



Wie funktioniert der Strommarkt der Zukunft?

Keynote Dr. Urs Meister, Geschäftsführer EICom - ETH Energy Week, Zürich, 5.11.2024

Es gilt das gesprochene Wort

1 Einleitung

Wie funktioniert der Strommarkt der Zukunft?

Das gute an einem solch weit gefassten Titel ist, dass sich darunter viele Themen verpacken lassen. Umgekehrt weckt er natürlich Erwartungen.

Vorab sollte ich Sie darauf hinweisen, dass ich als Regulator einige Gedanken als Input geben kann, etwa was die Gestaltung effizienter Rahmenbedingungen anbelangt.

Wie aber der Markt der Zukunft aussehen wird, das werden vermutlich Sie mehr beeinflussen. Entscheidend sind nämlich:

- Technologien,
- Innovationen,
- und die Marktakteure, welche diese Technologien einsetzen und daraus Geschäftsmodelle machen.

Die Rahmenbedingungen, sind zwar wichtig, hinken aber nicht selten hinter diesen Entwicklungen her.

2 Blick zurück

Bevor ich etwas zur Zukunft des Strommarktes sage, ist ein Blick zurück sinnvoll.

- Denn es finden sich interessante Parallelen zwischen heutigen Herausforderungen und jenen in einer fernen Vergangenheit.
- Bemerkenswert ist etwa die Tatsache, dass Elektrizität am Ende des 19. Jahrhunderts im Wesentlichen unreguliert und von hoher Unsicherheit geprägt war.

- Unsicher deshalb, weil es für Investoren alles andere als klar war, dass sich diese Energieform nachhaltig durchsetzen würde.

Nicht nur wegen den technischen Herausforderungen, sondern auch wegen den Investitionsrisiken etablierte sich ein Markt mit vor allem dezentralen Strukturen:

- Kraftwerke gehörten oft direkt den grossen Verbrauchern, oder
- die Kraftwerksbetreiber schlossen längerfristige Verträge mit Stromabnehmern – quasi Vorläufer heutiger PPAs.

In der Schweiz waren es häufig kleine Wasserkraftwerke, deren Strom direkt durch Industriebetriebe oder Hotels abgenommen wurde.

- 1914 gab es 6714 Wasserkraftwerke
- Nur grade 14 davon mit einer Leistung von über 10 MW
- Insgesamt gab es rund 4 mal mehr Wasserkraftwerke als heute ([Link](#)).

Aber auch das Umgekehrte gab es: Grosskraftwerke, die Skaleneffekte nutzbar machten und Strom international vermarkteten.

1907 ging im bündnerischen Brusio das damals leistungsstärkste Wasserkraftwerk in ganz Europa ans Netz.

- Das Kraftwerk wurde in einer frühen Phase ausschliesslich für den Export nach Italien genutzt.
- Vor allem für die Textilindustrie im Grossraum Mailand.
- Und zwar mittels langfristiger Abnahmeverträge.
- Diese aber wurden durch den ersten Weltkrieg jäh unterbrochen.

3 Bezug zu Heute

Die Ausführungen illustrieren spannende Parallelen aber auch Unterschiede zur aktuellen Situation.

Zuerst zu den Parallelen:

- Erstens ein dynamisches Wachstum der Produktion aus dezentraler erneuerbarer Energie.
- Zweitens das Nebeneinander von lokalen und internationalen Marktstrukturen.
- Und drittens die Unsicherheit, mit denen Investoren vor allem aufgrund der langen Investitionszyklen konfrontiert sind.
 - PPAs als Absicherungsinstrument gewinnen auch heute wieder an Relevanz.

- In den Medien wurde dabei in jüngster Zeit vor allem das Engagement globaler Tech-Giganten in der Stromproduktion hervorgehoben – sowohl bei Erneuerbaren als auch der Kernenergie.

Den Aspekt der Investitionsrisiken möchte ich aber auch relativieren: Im Vergleich zu damals erscheinen die heutigen Investitionsrisiken geradezu überschaubar. So ist die Frage der Relevanz der Elektrizität im künftigen Energiesystem weit weniger unsicher als noch vor 150 Jahren

Umgekehrt gibt es auch wichtige Unterschiede:

- Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Elektrizität ist heute ungleich grösser – faktisch ist sie systemrelevant.
- Die Anzahl der Akteure im Strommarkt, deren Vernetzung und damit auch die Komplexität des Systems hat enorm zugenommen.
- Umgekehrt verfügen wir heute mit neuen Technologien und vor allem der Digitalisierung über mächtige Instrumente zur Steuerung und Kontrolle, sowie zur Organisation effizienter Handelsplätze.

4 Rolle des Marktes

Und damit komme ich zur Rolle des Marktes. Auch wenn es in den Anfängen kaum Regulierung gab, so heisst das nicht, dass ein effizienter Markt existierte. Im Gegenteil:

- Zum einen wissen wir, dass gewisse Regulierungen für das Funktionieren eines Marktes zentral sind – etwa beim natürlichen Monopol, also beim Netz
- Zum anderen braucht es effiziente Handelsplätze zur Vernetzung einer Vielzahl von Akteuren.

Und die Notwendigkeit eines solchen effizienten Handels nimmt mit wachsender dezentraler und fluktuierender Produktion zu:

- Erstens müssen mehr Akteure miteinander koordiniert werden.
- Zweitens sind es immer mehr unterschiedliche Technologien, deren Einsatz aufeinander abgestimmt werden muss.
- Dies vor allem auch kurzfristig.
- Konkret:
 - Auch stochastische Produktion muss sich an der Nachfrage orientieren.

- Umgekehrt sollte sich auch die Nachfrage stärker an der Verfügbarkeit der Produktion ausrichten.
- Speicher sollten dort aushelfen, wo unflexibles Angebot auf unflexible Nachfrage trifft.
- Und schliesslich sollten sich Angebot und Nachfrage auch noch an den Verfügbarkeiten oder Engpässen im Netz orientieren.

Das klingt herausfordernd, aber nicht unmöglich. Für einen Mathematiker mag das eine Optimierung mit vielen Variablen sein.

Die Praxis ist etwas komplizierter. Was nicht zuletzt mit den Rahmenbedingungen zusammenhängt. Ich möchte das mit zwei Beispielen illustrieren:

- Negative Preise
- Dynamische Endkundertarife

5 Negative Preise

Negative Preise im Strommarkt sind keine Neuigkeit. Seit 2008 können sie in Europa an den Kurzfrist-Börsen entstehen.

Doch gerade dieses Jahr haben sie sprunghaft zugenommen.

- Etwas vereinfacht treten sie dann auf, wenn die Stromerzeugung grösser ist als der Strombedarf.
- In der Praxis v.a. bei hoher Erneuerbaren-Produktion und tiefer Nachfrage
- Vor allem an sonnigen Sommertagen und am Wochenende

Dass es überhaupt Preise unter der Nulllinie gibt, hängt mit technischen und wirtschaftlichen Aspekten zusammen.

- Gerade bei unflexiblen thermischen Anlagen wie Kohlekraftwerken ist eine flexible Fahrweise mit Kosten verbunden.
- Anders bei den Erneuerbaren: Sie könnten im Grunde ihre Einspeisung drosseln – wenn sie denn Anreize hätten:
 - Verbreitet aber geben Förderinstrumente Produktionsanreize auch bei negativen Preisen.
 - Letztlich ist das eine Folge davon, dass solche Förderungen genau das Ziel haben, die Produzenten gegen Preis-Risiken am Markt absichern.

Besonders interessant ist ein Vergleich negativer Preise in DE und CH:

- In Deutschland gab es die ersten 9 Monate dieses Jahres 413 Stunden mit negativen Preisen. In der Schweiz waren es 276 Stunden.
- Das überrascht nicht, in Deutschland ist der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wie PV und Wind grösser als in der Schweiz.
- Interessant aber, wenn wir die Anzahl Stunden mit sehr negativen Preisen vergleichen, also Preisen beispielsweise unter minus 5 EUR/MWh. In Deutschland gab es davon 178 Stunden, in der Schweiz waren es mit 168 Stunden fast so viele.

Die besondere Häufigkeit von sehr negativen Preisen in der Schweiz ist erstaunlich und kann weniger mit technischen Gegebenheiten, sondern v.a. über Anreizprobleme erklärt werden.

Offenbar gibt der schweizerische Rahmen den Akteuren besonders geringe Anreize, ihr Verhalten am Markt auszurichten:

- Das hat erstens mit der Erneuerbaren-Förderung zu tun.
 - Die sog. Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber wirkt wie eine Einspeisevergütung, die losgelöst vom Spotmarkt Produktionsanreize vermittelt.
 - Auch die Neuregelung im sog. Mantelerlass korrigiert das nicht. Zwar soll der Marktpreis eine stärkere Rolle spielen, doch gelten hier gemittelte Werte sowie Minimalbeträge – und eben nicht stundenscharfe Spotpreise.
- Zweitens führen Konzessionsbedingungen bei vielen Wasserkraftanlagen zu einer unflexiblen Fahrweise, so dass sie auch bei negativen Preisen produzieren.
 - Auch hier geht es um Ertragsabsicherungen. Kantone versuchen zu verhindern, dass das Wasser von Laufkraftwerken ungenutzt bliebe und Einnahmen aus Wasserzinsen entfallen.
- Und drittens ist der Schweizer Strommarkt nicht vollständig liberalisiert. Kurzfristige Marktpreise spielen bei kleinen Verbrauchern keine Rolle

6 Dynamische Endkumentarife

Und das bringt mich zum zweiten Beispiel, den dynamischen Endkumentarifen.

- Nun sind dynamische Tarife ja nichts Neues – denken wir etwa an Flugtickets, neuerdings sogar Skitageskarten.
- Bei Strom hingegen ist die Verbreitung solcher Tarife noch beschränkt.

- Immerhin müssen Versorger in Europa künftig dynamische Energietarife anbieten.

In der Schweiz dagegen ist der Strommarkt nicht vollständig liberalisiert, kleine Verbraucher können ihren Anbieter nicht wählen.

- In der sog. Grundversorgung – also dem Monopol – sind die Tarife eine Mischung zwischen Marktpreisen und Gestehungskosten.
- Da jeder Netzbetreiber seine eigene Grundversorgung kalkuliert, gibt es rund 600 unterschiedliche regulierte Tarife.
- Ihr Zweck ist weniger Verbraucher-Schutz, sondern eher eine Absicherung der Versorger sowie indirekte Subventionen für die Produktion.

Den Versorgern sind dynamische Energietarife in der Grundversorgung zwar nicht untersagt, doch ist deren Umsetzung in einem kostenbasierten Regulierungssystem schwierig – da die effektiven Kosten doch erheblich von kurzfristigen Spotpreisen abweichen können. Auch ergeben sich mit smarten Energietarifmodellen keine Profitmöglichkeiten.

Vielleicht auch deshalb nehmen gerade in der Schweiz die Diskussionen um dynamische Netztarife umso stärker zu. In einem kostenbasierten Regulierungsregime lassen sie sich tendenziell einfacher umsetzen. Umgekehrt sind die Vorteile (und auch die Umsetzung) weniger offensichtlich als beim Energietarif, wo das Preissignal vom Spotmarkt her kommt. Wie sinnvoll aber ein einseitiger Fokus auf die Dynamik beim Netztarif ist, wäre dann in Frage stellen.

7 Fazit

Damit komme ich zum Schluss. Es ist für den Strommarkt der Zukunft entscheidend, dass die Flexibilität von Technologien, Verbrauchern und letztlich auch die Verfügbarkeit von Speichertechnologien weiterentwickelt werden.

Umso wichtiger aber ist es, dass die Rahmenbedingungen den Einsatz solcher Technologien nicht behindern. Das ist heute aber nicht so:

- Regulierungen der Tarife oder die Förderung der Erneuerbaren sind nicht dafür gemacht,
- Im Gegenteil: Ihr Zweck ist es gerade, die Marktakteure vor kurzfristigen Preissignalen abzuschotten.

Damit komme ich auf die Frage im Titel meines Referats zurück: «*Wie funktioniert der Strommarkt der Zukunft?*»

- Ich habe Ihnen in meinem Referat kein neues Marktmodell vorgestellt – ich hoffe, Sie sind nicht enttäuscht.
- Ein solches braucht es m.E. auch nicht.
- Sinnvollerweise sollte man den Strommarkt einfach zum funktionieren bringen.
- Das Preissignal müsste gestärkt werden.

Dazu gehören neben der Weiterentwicklung von effizienten und liquiden Kurzfristmärkten einerseits die Anpassung der Fördersysteme:

- Produzenten und Investoren müssen stärker den Preisen und dem Markt ausgesetzt werden.
- Zwangsläufig tragen sie dann auch mehr wirtschaftliche Risiken.

Andererseits die konsequente, volle Marktöffnung. Damit sollen nicht nur bei den Verbrauchern, sondern auch bei den Versorgern unverzerrte Marktpreissignale ankommen

Kurz:

- Es müssten alle Akteure bereit sein, etwas mehr Unsicherheit, mehr Risiken auszuhalten.
- Übrigens galt das ja schon im 19. Jahrhundert, als die Elektrizitätswirtschaft noch ganz am Anfang stand.
- Um es auf den Punkt zu bringen: Wir bräuchten heute etwas mehr vom damaligen Pioniergeist und der Risikobereitschaft.
- Dann liesse sich auch der Markt etwas effizienter gestalten.