürfen nicht separat im Energiepreis inkludiert werden.»



H1: Preise Terminmarkt = Erwartete Preise im Day-Ahead Markt

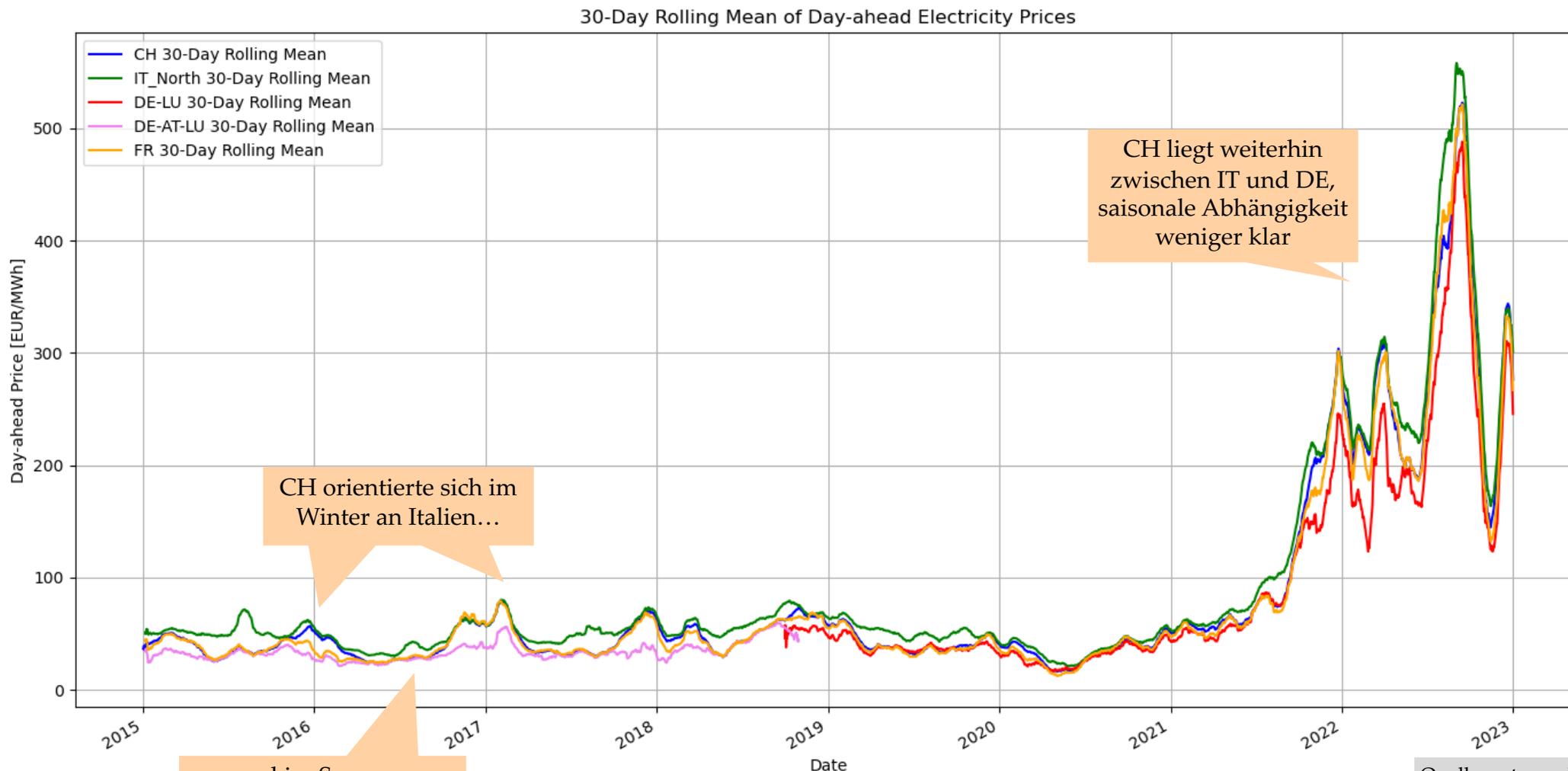
Im Durchschnitt entsprechen die Terminmarktpreise (fast) den Day-Ahead Preisen

- Dieser Graph zeigt eine relative Darstellung der **Preiserwartungen im Day-Ahead-Markt** im Vergleich zu den durchschnittlichen Terminmarktpreisen der Jahre 2018 bis 2022. Der Day-Ahead-Preis ist als Referenzwert auf Eins normiert.
- Die **rote Linie** repräsentiert den Day-Ahead-Preis, welcher auf Eins normiert ist.
- Die **blaue Linie** stellt die durchschnittlichen Terminmarktpreise dar, relativ zu den Day-Ahead-Preisen.
- Die Terminmarktpreise sind im Schnitt nahe den erwarteten Day-Ahead-Preisen.



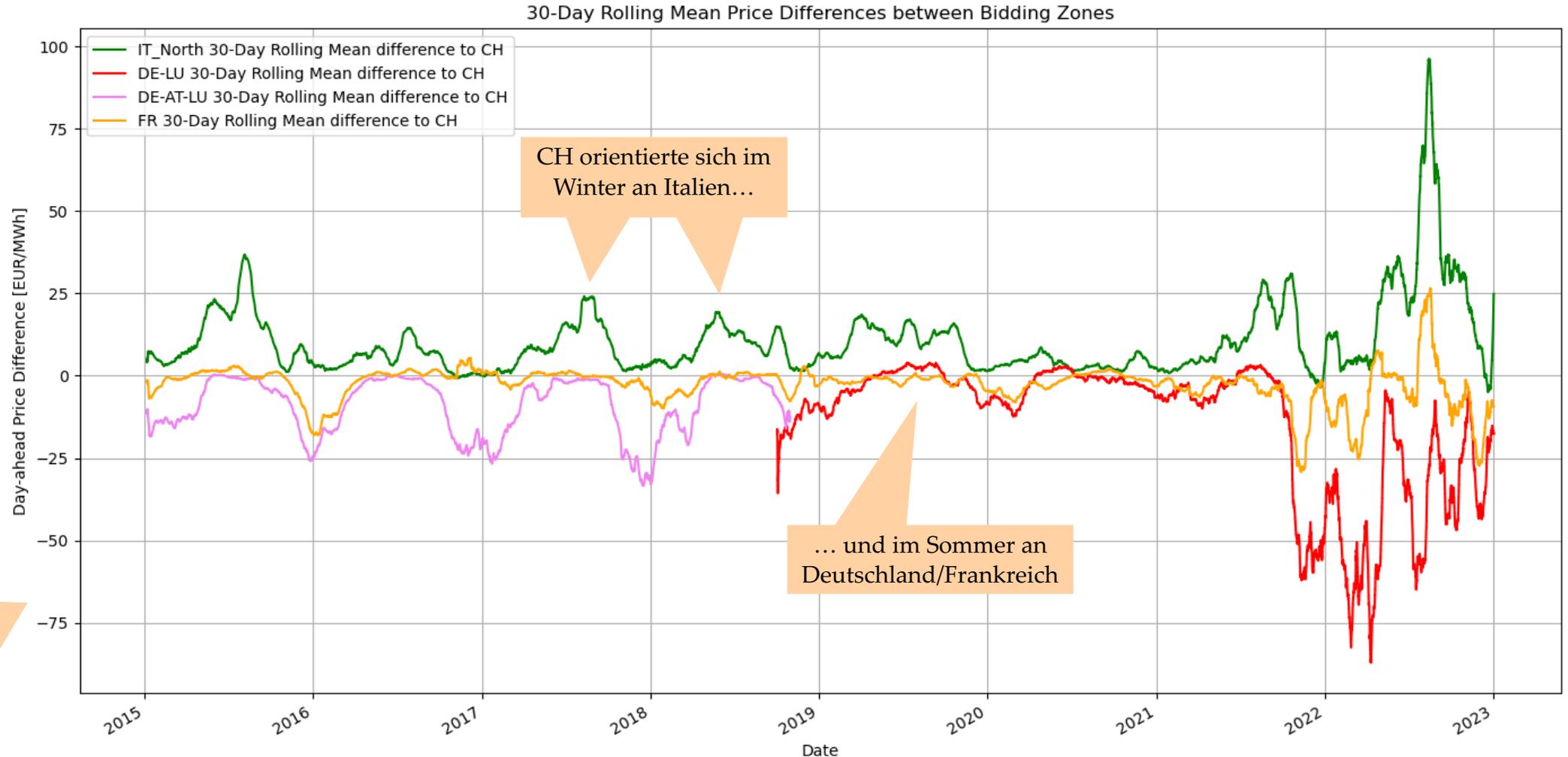
H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Der Schweizer DA-Preis orientiert sich an den Nachbarländern



H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

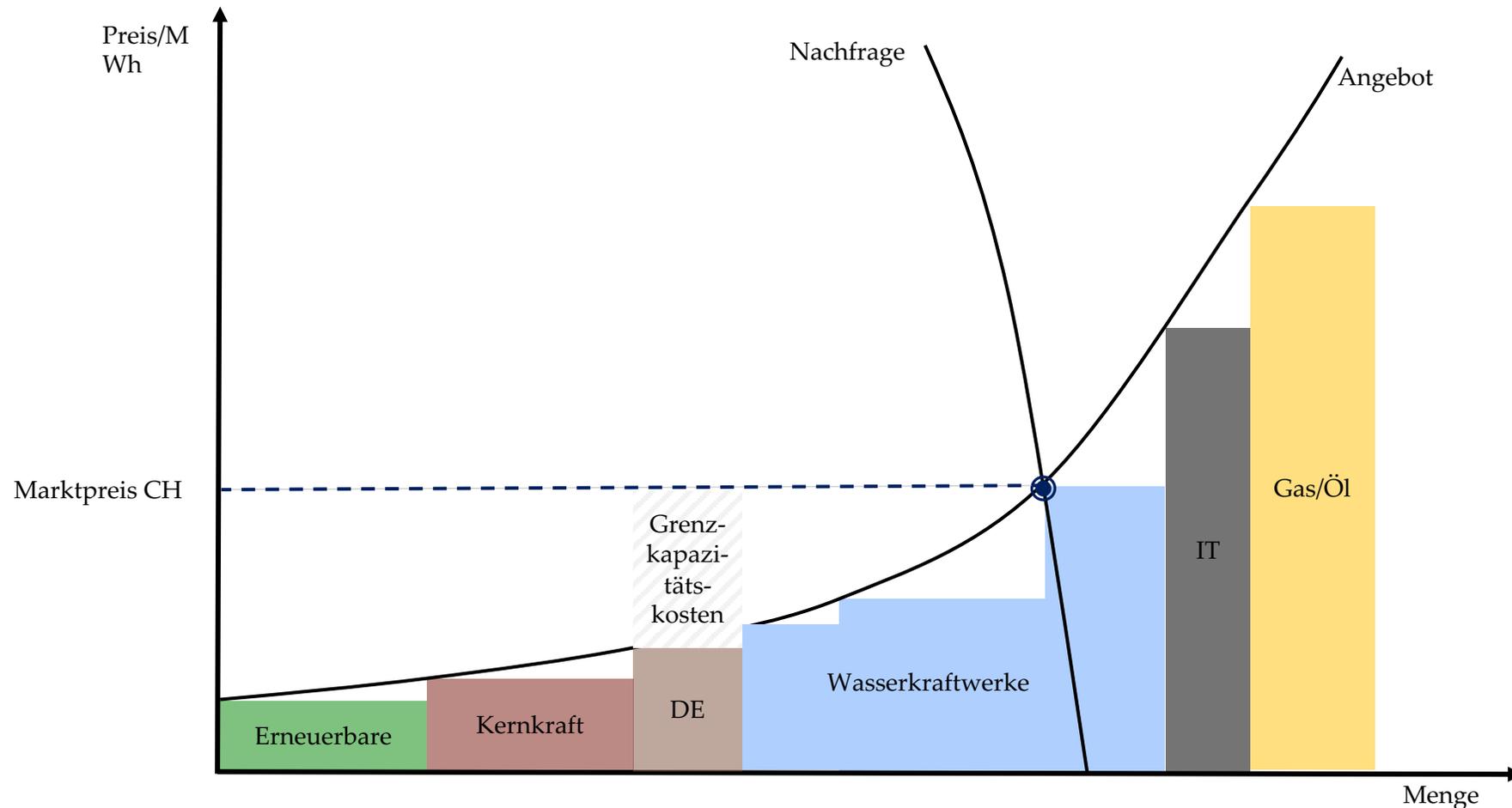
Strompreisentwicklung der Nachbarländer im Vergleich zur Schweiz: CH ist immer dazwischen



Die Y-Achse zeigt die Preisdifferenz der Nachbarländer zur Schweiz, wobei die Nulllinie als Referenzwert den Schweizer Preis darstellt.

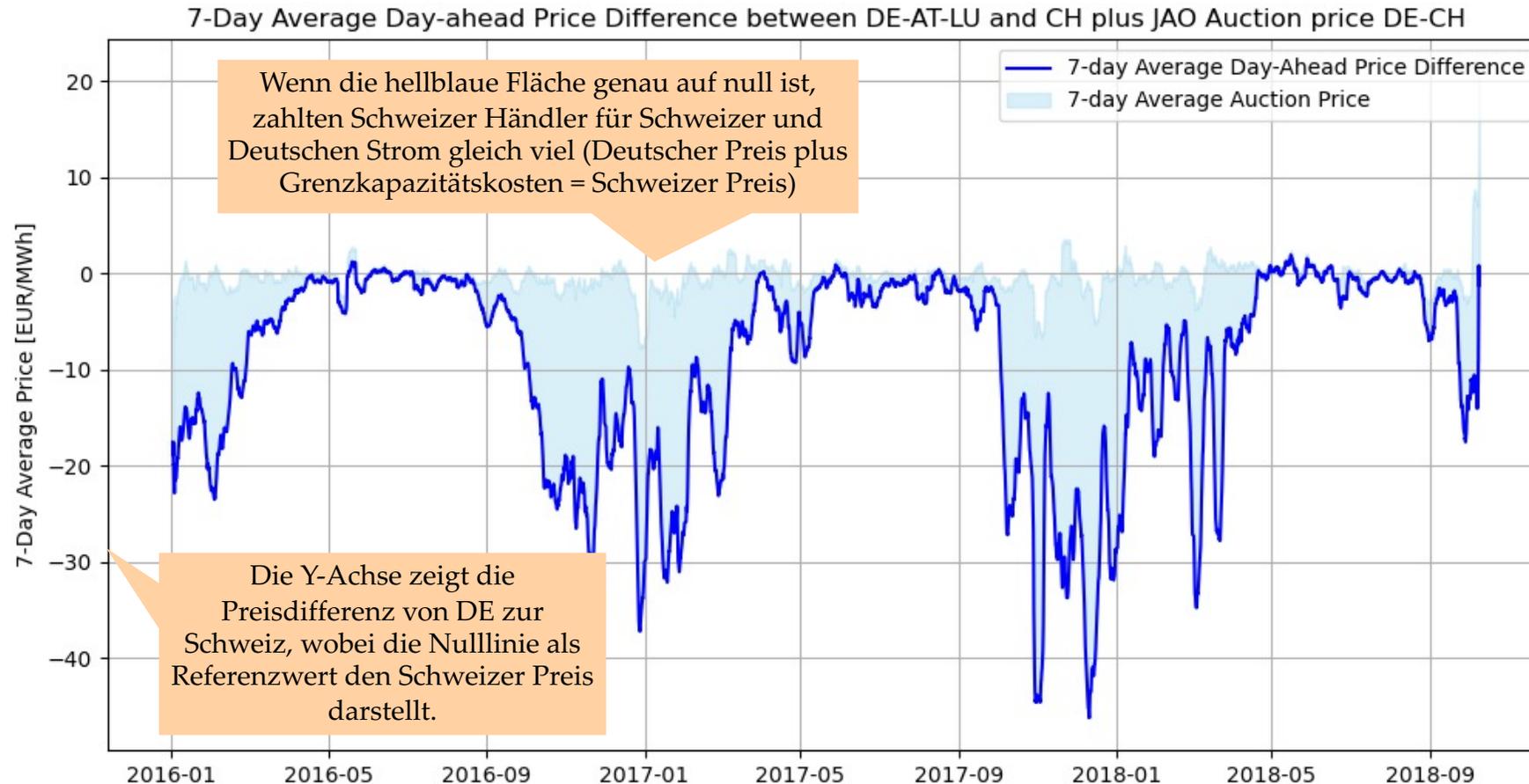
H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Merit-Ordern mit Importstrom aus DE, wobei die Preisdifferenz in den Auktionspreis einfließt



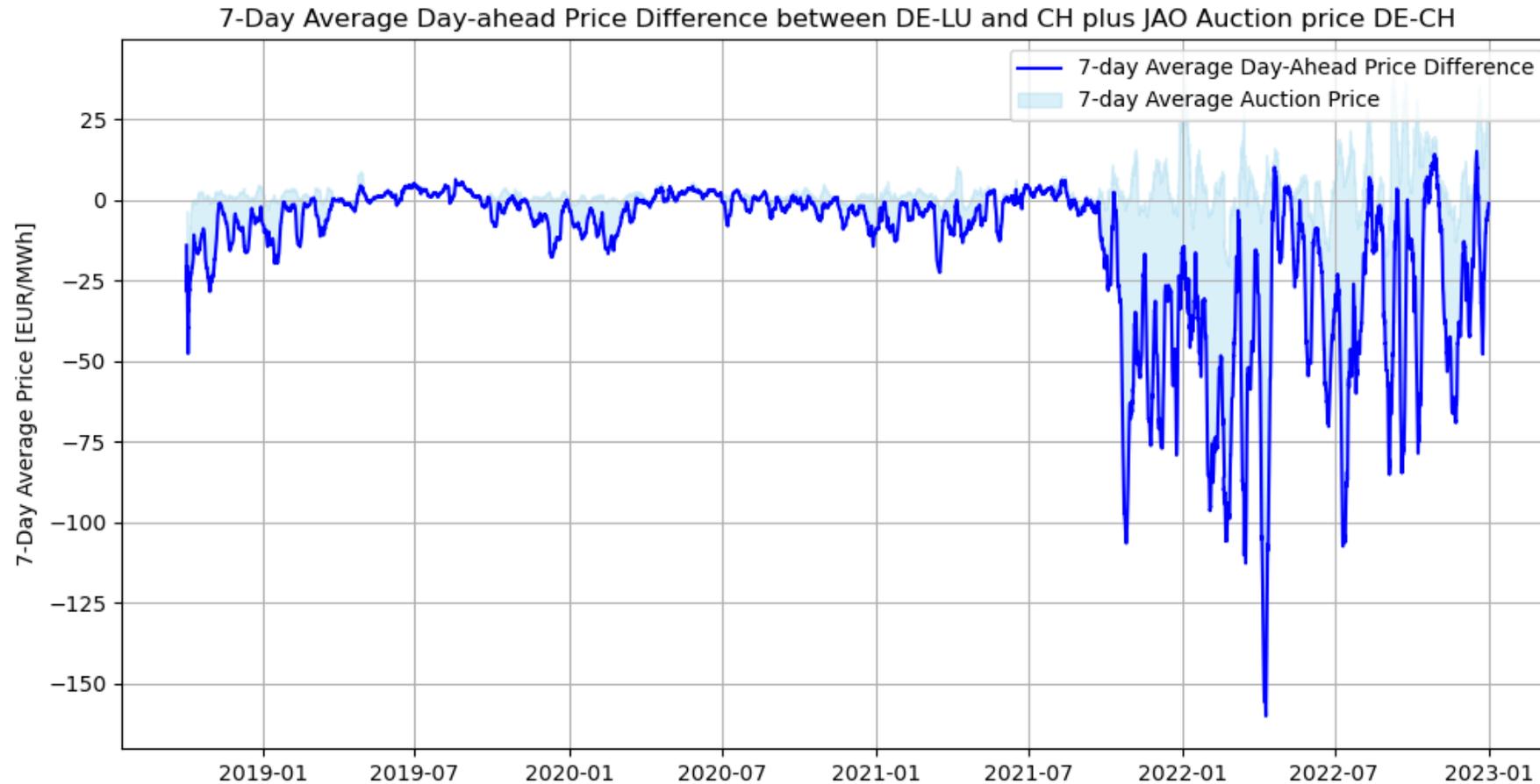
H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Die Preisdifferenz zwischen DE und CH wird mit den Grenzkapazitätsauktionen abgeschöpft (2016 – 2018)



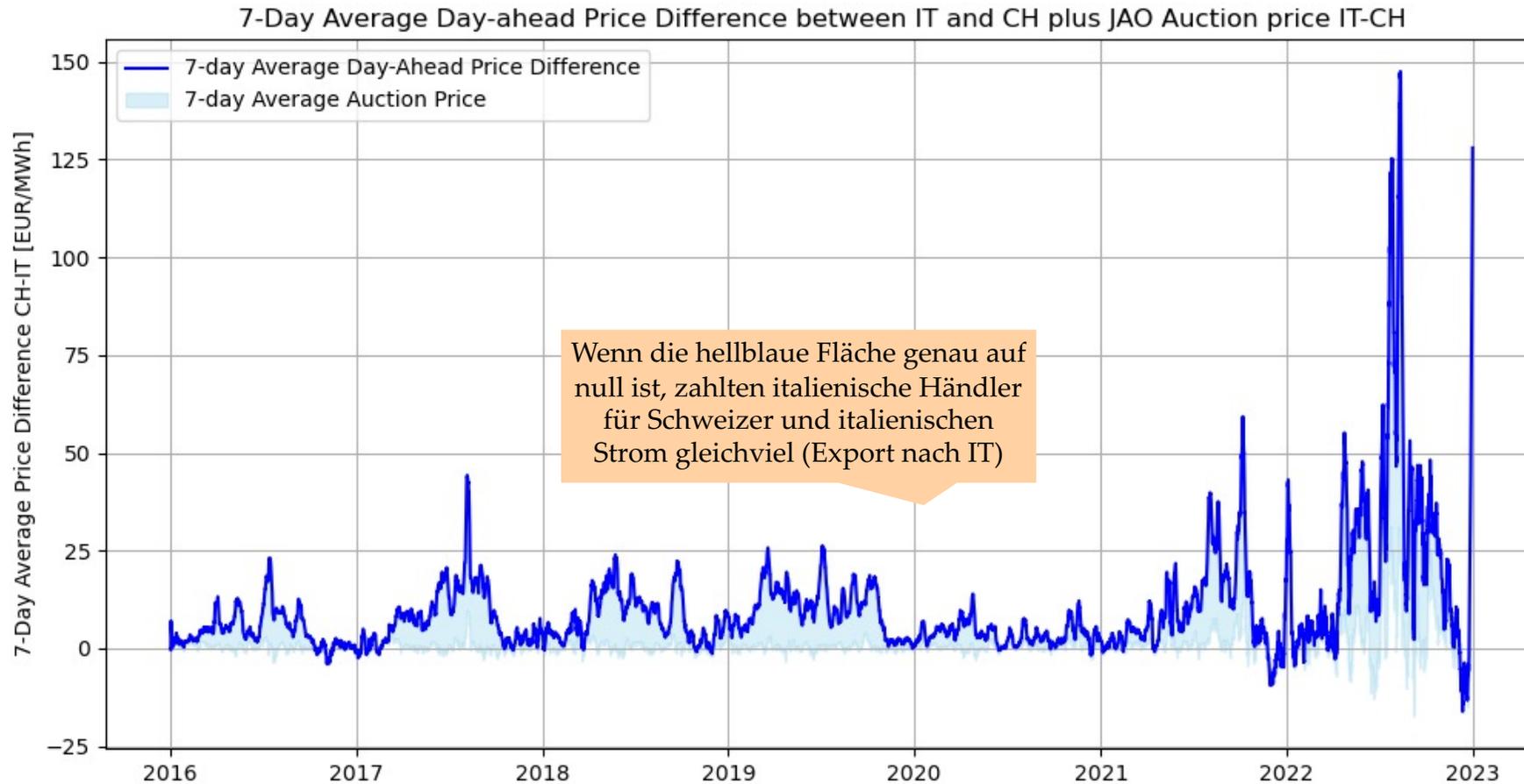
H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Die Preisdifferenz zwischen DE und CH wird mit den Grenzkapazitätsauktionen abgeschöpft (2019 – 2022)



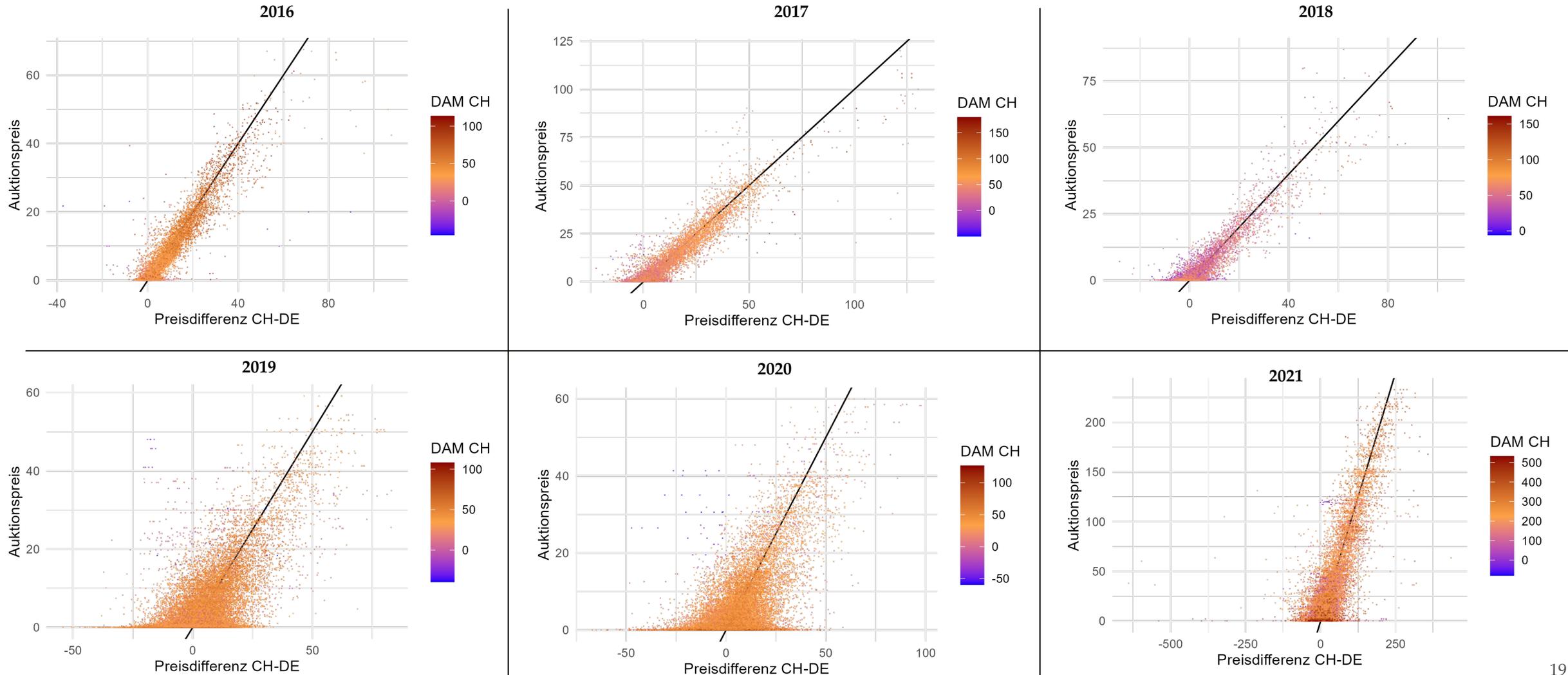
H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Die Preisdifferenz zwischen IT und CH wird mit den Grenzkapazitätsauktionen abgeschöpft (2016 – 2022)



H2: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz DA

Preisdifferenzen in den Day-Ahead Märkten (DAM) korrelieren mit dem Auktionspreis

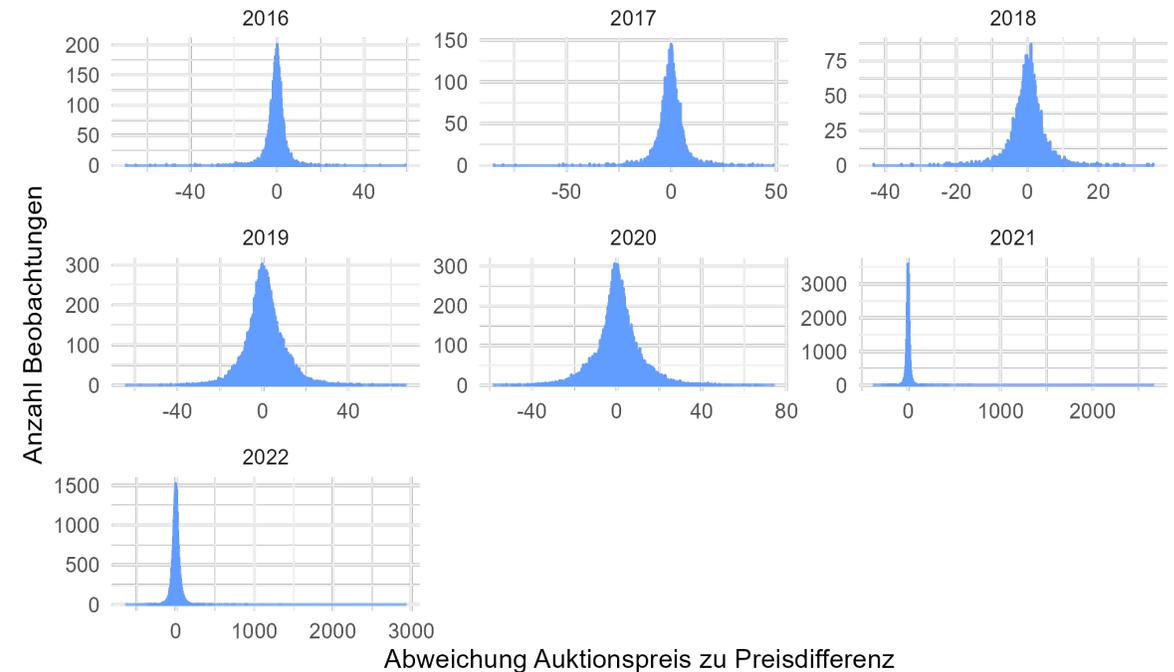


H2: Auch die Standardabweichungen zeigen keine Auffälligkeiten

Standardabweichung der Preisdifferenz korreliert stark mit der Standardabweichung des Auktionspreises

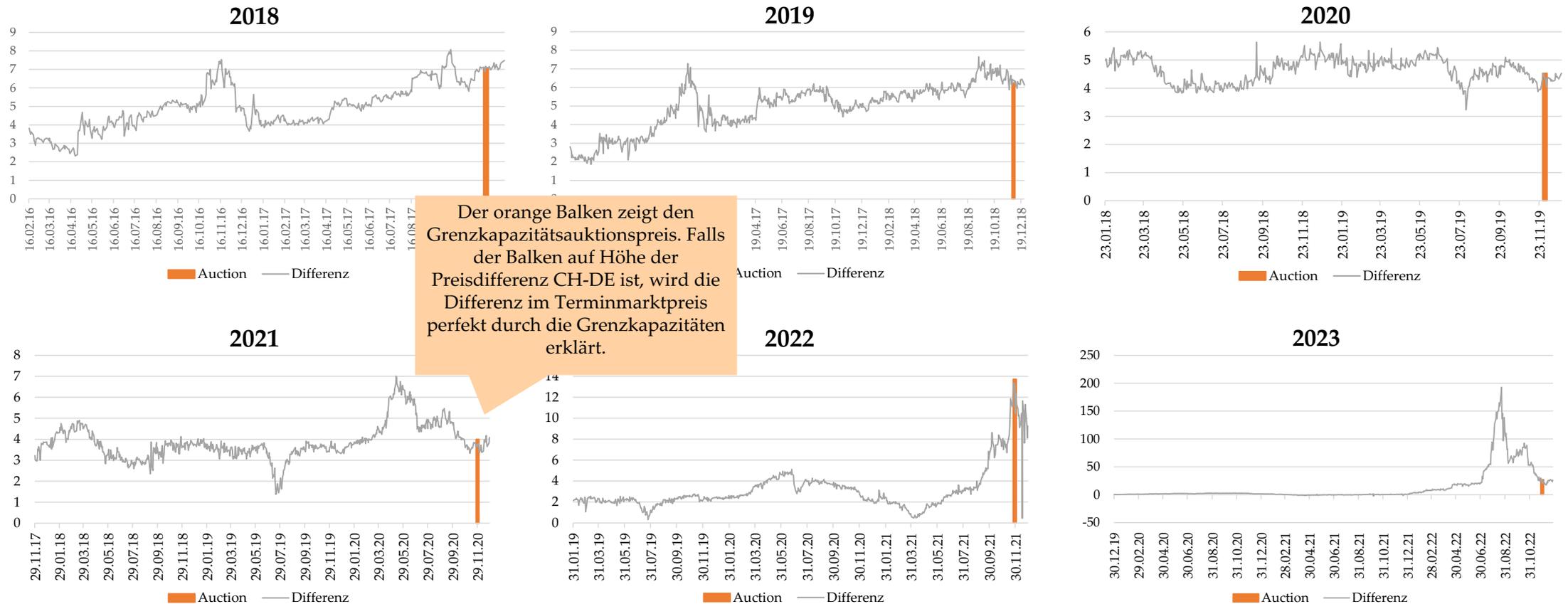
- Die Standardabweichungen der Preisdifferenzen und Auktionspreise an der Grenze zeigen keine Auffälligkeiten.
- Die Standardabweichung der Auktionspreise ist kleiner als die Standardabweichung der Preisdifferenz.

Jahr	Standardabweichung der Preisdifferenz	Standardabweichung des Auktionspreises
2018	17.0	13.0
2019	13.1	7.4
2020	14.9	7.4
2021	45.4	33.7
2022	90.5	57.8



H3: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz TM

Die Preisdifferenz zwischen DE und CH wird mit den *Jahres*-Grenzkapazitätsauktionen im TM abgeschöpft

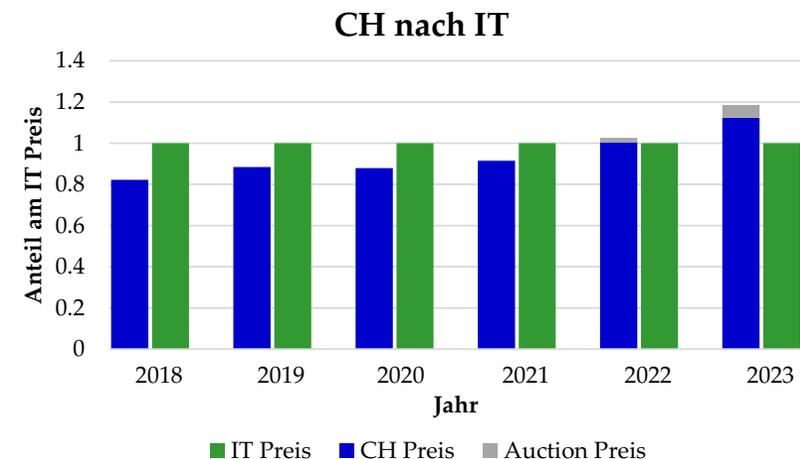
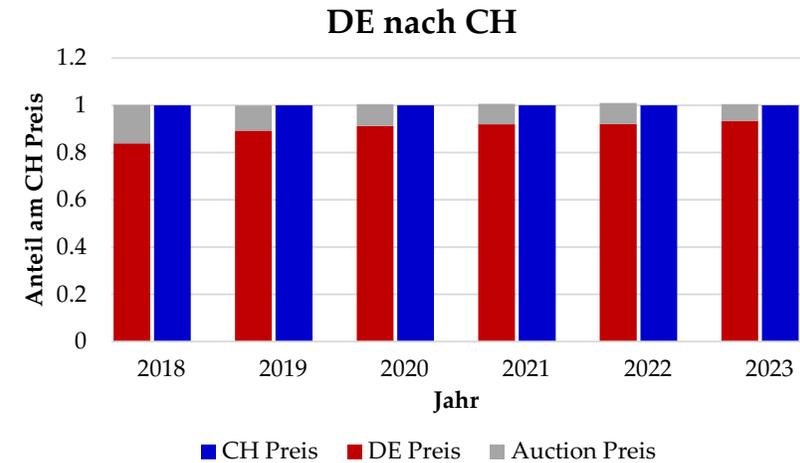


Es kann vorkommen, dass die Grenze nicht zeitgleich mit dem Handelsgeschäft abgesichert werden kann. Daraus ergibt sich ein gewisses Risiko für Differenzen in der Lieferung im Vergleich zum Abschlusszeitpunkt.

H3: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz TM

Bei DE und CH entsprechen die *Jahres*-Grenzkapazitätskosten der Differenz in den Jahres-Futures

- Durchschnittlicher Preis des Futures während den sechs Auktionstagen im November/Dezember (farbig)
- Kosten für Grenzkapazität über ein Jahr bei JAO (grau)
 - Von Deutschland in die Schweiz
 - Von der Schweiz nach Italien
- Die Schweizer Terminmarktpreise für Ein-Jahres Futures orientieren sich stark am deutschen Terminmarktpreis.
- **Der Schweizer Terminmarktpreis entspricht dem deutschen Terminmarktpreis + Grenzkapazitäten (obere Graphik)**
- Der Zusammenhang ist bei CH und IT weniger auffällig (untere Graphik).

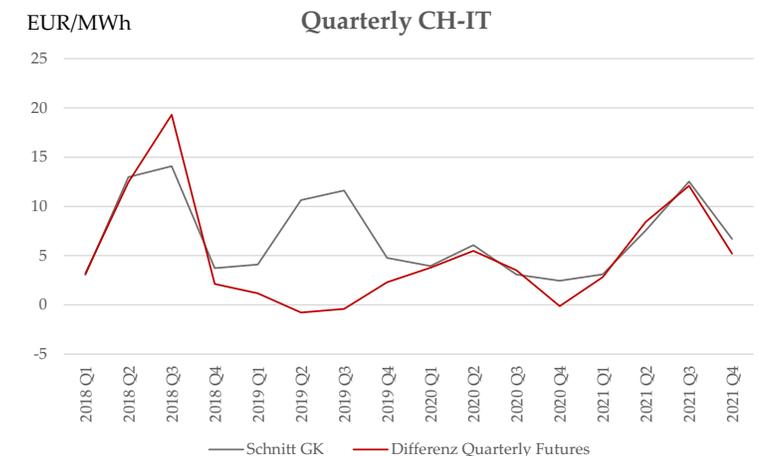
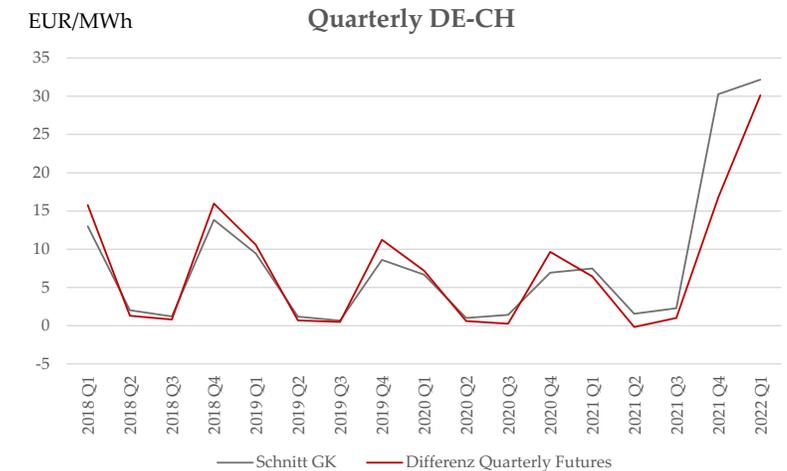


H3: Grenzüberschreitender Auktionspreis = Preisdifferenz TM

Bei DE und CH entsprechen die *Monats*-Grenzkapazitätskosten der Differenz in den Quarterly Futures

Differenz der Terminmarktpreise für Quartale (Quarterly Futures) entspricht in etwa den Grenzkapazitätskosten.

- **Rote Linie** (Differenz Quarterly Futures): Zeigt die Differenz der durchschnittlichen Preise von Quarterly Futures gegenüber den Day-Ahead-Preisen im vorhergehenden Monat an. Wenn die Linie über der 0-Marke liegt, waren die tatsächlichen Terminkontraktpreise höher als im Day-Ahead-Markt vorhergesagt.
- **Graue Linie** (Schnitt GK): Diese Linie zeigt die durchschnittlichen Kosten für die monatliche Grenzkapazität. Wenn die graue Linie über der roten Linie liegt, deutet dies darauf hin, dass die Grenzkapazitätskosten die Futures-Preise übersteigen.
- Der Vergleich bildet die **Saisonalität** und damit die **Dynamik** der Strompreise besser ab, enthält jedoch mehr Verzerrungen, weil
 - **unterschiedliche Produkte** verglichen werden (Monate und Quartale).
 - **unterschiedliche Erwartungen** in die Preise einfließen (die Auktionen für die Grenzkapazitäten finden im vorangehenden Monat statt, für den 2. und 3. Monat also erst nach Beginn des Quartals).



H4: Einfluss der Chief Trader Procedure auf den Preis

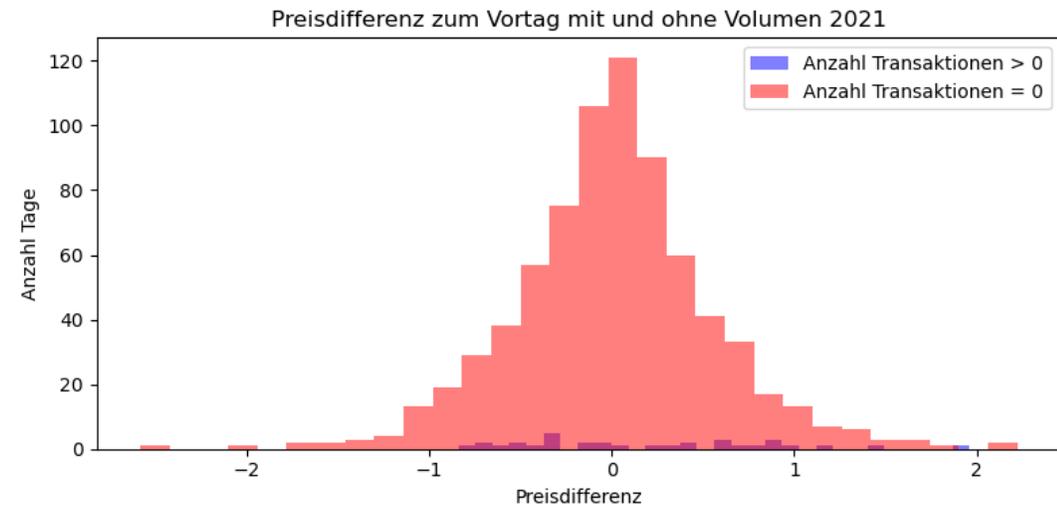
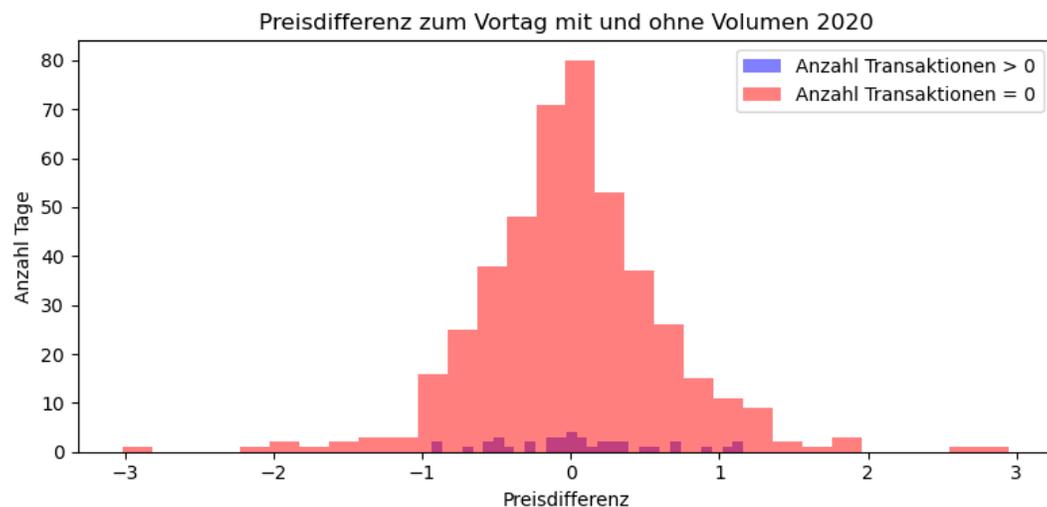
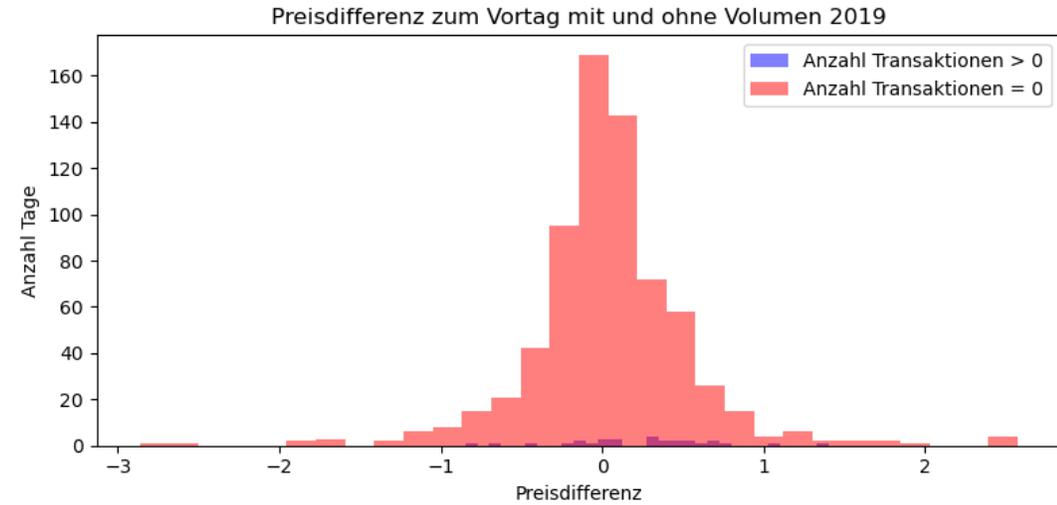
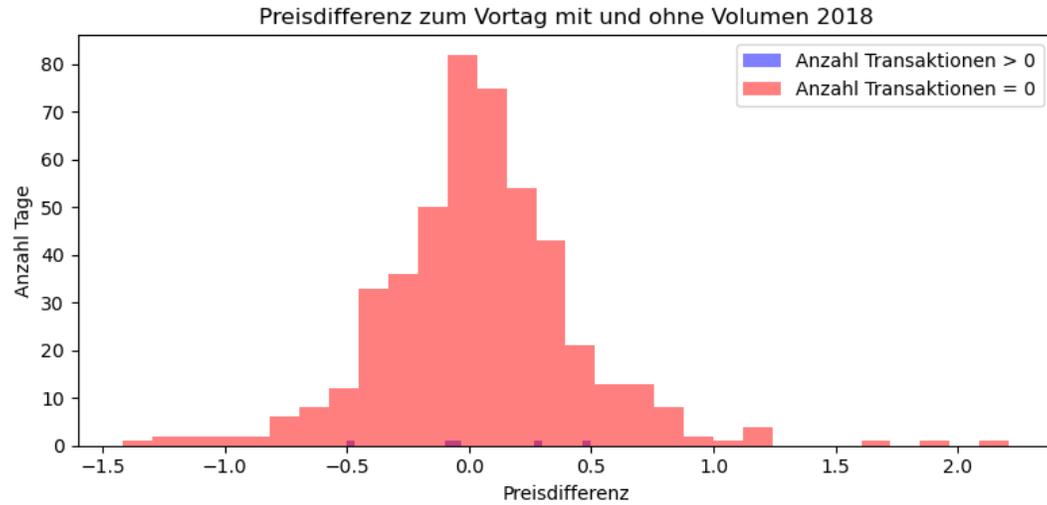
Analysen der verfügbaren Daten zum Settlement Preis und Anzahl Transaktionen

- Anfrage bei EEX über Chief Trader Procedure:
 - *«Besides fair values we receive from several market participants, we also take spreads and correlations to other markets into consideration, in particular to liquid neighbouring markets like Germany.»*
 - *«Every EEX member is basically entitled to send fair values, but we don't publish them.»*
- **Getestete Hypothesen:**
 - **Auffällige Preisveränderungen in Folge von Transaktionen, nach einem Vortag, an dem keine Transaktionsaktivitäten verzeichnet wurden.**
 - Veranschaulichung der Analyse auf der nächsten Folie: Die Grafiken zeigen die Anzahl der Tage mit und ohne Transaktionen. Die Preisdifferenz zu den Vortagen mit positiver Anzahl Transaktionen zeigt keine Auffälligkeiten (nicht regelmässig links oder rechts von Null).
 - **Auffällige Preisveränderungen in Folge keiner Transaktionen, nach einem Vortag, an dem Transaktionsaktivitäten verzeichnet wurden.**
 - **Auffällige Varianz in der Preisdifferenz, wenn Transaktionen stattgefunden haben.**

Statistische Tests zeigten bei allen Hypothesen keine signifikanten Preisveränderungen infolge Transaktionen.

H4: Einfluss der Chief Trader Procedure auf den Preis

Preisdifferenz zum Vortag, wenn am gleichen Tag gehandelt wurde und wenn nicht gehandelt wurde



H5: Grenzkapazitätskosten Bestandteil des Netznutzungsentgelts

Grenzkapazitätskosten müssen klar in Kosten für EVU und «Erlöse» für Swissgrid getrennt werden

Hypothese: Durch das fehlende Market Coupling sind die Grenzkapazitätskosten (1.) bereits Bestandteil des Netznutzungsentgelts und (2.) dürfen nicht separat im Energiepreis inkludiert werden.

Anfrage bei Swissgrid:

- *„Die Marktteilnehmer bezahlen den in der Auktion ermittelten Preis für die erworbene Kapazität direkt an JAO. Die Erlöse verteilt JAO an die jeweils involvierten TSOs pro Grenze. Die TSOs bezahlen Gebühren bzw. Service-Fees für die Dienstleistungen von JAO.“*
- *„Die Auktionserlöse eines Jahres [von Swissgrid, Anm. SE] werden im entsprechenden Jahr zur Deckung der laufenden Vollzugskosten für das Engpassmanagement von Swissgrid und Dritten verwendet (siehe Verfügung der ElCom).“*

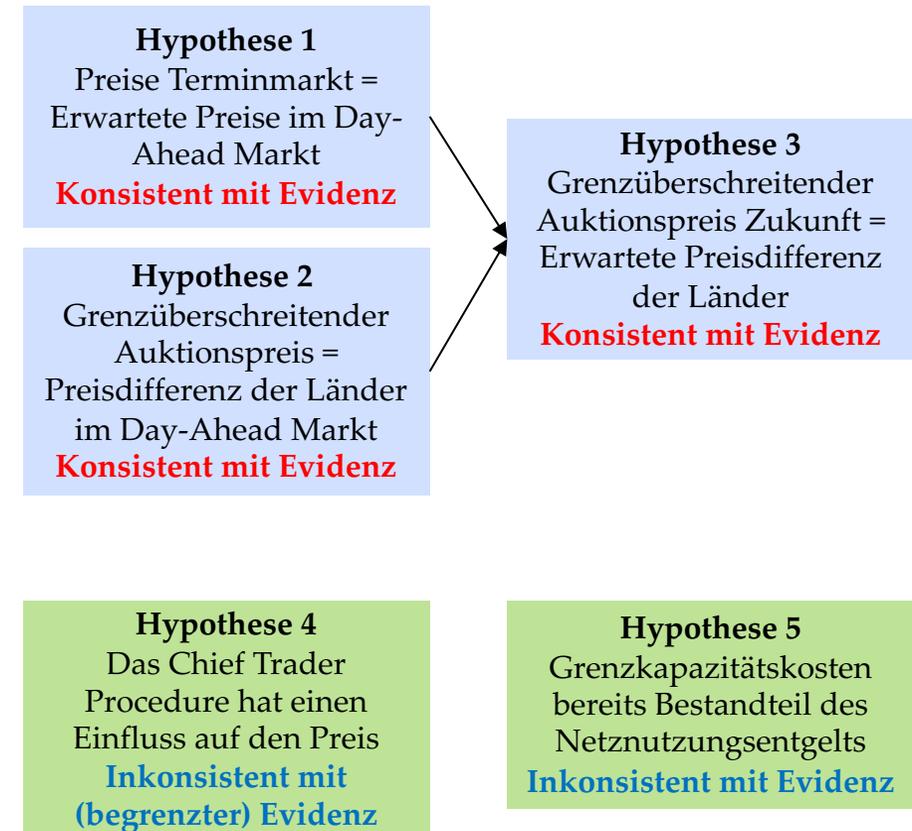
Somit gilt:

- Die **Grenzkapazitätskosten der EVUs** sind zu entrichtende **Beschaffungskosten** für die Grenzkapazität und werden nicht durch Netzentgelte gedeckt.
- Die **Kosten des Engpassmanagements**, also die Grenzkapazitätskosten von Swissgrid, hingegen werden über **Netzentgelte** gedeckt.

Fazit zu den Hypothesen (Einordnung nachfolgend)

Datenanalyse bestätigt skizziertes Marktmodell

1. «Wenn der Terminmarkt die Erwartungen über zukünftige DA-Preise widerspiegelt, dann sollte der Settlement-Preis dem zukünftigen DA Preis entsprechen.»
2. «Wenn die grenzüberschreitenden Auktionen wettbewerblich stattfinden, sollte der ermittelte Preis der Preisdifferenz Schweiz-Deutschland entsprechen.»
3. «Wenn 1. für die Regelzone Schweiz und Deutschland jeweils gilt und 2. ebenfalls gilt, dann folgt, dass die Differenz in den Terminmarktpreisen Schweiz-Deutschland dem Preis der Grenzauktionen entsprechen sollte.»
4. «Wenn Illiquidität und das Chief Trader Procedure Absprachen ermöglichen, sollte der Settlement Preis damit korreliert sein.»
5. «Durch das fehlende Market Coupling sind die Grenzkapazitätskosten bereits Bestandteil des Netznutzungsentgelts und dürfen nicht separat im Energiepreis inkludiert werden.»



3. Einordnung des GGS-Verdachts & mögliche Massnahmen



Einordnung des GGS-Verdachts

Rolle der flexiblen Kraftwerke im bestehenden Marktdesign ist entscheidend

Fazit:

- Die Erwartungen im Day-Ahead Markt werden im Terminmarkt abgebildet.
- «Rente» aus günstigem Import wird mit den Grenzkapazitätsauktionen abgeschöpft und via der Netzentgelte teilweise an die Bevölkerung umverteilt. Das passiert sowohl im Day-Ahead- wie auch im Terminmarkt.
- Chief-Trader Procedure: auf Basis der wenigen verfügbaren Daten finden wir keine Evidenz für preisverzerrende Einflüsse.

Diskussion:

- Stromimporteure können auch bei billigem Strom aus Deutschland keinen Gewinn mit dem Import erzielen, da **Grenzkapazitätskosten der Preisdifferenz entsprechen**.
- Aufgrund unserer Analysen besteht **kein Verdacht auf eine kollusive Verzerrung der Marktpreise** zugunsten der Stromproduzenten.
- Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Höhe der Schweizer Preise sowohl im Day-Ahead- als auch im Terminmarkt gerechtfertigt ist. Der Grund für die am Ausland orientierten Preise ist folgender: **(Pump-)Speicherkraftwerke produzieren Strom nicht zu Gestehungskosten, sondern zu Opportunitätskosten**. Dies führt dazu, dass der Strompreis im Ausland eine Untergrenze für den Schweizer Strompreis darstellt, solange der Stromimport in der Schweiz zumindest phasenweise benötigt wird. Speicherkraftwerke werden immer den Preis aus Phasen mit Stromimport als Referenz für die Berechnung ihrer Opportunitätskosten verwenden.
- Eine **obligatorische Absicherung am Terminmarkt führt zu (im Durchschnitt) höheren Strompreisen**, da die Risikoabwälzung nicht gratis ist.

Mögliche Massnahmen

Angehen der Ursache der Orientierung an Auslandspreisen

In Kürze: Ein wettbewerblicher Markt sollte Anbieter zu Preisen nahe der Gestehungskosten «zwingen». Dem bestehenden Marktdesign gelingt dies jedoch vor allem bei inflexiblen Kraftwerken.

Mögliche (regulatorische) Massnahmen:

- Flexible Kraftwerke müssen anstatt zu Opportunitätskosten zu **regulierten Gestehungskosten** bieten.
 - Nachteil: flexible Produktion reduziert die Volatilität im Markt und ist wichtig für die stetige Angleichung des Angebotes an die fluktuierende Nachfrage. Es gäbe dann keine Anreize mehr, sich optimal an Marktfluktuation auszurichten.
- Die **Zusatzerlöse** oberhalb des Gebotes des höchsten, akzeptierten inflexiblen Kraftwerks abschöpfen.
 - Analog zur auf EU-Ebene während der Energiekrise 2022 diskutierten Abschöpfung von 80% der Zusatzerlöse der inframarginalen Kraftwerke. Allerdings waren dort Wasserspeicher explizit ausgenommen.
 - Vorteil: bei Abschöpfung <100% bleiben Anreize für optimales Steuern des Kraftwerkes erhalten.
 - Nachteil: Marktpreis bleibt unverändert, aufwändig in Umsetzung, unklar wer die abgeschöpften Mittel erhält.
- Ein **Ausbau der Grenzkapazitäten**.
- Ein **Ausbau des Angebots** in der Schweiz, insb. von inflexiblen Kraftwerken mit niedrigen Gestehungskosten (z.B. Wind/PV).
 - Je weniger Stunden im Jahr mit Stromimport gedeckt werden, desto geringer die Opportunitätskosten der Wasserspeicher.
- **Kraftwerksscharfer grenzüberschreitender Stromhandel**.
 - Damit reduzieren sich die Möglichkeiten für Betreiber von Kraftwerksparks strategisch zu agieren.
- **Zuschlag/Preisbildung Grenzkapazitätsauktionen überprüfen**
 - Zu prüfen bspw.: Die jeweils günstigsten Angebote in die Schweiz erhalten den Zuschlag.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Nicolas Eschenbaum

nicolas.eschenbaum@swiss-economics.ch

Swiss Economics, Ottikerstrasse 7, CH-8006 Zürich

www.swiss-economics.ch

