

Die EU-Strompreiskrise : Schuld des Marktdesigns? = La crise des prix et la conception du marché

Autor(en): **Orifici, Davide / Schubotz, Maria**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **113 (2022)**

Heft 9

PDF erstellt am: **27.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-1037141>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.



Die EU-Strompreiskrise - Schuld des Marktdesigns?

Preis-Rallye | Die Strompreise haben sich in Europa während der letzten neun Monate massiv erhöht. Daher gerät das Strommarktdesign zunehmend unter Beschuss. Markteingriffe werden diskutiert (und zum Teil schon umgesetzt). Dieser Artikel geht der Frage nach, ob diese Entwicklung wirklich auf das Marktdesign zurückzuführen ist - und was die Entwicklung für den Sonderfall Schweiz bedeutet.

DAVIDE ORIFICI, MARIA SCHUBOTZ

Seit Herbst 2021 herrscht auf den europäischen Strommärkten ein noch nie da gewesenes Preisniveau mit einem Anstieg der Strompreise um 200 % innerhalb von weniger als einem Jahr. Diese angespannte Marktsituation wurde durch geopolitische Ereignisse, namentlich den Krieg in der Ukraine, der sich auf die Gaslieferungen nach Europa auswirkt, noch weiter verschärft.

Energiepreise sind ein äusserst sensibles politisches Thema. Für vulnerable Endkundengruppen können sie zur Armutsfalle werden, während sie in der Industrie zu höheren Kosten der nachgelagerten Produkte führen und damit die Inflation generell anheizen. Die hohen Energiepreise wirken sich auf die einzelnen Länder Europas aber unterschiedlich aus, was zu Meinungsverschiedenheiten zwischen den

EU-Mitgliedstaaten führte, wie auf die Preiskrise reagiert werden soll.

Während die EU-Kommission und einige Mitgliedstaaten den EU-Energiebinnenmarkt weitgehend verteidigen, geben andere dem Strommarktdesign die Schuld. In letzter Zeit wurden Markteingriffe wie Strompreisobergrenzen als möglicher Ausweg aus der Energiepreiskrise diskutiert - und in einigen Ländern wie Spanien und Por-

tugal bereits umgesetzt. Aber ist das Design des Strommarktes wirklich schuld an der aktuellen Preiskrise auf dem europäischen Strommarkt? Und welche Rolle kommt der Schweiz mit ihrem Sonderstatus zu?

Angebot und Nachfrage sind Grundlagen des Stromsystems

Strom ist keine Ware wie jede andere, denn er hat die Besonderheit, dass er nicht effizient in grossen Mengen und für längere Zeit gespeichert werden kann. Ausserdem muss die Frequenz im Stromnetz jederzeit stabil bleiben: Die Übertragungsnetze müssen in Echtzeit zwischen der Einspeisung des erzeugten Stroms und dem Verbrauch desselben ausgeglichen werden. In der Schweiz fällt diese Aufgabe Swissgrid zu. Das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage ist daher für die Stabilität des Stromsystems von entscheidender Bedeutung.

Dies macht den Kurzfristmarkt zu einem wichtigen Instrument für das Gleichgewicht des Systems: Im Gegensatz zum Terminmarkt, der ein reiner Finanzmarkt ist, löst der Kurzfristmarkt, der auch als Spot-Markt bezeichnet wird, eine physische Lieferung des gehandelten Stroms aus. Der Strom kann über eine Auktion für die Lieferung am nächsten Tag (Day-Ahead) gehandelt werden, und kurzfristige Anpassungen können über den kontinuierlichen Handel für die Lieferung am selben Tag (Intraday) vorgenommen werden. Die Europäische Strombörse Epex Spot betreibt solche Strom-Spot-Märkte in 13 Ländern, darunter auch die Schweiz.

Stromflüsse folgen den Preisen - zum Nutzen aller Europäer

Basierend auf den von Börsenmitgliedern eingegebenen anonymen Geboten für den Kauf oder Verkauf von bestimmten Strommengen ermittelt die Epex Spot den Referenzpreis für Strom für jede Stunde eines jeden Tages. Diese Referenzpreise sind ausschlaggebend für die Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen des gesamten Sektors - welche Anlage wird aktiviert? Welche wird vom Netz genommen? Wer verbraucht wann welche Strommenge? Diese Fragen werden durch den Markt entschieden. Insbesondere die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion sind hier von ent-



Bild 1 Grenzkostenbasierte Preisbildung.

scheidender Bedeutung, da sie die Stromflüsse auf dem gesamten Kontinent massgeblich bestimmen. Dies geschieht durch den Mechanismus der Marktkopplung.

Alle Strombörsen der 27 EU-Länder, die am Single Day-Ahead Coupling beteiligt sind - für die Schweiz ist dies aktuell nicht der Fall - berechnen simultan, durch einen gemeinsamen Algorithmus, die Strompreise für Europa basierend auf Angebot und Nachfrage. Dieser Algorithmus berechnet die Angebots- und Nachfragekurven für jedes Land auf der Grundlage der Order-Bücher und ermittelt den Marktpreis an deren Schnittpunkt. Bei dieser Berechnung berücksichtigt der Algorithmus alle verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen den Ländern und sorgt so für eine optimale Nutzung dieser Verbindungsleitungen. Strom fliesst von einem Gebiet mit niedrigerem Preis in ein Gebiet mit höherem Preis, solange grenzüberschreitende Kapazitäten verfügbar sind. Dieser Mechanismus schafft einen jährlichen Wohlfahrtsgewinn von 34 Mrd. Euro für Europäer[1].

Die Schweiz ist hier ein Sonderfall, da sie nicht über den beschriebenen Marktkopplungsmechanismus mit ihren Nachbarländern verbunden ist. Das bedeutet, dass in der Schweiz täglich eine isolierte lokale Day-Ahead-Auktion stattfindet, eine Stunde vor der gekoppelten europäischen Auktion. Um Strom zu importieren oder zu exportieren, müssen Marktteilnehmer in der Schweiz grenzüberschreitende Kapazitäten an den Grenzkoppelstellen gesondert kaufen, um dann den gehandelten Strom zu transportieren. Dieser sogenannte explizite Stromhandel ist viel weniger effizient als der implizite Handel der europäischen Day-Ahead-Auktion, bei dem Strom und Grenzkapazitäten simultan gehandelt werden.

Merit-Order - zuerst werden die günstigsten Erzeuger abgerufen

Das der Day-Ahead-Auktion zugrunde liegende Prinzip, die sogenannte Merit-Order, welche die Abrufreihenfolge von Anlagen festlegt, wurde jüngst wiederholt für die Strompreiskrise verantwortlich gemacht. Die Preisbildung auf dem Day-Ahead-

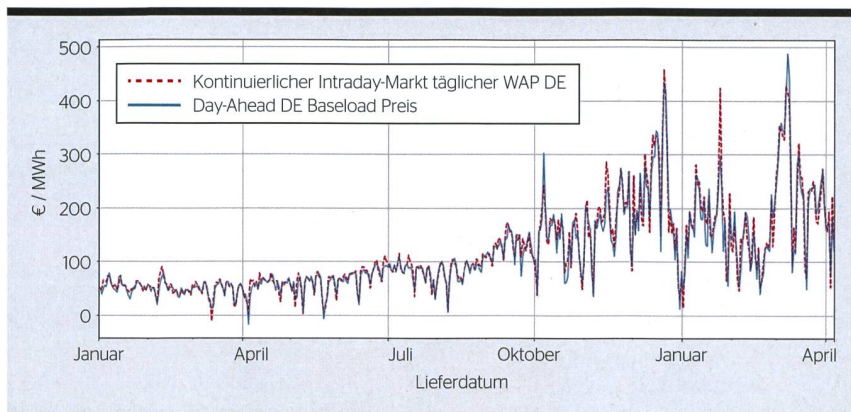


Bild 2 Entwicklung des täglichen Durchschnittspreises im Day-Ahead (Pay-as-clear) und Intraday (Pay-as-bid) in Deutschland.

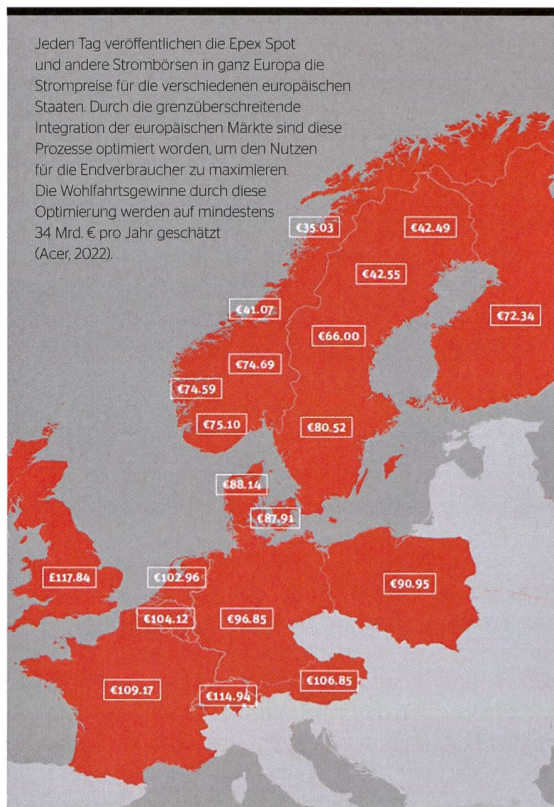


Bild 3 Der jährliche Day-Ahead-Preis in europäischen Staaten im Jahr 2021.

Markt erfolgt grenzkostenbasiert, das heisst die Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten auf den Markt gebracht, angefangen bei den günstigsten (zum Beispiel erneuerbare Energien) bis hin zu den teuersten (Kohle und Gas). Die Grenzkosten geben an, wie viel es einen Erzeuger kostet, eine zusätzliche Megawattstunde Strom zu erzeugen. Nach diesem Prinzip werden zunächst die günstigen Erzeugungseinheiten abgerufen, um die Nachfrage zu decken, und erst wenn diese voll ausgeschöpft sind, werden die teureren Erzeuger aktiviert.

Auch wenn der Schweizer Day-Ahead-Markt nicht an der europäischen Marktkopplung teilnimmt, so folgt er ebenso diesem Preisbildungsmechanismus. Am Ende der Day-Ahead-Auktion wird allen Erzeugern der gleiche Preis gezahlt. So ermöglicht das Merit-Order-Prinzip allen Erzeugern, ihre Kosten jederzeit zu decken und gleichzeitig die Versorgung sicherzustellen. Darüber hinaus wird die Nachfrage zum tiefstmöglichen Preis gedeckt, denn man beginnt die Nachfrage wie dargestellt zu den günstigsten Erzeugungspreisen zu

decken und geht dann schrittweise vor. Wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht und die Nachfrage hoch ist, werden in der Schweiz vor allem die Gasanlagen den Preis bestimmen. Genau das ist in den letzten Monaten geschehen.

Scheinbar simple Lösungen bergen Risiken

Die Strompreise der letzten Monate spiegeln die Angebots- und Nachfragebedingungen in Europa wider. Daran ist nicht das Marktdesign schuld, es macht die Situation lediglich transparent. Es handelt sich eben nicht um eine Marktkrise, und auch die Strompreisfindung ist nicht verfehlt. Vielmehr liegt eine wesentlich aus politischen Gründen entstandene Versorgungskrise mit konventionellen Energieträgern vor. Und die dort entstandenen hohen Preise werden durch den Strommarkt korrekt verarbeitet und weitergegeben.

Dennoch mehren sich unter dem Druck, die Energiepreiskrise in den Griff zu bekommen, die Rufe nach Eingriffen in den Preisbildungsmechanismus. Das mag wie eine schnelle Lösung aussehen, hat aber gefährliche Folgen. Das zeigt die folgende genauere Betrachtung von derzeit ventilierten Ideen.

Eine nationale Preisobergrenze würde den Marktpreis in einem Land künstlich begrenzen. Da diese Preise aber die Import- und Exportströme bestimmen, könnte ein Land, das sich auf eine Preisobergrenze verlässt, mehr exportieren, obwohl der Strom bereits knapp ist, und damit gleichzeitig die nationale und europäische Versorgungssicherheit gefährden. Nicht zuletzt deshalb sieht auch die Europäische Kommission eine nationale Lösung in jenen EU-Ländern als geboten oder zulässig an, die nur unzureichend über grenzüberschreitende Kapazitäten an den gemeinsamen europäischen Markt angebunden sind, wie eben Spanien und Portugal.

Ein weiterer Punkt, der ins Zentrum der Debatte gerückt ist, ist die grenzkostenbasierte Preisbildung. Hierbei wird vor allem kritisiert, dass der teuerste Erzeuger – also aktuell Gas – den Preis setzt. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass die Nachfrage immer zum tiefstmöglichen Preis gedeckt wird und dass günstige Erneuerbare

erbare vorrangig aktiviert werden. Weder Politik noch Forschung konnten bisher einen alternativen und effizienteren Preisbildungsmechanismus für den Stromsektor vorlegen.

Der wohl technischste Aspekt der Debatte besteht im Vorschlag eines Paradigmenwechsels vom sogenannten Pay-as-clear zu Pay-as-bid. Pay-as-clear bezeichnet das Modell, auf welchem die Day-Ahead-Auktion basiert: Alle ausgeführten Transaktionen finden zum singulären Markträumungspreis (market clearing price) statt. Ein alternatives Modell ist Pay-as-bid, welches beispielsweise im Intraday-Markt angewendet wird: Marktteilnehmer bieten zu einem für sie akzeptablen Preis. Sobald sich zwei Gebote entsprechen, werden diese ausgeführt.

Es gibt theoretisch so viele Preise pro Handelssession, wie es Transaktionen gibt. Vergleicht man nun die Preiskurven von Day-Ahead und Intraday für beispielsweise Deutschland, so lässt sich aber feststellen, dass ein Wechsel weg von Pay-as-clear nicht zu niedrigeren Preisen führt (**Bild 2**). Warum? Die Begründung liegt darin, dass ein Wechsel des Preisbildungsverfahrens auch zu einer Veränderung des Gebotsverhaltens führt. Während das Pay-as-clear-Verfahren für eine Anlage mit niedrigen Grenzkosten zum Markträumungsgebot führt, wäre der Preis im Pay-as-bid-Verfahren vom konkreten Gebot abhängig. Der Anlagenbetreiber wird aber weiterhin bestrebt bleiben, den besten Preis zu erzielen. Er wird also versuchen, Angebots- und Nachfragevolumen abzuschätzen, die Zahlungsbereitschaft vorherzusagen und tendenziell mit höheren Geboten in den Markt gehen. Auch die letztliche Aktivierung von Produktionskapazitäten basiert nicht mehr auf ökonomischer Effizienz, sondern auf der Fähigkeit der Marktteilnehmer, den Marktpreis zu antizipieren. Die Fehleranfälligkeit dieser Vorhersagen und die grundsätzliche Tendenz, mit höheren Preisen in den Markt zu gehen, können damit zu einer weniger effizienten Preisfindung führen.

Eine Mischung der skizzierten, idealtypischen Massnahmen wird nun in Spanien und Portugal umgesetzt. Hier soll der Gaspreis, der für die Gebote von kalorischen Kraftwerken (also auch Kohle) im Strommarkt veran-

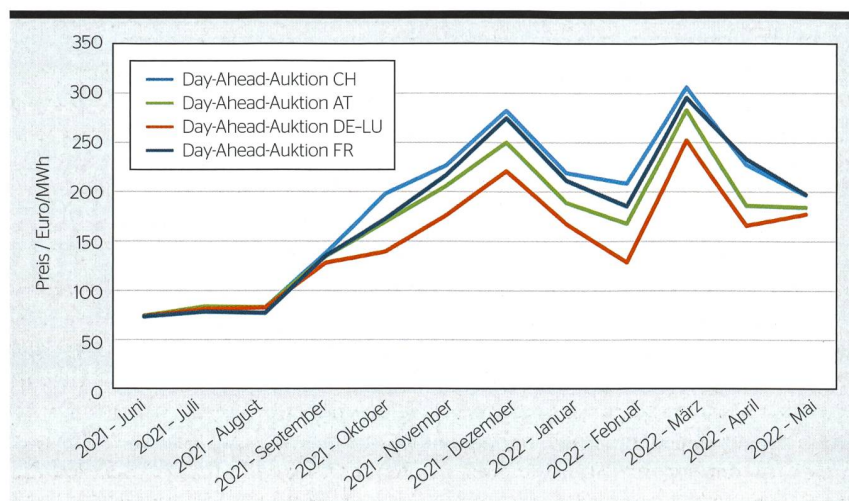


Bild 4 Entwicklung der Day-Ahead-Auktionspreise in der Schweiz, in Österreich, Frankreich und Deutschland-Luxemburg.

schlägt wird, begrenzt werden. Das führt dazu, dass Kohle- und Gasanlagenbetreiber zu günstigeren Preisen zu bieten verpflichtet sind. Das soll den Strompreis auf zirka 130 Euro pro MWh reduzieren.

Die Betreiber dieser Anlagen bekommen aber eine zusätzliche Entlohnung, die den Fehlbetrag zur Kostendeckung einer kalorischen Anlage mit durchschnittlicher Effizienz ausgleichen soll. Diese Kosten sind ebenfalls von den Konsumenten zu tragen. Auch die Erlöse und Engpassrenten aus der Bewirtschaftung der Grenzkapazitäten sollen herangezogen werden. Damit werden also effektiv zwei Preise eingeführt: ein technologieunabhängiger zu etwa 130 Euro und ein anderer, höherer für kalorische Kraftwerke, der aus der Summe der beiden erwähnten Komponenten besteht.

Auch das mindert die durchschnittlichen Preise – aber zu welchen Kosten? Erstens handelt es sich hier um nichts anderes als ein Förderregime für kalorische Kraftwerke mit entsprechendem CO₂-Fussabdruck, während die Erlöse für erneuerbare Energieträger reduziert werden. Zweitens führt dieses Modell zu zusätzlicher Produktion aus kalorischen Energieträgern, womit nicht nur die Abhängigkeit von Gas und Kohle erhöht, sondern auch deren Preise noch zusätzlich angehoben wird! Drittens greift man damit in den gesamteuropäischen Wettbewerb ein und bevorzugt inländische Erzeuger mit hohem CO₂-Ausstoss. Viertens wird das für den Ausbau der Grenzkapa-

zitäten reservierte Geld aus der Engpassrente umgewidmet und nicht nachhaltig verbraucht. Fünftens wird die Bedeutung des Preissignals, das eigentlich Energieeffizienz-Massnahmen, Energieeinsparungen und Umrüstungen auf nachhaltige Energieträger anreizen sollte, gemindert. Sechstens bleiben andere Nutzungen von Gas (beispielsweise industrielle Nutzung und Heizen) unberücksichtigt, obwohl sie unter den durch die Massnahme weiter hochgeschraubten Preisen zusätzlich leiden werden. Eine Ausdehnung der Pläne in Spanien und Portugal auf ganz Europa zöge somit eine ganze Reihe von negativen und unerwünschten Folgen nach sich, die das (verständliche) Interesse an niedrigeren Strompreisen nicht rechtfertigen.

Da alle Stromerzeuger auf dem Strommarkt den gleichen Preis erhalten, argumentieren andere schliesslich, dass billige Erzeugungseinheiten derzeit «übermässige» Gewinne erzielen und dass diese Gewinne durch Steuern umverteilt werden sollten. Die Definition von «übermässigen Gewinnen» muss dabei aber mit Vorsicht gehandhabt werden, da diese nicht unweigerlich der Realität entsprechen. Ein Markträumungspreis über den Grenzkosten sagt nämlich noch nichts über die (Über-)Deckung der Gesamtkosten aus. Tatsächlich müssen auch die Fixkosten zur Deckung der Anfangsinvestitionen – die bei dekarbonisierten Erzeugungstechnologien in der Regel hoch sind – wieder hereingeholt

werden. Steuerliche Massnahmen sollen Anreize schaffen für Investitionen in erneuerbare Energien und Flexibilität, und nicht das Gegenteil.

Daher sind solche Massnahmen mit Bedacht einzusetzen, um die Energiewende nicht zu gefährden. Die (vermeintlich) höchsten Profite in der aktuellen Situation fallen nämlich bei den Erneuerbaren an. Diverse Umverteilungsmassnahmen können wirksam sein, um die Verbraucher zu schützen, wenn sie ex-post angewandt werden und keine Marktverzerrungen verursachen – wie etwa gezielte Pauschalzahlungen. In der sogenannten EU-Toolbox, die die Kommission den Mitgliedstaaten Ende 2021 vorgeschlagen hat, sind mehrere solche Massnahmen aufgeführt.

Marktkopplung ist eine Stärke, keine Schwäche

Die europäische Marktkopplung optimiert die Nutzung der Interkonnektoren, hilft Preisspitzen – positive oder negative – abzudämpfen und erhöht die

Versorgungssicherheit. Nicht zuletzt führt Sie auch zu Preiskonvergenz zwischen den Marktgebieten, sofern genügend Grenzkapazitäten zur Verfügung stehen. Im Kontext der Energiepreiskrise hat auch dies zu vermehrter Kritik geführt, da Politiker einiger Mitgliedsstaaten, beispielsweise Frankreich, behaupteten, sie würden die Preisspitzen ihrer Nachbarn «mitbezahlen». Abgesehen davon, dass beispielsweise Frankreich vor allem im Winter auf die Importe durch Marktkopplung angewiesen ist, um seinen Stromverbrauch zu decken, trifft diese Behauptung auch im Hinblick auf die Preisentwicklung in nicht gekoppelten Ländern wie der Schweiz nicht zu.

Die Preiskurve der gekoppelten Epex-Day-Ahead-Märkte von Deutschland, Frankreich und Österreich im Vergleich mit dem Swissix des Schweizer Day-Ahead-Marktes (Bild 4) macht deutlich, dass, gerade bei einer angespannten Marktlage, die Strommarktkopplung eine Stärke ist, und nicht eine Schwäche.

Was die Strompreise heute besagen, ist, dass die Schweizer und Europäer nicht mehr auf fossile Brennstoffe bauen sollten, um ihren Strombedarf zu decken. Es ist das stärkste Signal für Investitionen in saubere Technologien und Flexibilität im ganzen letzten Jahrzehnt. Anstatt diese Aufforderung zu einer raschen Energiewende durch vorilige Eingriffe in das Strommarktde-sign zu unterdrücken, sollten Politiker, Industrie und Bürger alle ihre Anstrengungen auf die Dekarbonisierung des Energiesektors richten. Davon profitieren am Ende alle, sowohl die Schweiz als auch Europa.

Referenz

[1] «Acer's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design», Acer, April 2022.

Autoren

Daide Orifici ist Head of Swiss Office, Epex Spot Schweiz AG.
→ Epex Spot Schweiz AG, 3007 Bern
→ d.orifici@epexspot.com

Maria Schubotz ist Head External Communications bei Epex Spot SE.
→ Epex Spot SE, F-75002 Paris
→ m.schubotz@epexspot.com

PQLP- Box das effiziente Messgerät für Lastganganalysen im Dreiphasigen Versorgungsnetz

E-Tec Systems



- AC Messsystem für 6 oder 9 Dreiphasige Abgänge.
- Lastanalyse mit bis zu 36 Rogowski-Stromzangen.
- Messung von Strom, Spannung und Leistung über mehrere Wochen möglich.
- Das Messgerät erstellt Lastprofile mit Grenzwertanzeige.

E-Tec Systems AG • CH-5610 Wohlen
Telefon +41 56 619 51 80
info@etec-systems.ch • www.etec-systems.ch





La crise des prix et la conception du marché

Rallye des prix | En Europe, les prix de l'électricité ont fortement augmenté au cours des neuf derniers mois. C'est pourquoi la conception du marché de l'électricité se retrouve de plus en plus sous les feux de la critique. Le présent article pose la question de savoir si cette évolution est vraiment à mettre sur le compte de la conception du marché – et ce qu'elle signifie pour le cas particulier de la Suisse.

DAVIDE ORIFICI, MARIA SCHUBOTZ

Depuis l'automne 2021, les prix de l'électricité atteignent un niveau sans précédent sur les marchés européens, avec une hausse de 200% en l'espace de moins d'un an. Cette situation tendue s'est encore aggravée en raison d'événements géopolitiques, à savoir la guerre en Ukraine, laquelle a un impact sur les flux de gaz vers l'Europe.

Les prix de l'énergie: voilà un sujet politique hautement sensible. Pour le client final vulnérable, ils peuvent devenir des trappes de pauvreté, tandis que

dans l'industrie, ils entraînent des coûts plus élevés des produits en aval et renforcent par conséquent l'inflation de manière générale. Les prix élevés de l'énergie affectent toutefois différemment chacun des pays d'Europe, ce qui a généré des désaccords entre les États membres de l'UE sur la manière dont il faudrait réagir à cette crise liée aux prix.

Alors que la Commission européenne et certains États membres défendent largement le marché intérieur européen de l'énergie, d'autres imputent la faute

à la conception du marché de l'électricité. Ces derniers temps, on a discuté de moyens possibles pour sortir de la crise des prix de l'énergie, sous la forme d'interventions sur le marché telles que le plafonnement des prix de l'électricité. Ces mesures ont déjà été mises en œuvre dans certains pays comme l'Espagne et le Portugal. Mais la conception du marché est-elle réellement responsable de la crise actuelle des prix sur le marché européen de l'électricité? Et quel est le rôle qui revient à la Suisse, avec son statut particulier?

L'offre et la demande : les bases du système électrique

L'électricité n'est pas une marchandise comme les autres : elle présente en effet la particularité de ne pas pouvoir être stockée efficacement en grandes quantités et pour une longue période. Par ailleurs, la fréquence dans le réseau électrique doit toujours rester stable : les réseaux de transport doivent être équilibrés en temps réel entre l'apport d'électricité produite et la consommation de cette dernière. En Suisse, cette tâche revient à Swissgrid. L'équilibre entre l'offre et la demande est donc essentiel à la stabilité du système électrique.

Cela fait du marché à court terme un outil essentiel pour équilibrer le système : contrairement au marché à terme, qui est un marché purement financier, le marché à court terme, aussi appelé marché de l'électricité au comptant ou marché spot, déclenche une livraison physique de l'électricité négociée. Le courant électrique peut être négocié par le biais d'une vente aux enchères pour une livraison le lendemain (day-ahead), et des ajustements de dernière minute peuvent être apportés par le biais d'une négociation continue pour une livraison le même jour (intraday). La bourse européenne de l'électricité Epex Spot gère des marchés spot de l'électricité dans 13 pays, dont la Suisse.

Les flux d'électricité suivent les prix - au profit de tous

En se basant sur les offres déposées anonymement par les membres de la bourse pour l'achat et la vente de quantités d'électricité définies, Epex Spot établit le prix de référence pour l'électricité pour chaque heure de chaque jour. Ces prix de référence sont déterminants pour les décisions de production et de consommation de l'ensemble du secteur : quelle installation est activée ? Quelle installation est retirée du réseau ? Qui consomme quand, et quelle quantité d'électricité ? Ces questions sont décidées par le marché. Les résultats de la vente aux enchères day-ahead sont particulièrement cruciaux ici, car ils sont essentiels pour déterminer les flux de courant électrique sur tout le continent. Cela se fait via le mécanisme appelé « couplage des marchés ».

Les bourses de l'électricité des 27 pays de l'UE qui participent au

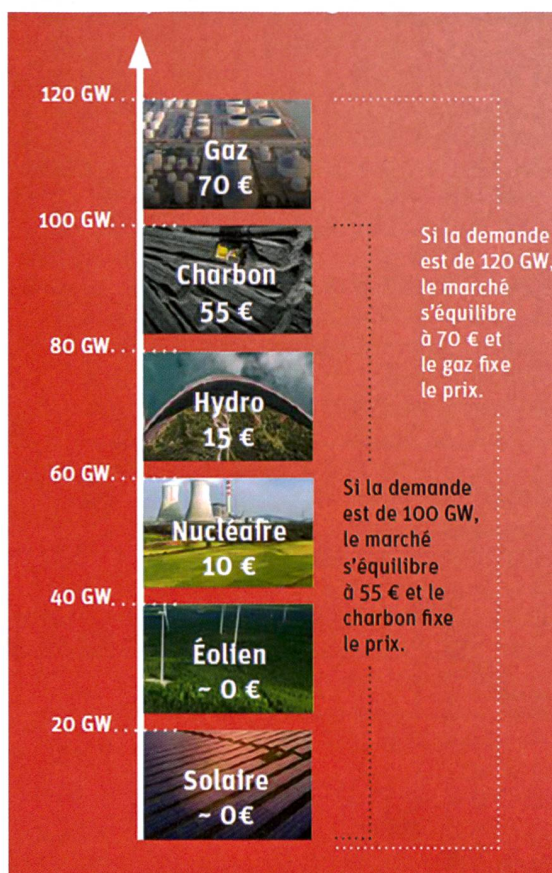


Figure 1 Formation des prix basée sur les coûts marginaux.

couplage unique journalier (single day-ahead coupling) – ce qui n'est pas le cas actuellement pour la Suisse – calculent toutes simultanément – par un algorithme commun – les prix de l'électricité pour l'Europe en se basant sur l'offre et la demande. Cet algorithme calcule les courbes d'offre et de demande pour chaque pays sur la base des carnets d'ordres et détermine le prix du marché à leur point d'intersection. Dans ce calcul, l'algorithme tient compte de toutes les capacités transfrontalières disponibles entre les pays, veillant ainsi à une utilisation optimale de ces interconnexions. L'électricité circule d'une zone où le prix est plus bas vers une zone où le prix est plus élevé tant que des capacités transfrontalières sont disponibles. Ce mécanisme crée un gain de prospérité annuel de 34 milliards d'euros pour les Européens [1].

La Suisse est un cas particulier, car elle n'est pas reliée à ses voisins par le mécanisme de couplage des marchés décrit ci-dessus. Cela signifie que chaque jour, en Suisse, a lieu une vente aux enchères day-ahead locale isolée, une heure avant la vente aux enchères

européenne couplée. Pour importer ou exporter du courant, les participants au marché en Suisse doivent acheter séparément des capacités transfrontalières aux interconnexions afin de transporter ensuite le courant négocié. Ce « négoce explicite » est beaucoup moins efficace que le négoce implicite de la vente aux enchères day-ahead européenne, lors de laquelle l'électricité et les capacités transfrontalières sont négociées simultanément.

Merit order : d'abord appel aux producteurs les moins chers

Dernièrement, le principe qui sous-tend la vente aux enchères day-ahead, appelé merit order ou « ordre de mérite », qui détermine l'ordre dans lequel on fait appel aux centrales, a plusieurs fois été tenu pour responsable de la crise liée aux prix de l'électricité. La formation des prix sur le marché day-ahead se fait sur la base des coûts marginaux, c'est-à-dire que les centrales sont mises sur le marché dans l'ordre de leurs coûts marginaux, en commençant par les moins chers (par exemple les énergies renouvelables) pour aller vers les plus chers (charbon et gaz). Les

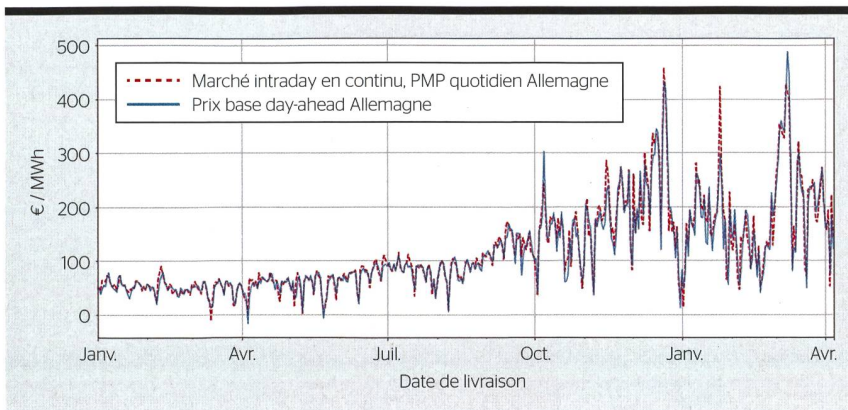


Figure 2 Évolution du prix quotidien moyen en day-ahead (pay-as-clear) et en intraday (pay-as-bid) en Allemagne.

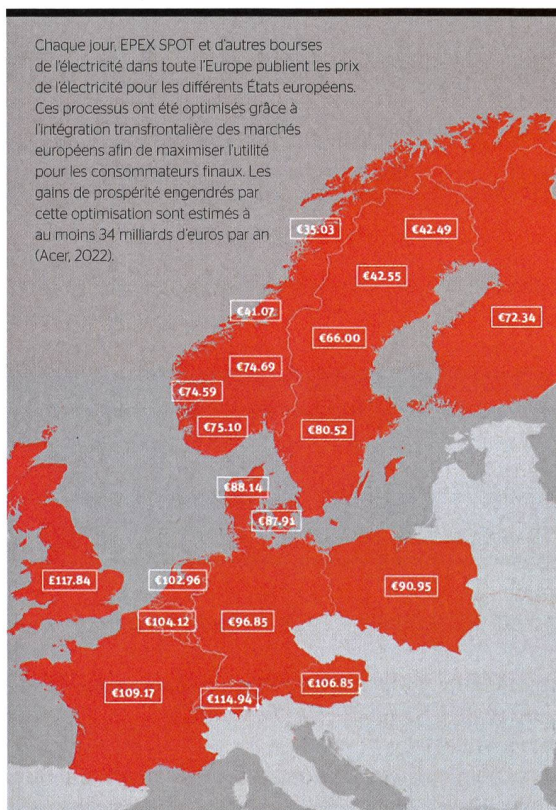


Figure 3 Le prix day-ahead annuel dans certains États européens en 2021.

coûts marginaux indiquent combien il en coûte à un producteur pour générer un mégawattheure d'électricité supplémentaire. Selon ce principe, les unités de production les moins chères sont activées en premier pour répondre à la demande, et ce n'est que lorsqu'elles sont pleinement exploitées que les unités plus chères sont sollicitées.

Même si le marché day-ahead suisse ne participe pas au couplage européen des marchés, il suit lui aussi ce mécanisme de formation des prix. À la fin de la vente aux enchères day-ahead, tous les producteurs se voient verser le

même prix. Ainsi, le principe du merit order permet à tous les producteurs de couvrir leurs coûts à tout moment tout en garantissant l'approvisionnement. En outre, la demande est satisfaite au prix le plus bas possible, car on commence à couvrir la demande comme représenté, aux prix de l'énergie les plus bas, puis on procède par étape. Si la production d'énergie renouvelable est insuffisante et que la demande est élevée, en Suisse, ce sont surtout les unités de gaz qui fixeront le prix. C'est ce qui s'est passé au cours des derniers mois.

Des solutions apparemment simples qui recèlent des risques

Ces derniers mois, les prix de l'électricité ont reflété les conditions de l'offre et de la demande en Europe. La conception du marché n'y est pour rien, elle ne fait que rendre la situation transparente. Car il ne s'agit justement pas d'une crise du marché, et la formation des prix de l'électricité n'est pas non plus erronée. Il s'agit plutôt d'une crise de l'approvisionnement en agents énergétiques conventionnels, née principalement pour des raisons politiques. Et les prix élevés qui en ont résulté sont traités correctement et transmis par le marché de l'électricité.

Pourtant, dans un contexte de pression pour endiguer la crise des prix de l'énergie, les appels à intervenir contre le mécanisme de formation des prix se multiplient. S'ils peuvent sembler constituer une solution rapide, ils ont des conséquences dangereuses. C'est ce que montre une considération plus précise des idées actuellement envisagées, que voici :

Un plafonnement national des prix limiterait artificiellement le prix du marché dans un pays donné. Mais puisque ces prix déterminent les flux d'importation et d'exportation, un pays qui s'appuie sur un plafonnement des prix pourrait exporter davantage, même si l'électricité est déjà rare, compromettant ainsi la sécurité de l'approvisionnement nationale et européenne. C'est une des principales raisons qui font que la Commission européenne considère une solution nationale comme impérative ou autorisée dans les pays de l'UE qui ne sont pas suffisamment rattachés au marché commun européen via des capacités transfrontalières, tels que l'Espagne et le Portugal justement.

Autre élément qui se retrouve maintenant au centre des discussions: la formation des prix basée sur les coûts marginaux. À ce sujet, la critique porte surtout sur le fait que le producteur le plus cher – c'est-à-dire, actuellement, le gaz – détermine le prix. A contrario, cela signifie toutefois aussi que la demande est toujours couverte au prix le plus bas possible et que des énergies renouvelables avantageuses sont activées en priorité. Ni la politique ni la recherche n'ont jusqu'à présent pu proposer un mécanisme de formation des prix alternatif et plus efficace pour le secteur électrique.

L'aspect sans conteste le plus technique du débat réside dans la proposition d'un changement de paradigme: passer du pay-as-clear au pay-as-bid. On entend par pay-as-clear le modèle sur lequel se fonde la vente aux enchères day-ahead: toutes les transactions effectuées ont lieu au prix unique de liquidation du marché (market clearing price). Le modèle pay-as-bid est une alternative qui est par exemple utilisée sur le marché intraday: les participants au marché font une offre à un prix acceptable pour eux. Dès que deux offres correspondent, elles sont exécutées.

En théorie, il y a autant de prix par session de négoce qu'il y a de transactions. Mais si l'on compare les courbes de prix day-ahead et intraday pour, par exemple, l'Allemagne, on constate que l'abandon du pay-as-clear ne mène pas forcément à des prix plus bas (figure 2). Pourquoi? Cela s'explique par le fait qu'un changement de procédure de formation des prix entraîne aussi une modification du comportement d'offre. Alors que la procédure pay-as-clear entraîne, pour une installation avec des coûts marginaux bas, une offre de liquidation du marché, dans la procédure pay-as-bid, le prix serait dépendant de l'offre concrète. L'exploitant d'installation continuera toutefois de s'employer à obtenir le meilleur prix. Il essaiera donc d'évaluer le volume de l'offre et de la demande et de prédire la disposition à payer, et aura tendance à se positionner sur le marché avec des offres plus élevées. L'activation finale de capacités de production ne se base plus, elle non plus, sur l'efficacité économique, mais sur la capacité des participants au marché à anticiper le prix du marché. La marge d'erreur de ces prédictions et la tendance de fond à se positionner sur le marché avec des prix plus élevés peuvent ainsi mener à une formation moins efficace du prix.

Un mélange des types de mesures esquissés est actuellement mis en œuvre en Espagne et au Portugal. Le prix du gaz qui est appliqué sur le marché de l'électricité pour les offres de centrales calorifiques (donc aussi le charbon) doit alors être limité. Cela a pour conséquence que les exploitants de centrales à charbon et à gaz sont obligés de faire des offres à des prix plus bas. Cela doit ramener le prix de l'électricité à environ 130 euros par MWh.

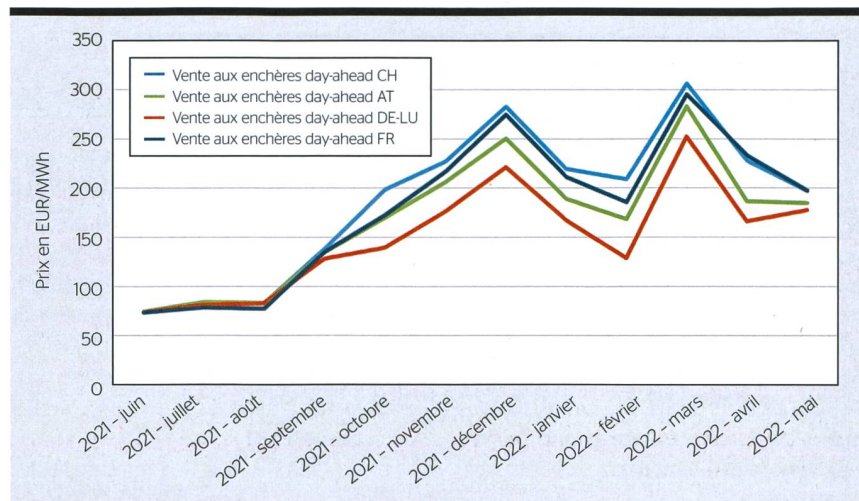


Figure 4 Évolution des prix résultant des mises aux enchères day-ahead en Suisse, en Autriche, en France et en Allemagne-Luxembourg.

Cependant, les exploitants de ces installations reçoivent une rétribution supplémentaire, censée compenser le déficit pour couvrir les coûts d'une installation calorifique avec une efficacité moyenne. Ces coûts doivent également être supportés par les consommateurs et consommatrices, et il est prévu de puiser dans les revenus et les rentes de congestion issus de l'exploitation des capacités transfrontalières. Deux prix sont alors effectivement introduits: l'un, indépendant de la technologie, à environ 130 euros, et l'autre, plus élevé pour les centrales calorifiques, formé à partir de la somme des deux composantes citées.

Cela aussi fait baisser les prix moyens – mais à quels coûts? Premièrement, il s'agit ici tout simplement d'un régime d'encouragement des centrales calorifiques avec l'empreinte carbone qui les accompagne, tandis que les revenus pour les agents énergétiques renouvelables se voient diminués. Deuxièmement, ce modèle entraîne une production supplémentaire issue d'agents énergétiques calorifiques, ce qui fait non seulement augmenter la dépendance envers le gaz et le charbon, mais relève aussi encore davantage leurs prix! Troisièmement, on intervient ainsi dans la concurrence à l'échelle de toute l'Europe et on privilégie les producteurs nationaux aux fortes émissions de CO₂. Quatrièmement, l'argent provenant de la rente de congestion, destiné au développement des capacités transfrontalières, est réaffecté, et non consommé de manière durable.

Cinquièmement, l'importance du signal de prix, qui devrait en fait inciter à prendre des mesures d'efficacité énergétique, à faire des économies d'énergie et à passer à des agents énergétiques durables, est minimisée. Sixièmement, d'autres utilisations de gaz (par exemple l'utilisation industrielle et le chauffage) ne sont pas prises en considération, alors qu'elles vont souffrir d'autant plus des prix encore tirés vers le haut par cette mesure. Une extension des plans appliqués en Espagne et au Portugal à toute l'Europe aurait ainsi toute une série de conséquences négatives et non souhaitées, qui ne justifient pas l'intérêt (compréhensible) envers des prix de l'électricité bas.

Étant donné que tous les producteurs d'électricité sont payés le même prix sur le marché de l'électricité, d'autres affirment que les unités de production bon marché réalisent actuellement des bénéfices « excessifs » et que ces bénéfices devraient être redistribués par le biais d'impôts. La définition des « bénéfices excessifs » doit néanmoins être maniée avec prudence, car elle ne reflète pas forcément la réalité. Un prix de liquidation du marché supérieur aux coûts marginaux ne donne aucun renseignement sur la (sur)couverture des coûts globaux. Les coûts fixes doivent en fait être récupérés pour couvrir l'investissement initial – généralement élevé pour les technologies de production décarbonées. Les mesures fiscales doivent créer des incitations à investir dans les énergies renouvelables et la flexibilité, et non l'inverse.

De telles mesures sont donc à mettre en œuvre avec circonspection afin de ne pas mettre en péril la transition énergétique. Dans la situation actuelle, c'est en effet pour les énergies renouvelables que se font les profits (présumés) les plus élevés. Diverses mesures de redistribution peuvent s'avérer efficaces pour protéger les consommateurs, lorsqu'elles sont appliquées a posteriori et qu'elles n'entraînent pas de distorsion sur le marché. C'est par exemple le cas des paiements forfaitaires ciblés. La « boîte à outils de l'UE », proposée par la Commission aux États membres fin 2021, énumère plusieurs de ces mesures.

Le couplage des marchés est une force, pas une faiblesse

Le couplage de marchés européens optimise l'utilisation des interconnecteurs, aide à atténuer les pics de prix – positifs ou négatifs – et améliore la sécurité d'approvisionnement. Sans compter qu'il génère aussi une convergence des prix entre les zones de marché, si suffisamment de capacités transfrontalières sont disponibles. Dans le

contexte de la crise des prix de l'énergie, cela a aussi suscité de plus en plus de critiques, car les politiciens de certains États membres, par exemple la France, ont affirmé que cela les mènerait à « co-financer » les pics de prix de leurs voisins. Même en laissant de côté le fait que la France, par exemple, est tributaire des importations via le couplage des marchés, surtout en hiver, afin de couvrir sa consommation d'électricité, cette allégation n'est pas juste non plus si l'on considère l'évolution des prix dans les pays non couplés tels que la Suisse.

La courbe de prix des marchés day-ahead Epex couplés d'Allemagne, de France et d'Autriche, comparée au Swissix du marché day-ahead suisse (figure 4), montre nettement que, précisément dans une situation de marché tendue, le couplage des marchés de l'électricité constitue une force et non une faiblesse.

Ce que nous disent aujourd'hui les prix de l'électricité, c'est que les Suisses et les Européens ne devraient plus compter sur les combustibles fossiles

pour couvrir leurs besoins en électricité. Il s'agit du signal le plus fort de toute la dernière décennie en faveur d'investissements dans des technologies propres et dans la flexibilité. Au lieu d'étouffer cette invitation à réaliser une transition énergétique rapide par des interventions précipitées dans la conception du marché de l'électricité, la politique, l'industrie et les citoyennes et citoyens devraient concentrer tous leurs efforts sur la décarbonisation du secteur énergétique. En fin de compte, tout le monde en profitera, tant la Suisse que l'Europe.

Référence

[1] « Acer's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design », Acer, avril 2022.

Auteurs

Davide Orifici est Head of Swiss Office, Epex Spot Schweiz AG.

→ Epex Spot Schweiz AG, 3007 Bern
→ d.orifici@epexspot.com

Maria Schubotz est Head External Communications, Epex Spot SE.

→ Epex Spot SE, F-75002 Paris
→ m.schubotz@epexspot.com

NeoVac



Wir machen Immobilien fit
für die Mobilität der Zukunft.

Mit NeoVac ganz einfach zur eigenen Ladeinfrastruktur: Für Verwaltungen und Gebäudebesitzer:innen bieten wir intelligente, beliebig skalierbare Lösungen sowie sämtliche Leistungen aus einer Hand – von der Beratung über die Planung und Umsetzung bis zum Betrieb und zur Abrechnung.

Achtung. Fertig.

Go!

E-Mobilität einfacher machen – mit dem Mietmodell für Nutzer:innen Ihrer Liegenschaft.

Making energy smarter

neovac.ch/e-mobility