



Es gilt das gesprochene Wort.

Fragen des Marktdesigns aus Sicht des Regulators

Referat von Werner Luginbühl am EICom-Forum 2023 in Bern

Teil 1: Marktdesign – eine Einleitung

Es ist noch nicht lange her, als tiefe Stromgrosshandelspreise als eine der zentralen Herausforderungen für den Strommarkt dargestellt worden sind. Missing money war in der Tiefpreisphase das geflügelte Wort, das den Ausbau der Produktionsanlagen sowie die Energieeffizienz hemmen würde. Der Ausdruck Marktdesign wurde in erster Linie im Zusammenhang mit Anreizen für Kraftwerksinvestitionen verwendet, sowohl in Bezug auf erneuerbare als auch konventionelle (z. Bsp. Marktprämie für Wasserkraft).

Die Energiekrise im vergangenen Jahr drehte diese Diskussion ins Gegenteil. Die drohende Knappheit bei Gas und Strom in Europa trieb die Preise am Markt in nie dagewesene Höhen. Die Nachfrage nach Strom und Gas in Europa reagierte und sank vor allem beim Gas deutlich. Dennoch wurden staatliche Interventionen nötig:

- Einerseits benötigten systemkritische Stromproduzenten in Europa und der Schweiz für die Aufrechterhaltung ihrer Handelstätigkeiten staatliche Liquiditätshilfen, also faktische Staatsgarantien.
- Andererseits stellten sich mit den Extrempreisen Fragen zur finanziellen Tragbarkeit, sowohl bei der Industrie, die in einem globalen Wettbewerb steht, als auch bei Kleinverbrauchern. Viele europäische Länder entlasteten

Verbraucher mittels subventionierter Preisabschläge und schöpften umgekehrt besonders hohe Deckungsbeiträge bei den Produzenten ab.

Die Diskussionen um eine Entlastung der Verbraucher gingen nicht an der Schweiz vorbei. So gab es aus Industrie und Gewerbe Forderungen nach der Möglichkeit, in die Grundversorgung zurück zu wechseln. Dort lagen die Energietarife unter den Marktpreisen. Glücklicherweise blieb es bei den Forderungen.

Es gilt der Grundsatz «einmal frei, immer frei». Es wäre sehr problematisch gewesen, diesen bei der ersten Gelegenheit über Bord zu werfen und die Zusatzbelastung von Marktkunden teilweise über die Grundversorgung zu finanzieren. Heute würden die Grossverbraucher bereits wieder in den Markt wechseln, da der Median-Grundversorgungs-Energietarif 2024 wieder über dem mittleren Preis am Terminmarkt liegt.

Zweifelslos stellen die enormen preislichen Veränderungen der letzten 24 Monate für die Marktakteure eine besondere Herausforderung dar. **Marktdesign aber kann nicht als fallweise Anpassung der Rahmenbedingungen interpretiert werden.** Es kann sein, dass in Krisensituation ausserordentliche Massnahmen nötig werden. Doch Krisen und ihre Ausprägungen lassen sich schwer antizipieren. Gerade deshalb sollte sich die Gestaltung der Rahmenbedingungen an den **langfristigen Entwicklungen orientieren**. Eine höhere Resilienz des Systems während Krisen wäre dann ein willkommenes Nebenprodukt.

Teil 2: Zentrale Herausforderungen für den schweizerischen Strommarkt

Die technischen, marktlichen und politischen Entwicklungen sind ein Challenge für den Rechtsrahmen. Das gilt auch für die Schweiz, wo die Strukturen letztlich auch in einem historischen Kontext und föderalen Geflecht gewachsen sind. Wo liegen die konkreten Herausforderungen und der Handlungsbedarf?

- Von zentraler Bedeutung ist die **Versorgungssicherheit**. Wie kann die Schweiz im Inland ausreichend Produktion vor allem während der Wintermonate sicherstellen? Auch wenn die vollständige Unabhängigkeit vom Ausland weder ökonomisch noch technisch ein sinnvolles Ziel ist, so

muss die Schweiz längerfristig mit eigener Produktionsfähigkeit ein Mindestmass an Resilienz sicherstellen.

Dies im Wissen um die beschränkten Ausbaumöglichkeiten bei der Wasserkraft und die Unsicherheiten beim Tempo des Ausbaus von neuen erneuerbaren Energien.

Erschwerend kommt hinzu, dass in der Schweiz erneuerbare Energien mit hoher Winterverfügbarkeit im internationalen Vergleich nur bedingt wettbewerbsfähig sind. So ist der Bau und Anschluss alpiner Photovoltaik-Anlagen enorm teuer, zudem gibt es – im Gegensatz zu den Küstenregionen Europas – nur beschränkt attraktive und akzeptierte Windstandorte.

Gleichzeitig hat sich die Schweiz bei konventionellen Kraftwerken enge politische Grenzen gesetzt. Neben dem Neubauverbot von Kernkraftwerken lässt der gesetzliche Rahmen kaum Spielraum für am Markt betriebene Gaskraftwerke. Politisch wird letzteres mit der Klimapolitik begründet, aber das ist nicht ehrlich. Für Importe werden auf absehbare Zeit neben nuklearen auch fossile Kraftwerke im Ausland beansprucht.

Explizit oder stillschweigend wird im Moment auf eine längere Laufzeit der KKW gesetzt. Das ist sinnvoll. Dabei sollten wir uns aber auch bewusst sein, dass diese ein beträchtliches Klumpenrisiko bergen.

- **Förderung erneuerbarer Energien:** In den nächsten Jahren dürfte der Fokus des Erneuerbaren-Ausbaus in der Schweiz auf der Photovoltaik (PV) liegen. Die einfache Realisierbarkeit und die finanzielle Attraktivität wird den Ausbau von Dachanlagen im Mittelland weiter vorantreiben. Die Herausforderungen beim Ausbau und der Systemintegration der dezentralen PV-Produktion sind jedoch beträchtlich.

Es braucht ein Fördersystem, das die Mittel so effizient und gezielt wie möglich einsetzt. So die Theorie. In der Praxis sieht es leider anders aus. In ihrer Wirkungsprüfung der PV-Subventionen vom Mai 2023 stellte die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) fest, dass die verschiedenen direkten und indirekten Förderinstrumente kaum koordiniert sind und Mitnahmeeffekte

begünstigen. Sie schreibt: «*So werden PV-Projekte in einigen Fällen trotz Subventionen nicht gebaut, während andernorts ähnliche Projekte auch ohne Subventionen rentabel betrieben werden können und Fördermittel somit wirkungslos bleiben*». Ein effizientes Fördersystem sieht anders aus.

- **Integration erneuerbarer Energien:** Nicht weniger herausfordernd ist die Integration der dezentralen Produktion, sowohl in die Netzinfrastruktur als auch in den Markt. Bei den von der Politik definierten Ausbauzielen geht oft vergessen, dass auch die Kapazität der bestehenden Netze bei weitem nicht genügt.

Der Aus- und Umbau der Verteilnetze, welche die dezentrale Produktion aufnehmen und bedarfsgerecht für neue Anwendungen wie die e-Mobilität und Wärmepumpen zur Verfügung stellen können, ist kostspielig. Eine Studie des Bundesamtes für Energie BFE rechnet für die Erreichung des Netto-Null-Ziels und beschleunigter Elektrifizierung mit Investitionen für Bestandserhalt und Ausbau mit etwa 110 Mrd. CHF bis 2050.

Entscheidend ist dabei das Kleingedruckte: Diese Grössenordnung liesse sich mit einer sinnvollen Regulierung und effizienten Anreizen bedeutend reduzieren. So könnte gemäss der Studie mit einem optimal netzorientierten Ladeverhalten bei der Elektromobilität und einer Kappung der Einspeisespitzen der PV-Anlagen auf 70% der installierten Leistung oder auch mit einem smarteren Stromnetz der Investitionsbedarf um rund **einen Viertel** gesenkt werden.

Eng damit verbunden ist die Frage, wie die erneuerbaren Energien in den Markt integriert werden. Die Anfänge der Förderung mit einer einfachen kostendeckenden Einspeisevergütung illustrierten, dass damit kaum Anreize einhergingen, die Produktion an den Bedürfnissen der Stromnachfrage oder der Netzverfügbarkeit auszurichten. Trotz Subventionierung sollte daher der dezentrale Produzent verstärkt zu einem Marktakteur werden.

- **Markt für Flexibilität:** Der Produktionsausbau der PV wird die Preisvolatilität im Markt und damit die Nachfrage nach Flexibilität erhöhen. Die fluktuierende PV-Produktion kann entweder durch ein ergänzendes flexibles Angebot oder

durch eine Anpassung der Nachfrage ausgeglichen werden.

Auf der Angebotsseite ist die Schweiz mit ihrem hohen Anteil an Speicherwasserkraft grundsätzlich gut aufgestellt. Fragezeichen gibt es auf der Nachfrageseite, wo aufgrund der unvollständigen Marktöffnung etwa die Hälfte des gesamten Verbrauchs in einer regulierten Grundversorgung «gefangen» ist. Zwar besteht im aktuellen Gesetz ein gewisser Spielraum für dynamische Netz- oder Energietarife, doch sind innovativen Produkten und Tarifen Grenzen gesetzt.

Letztlich sind die grundversorgten Kunden weiterhin keine Marktteilnehmer, weshalb sie heute in der Vermarktung ihrer Flexibilität eingeschränkt sind. Mit wachsender Verbreitung von Wärmepumpen, PV-Anlagen und Elektromobilität verfügen Haushalte aber über bedeutende Flexibilitätspotenziale. Ob sie diese dem Markt sinnvoll zur Verfügung stellen können, hängt entscheidend von den Rahmenbedingungen ab.

Teil 3: Der Mantelerlass als erster wichtiger Schritt

Um es klipp und klar zu sagen: Auch wenn der Mantelerlass nicht sämtliche dargestellte Herausforderungen adressiert, ist er ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.

Von zentraler Bedeutung ist der **beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien**. Dazu wurden einerseits «sportliche» Ausbauziele ins Gesetz geschrieben. Andererseits gibt es konkrete Massnahmen, die den Ausbau beschleunigen sollen. Von besonderer Relevanz ist, dass einzelne Anlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung als «Anlagen von nationalem Interesse» gelten.

Gerade in der kleinräumigen Schweiz, wo das Finden von geeigneten und akzeptierten Standorten für neue Grossanlagen eine der zentralen Herausforderungen für die Umsetzung der Energiestrategie darstellt, ist eine systematische und abgestimmte Planung von entscheidender Bedeutung. Nur so ist mit einer höheren Realisierungswahrscheinlichkeit der Wasserkraftprojekte aus dem runden Tisch zu rechnen.

Schliesslich werden auch die **Fördermodelle für erneuerbare Energien** weiterentwickelt. Neu ist auch eine gleitende Marktprämie vorgesehen – ein Instrument, welches nach den jüngsten Marktdesignanpassungen auch in Europa verstärkt Anwendung finden soll, um Verbraucher und Produzenten gegen Preisausschläge abzusichern.

Weiterentwickelt wird auch das ergänzende System der Rückliefervergütung: Können sich Produzenten und Netzbetreiber über die Vergütung nicht einigen, findet ein harmonisierter Preis Anwendung, der sich grundsätzlich am Marktpreis orientiert. Diese Harmonisierung geht in eine richtige Richtung. Einerseits schafft sie mehr Transparenz. Andererseits erhöht eine marktpreisorientierte Vergütung die Anreize, die Produktion bzw. das Layout der Anlage stärker an den Bedürfnissen des Marktes auszurichten.

Teil 4: Es braucht noch weitere Schritte

Auch wenn im Mantelerlass richtige und wichtige Schritte eingeleitet werden, so wird es nicht ausreichen, um sämtliche Herausforderungen der nächsten Jahre zu adressieren. Ein Teil der vorgesehenen Instrumente erscheint noch «unausgegoren»:

- Die **Förderinstrumente der erneuerbaren Energien** werden zwar weiterentwickelt, aber
 - Es wird mit der Einführung der Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften die indirekte Subventionierung mittels reduzierter Netztarife weiter ausgebaut. Das schont zwar die politisch wenig beliebte Finanzierung mittels Netzzuschlag, doch werden damit Intransparenz und Ineffizienz der Förderung erhöht. Ein solches Modell bevorteilt Anlagen mit Potenzial für den Eigenverbrauch. Den Einsparungen beim Netztarif stehen keine geringeren Netzkosten gegenüber – weshalb damit eine Quersubventionierung durch andere Netznutzer resultiert.

- Noch unklar ist auch das Zusammenspiel von direkten Subventionen, Eigenverbrauchsvorteilen und einem allfälligen Minimaltarif bei der Rückliefervergütung, der sich an der Amortisation von Referenzanlagen orientieren soll. Latent besteht die Gefahr einer Übersubventionierung, also von Mitnahmeeffekten.
- Weitere indirekte Subventionierungen entstehen durch eine Neuverteilung von Kosten im Zusammenhang mit Anschlussleitungen. So werden die Kosten für Verstärkungen von Anschlussleitungen für erneuerbare Produktionsanlagen mit einer Leistung über 50 kW von der Parzellengrenze bis zum Netzanschlusspunkt anrechenbare Netzkosten, die über die Kosten des Übertragungsnetzes schweizweit sozialisiert werden. Das heisst, der Produzent muss künftig diese Kosten nicht mehr selber tragen. Man mag argumentieren, dass ein subventionierter Erneuerbaren-Ausbau diese Kosten ohnehin übernehmen würde. Das Problem liegt darin, dass damit Anreizeffekte entfallen und die Intransparenz weiter erhöht wird. So spielen aufwändige Anschlusskosten bei der Investitionsentscheidung keine Rolle mehr.
- Eine **volle Marktöffnung** ist weiterhin *nicht* vorgesehen. Aus polittaktischer Sicht mag das vor dem Hintergrund der aktuellen Marktentwicklungen nachvollziehbar sein. Damit werden aber nicht nur Chancen vertan, es entstehen auch neue Probleme:
 - Nach wie vor erscheint es unklar, welches Ziel mit der Grundversorgung überhaupt verfolgt wird. Eigentlich müsste man davon ausgehen, dass sie die kleinen Verbraucher in irgendeiner Form schützt, etwa vor extremen Marktpreisschwankungen. Das aber trifft so nicht zu, denn die Mehrheit der Netzbetreiber kauft den grössten Teil des Stroms am Markt ein und gibt die Marktpreise an die Endkunden weiter. Ein Blick auf die aktuelle Preislandschaft zeigt, dass die Teilmarktöffnung nach Schweizer Modell eher die Ungleichbehandlung zementiert als die Grundversorgungskunden schützt.

Die Grundversorgung dient aktuell eher den Versorgern: Sie können ihre Produktion zu Gestehungskosten in der Grundversorgung absetzen – dabei haben sie die Wahl, ob sie ihre Produktion ganz oder lediglich anteilig einrechnen. Dieser Wahlmechanismus sichert die Netzbetreiber gegen tiefe Preise ab, eröffnet zugleich Gewinnmöglichkeiten bei hohen Preisen. Auch nach dem Wegfall der sog. Durchschnittspreismethode bleibt diese aus Sicht der Grundversorgungskunden unerwünschte Optimierungsmöglichkeit.

- Darüber hinaus wird die Tarifierung in der Grundversorgung (noch) stärker zu einem Element der Erneuerbaren-Förderung – was diese intransparenter und ineffizienter macht und die kleinen Endverbraucher umso mehr und einseitig belastet. So gilt neu, dass die Netzbetreiber einen Mindestanteil an Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien zu Gestehungskosten an ihre grundversorgten Kunden liefern müssen. Selbstredend gibt es nicht in allen Versorgungsgebieten optimale Bedingungen für die Erneuerbaren-Produktion.

Zudem sollen die Netzbetreiber einen Mindestanteil an Energie aus Anlagen im Inland sicherstellen, allenfalls über mittel- und längerfristige Bezugsverträge. Und schliesslich soll auch noch das Standardstromprodukt auf der Nutzung von inländischen erneuerbaren Energien basieren.

- Ergänzend sei angemerkt, dass diese vielfältigen neuen Vorgaben neu auch noch mit pro Quartal aufgeschlüsselten Herkunftsnachweisen zu kombinieren sind. Wie die EICom diese Vorgaben bei den Netzbetreibern unter der Prämisse angemessener Tarife beaufsichtigen soll, ist eine andere Frage.
- Zweifellos stellt der Mantelerlass einen wichtigen Schritt für die Erhöhung der **Versorgungssicherheit** dar. Ein beschleunigter Ausbau bei der Wasserkraft sowie den neuen erneuerbaren Energien trägt zur Versorgungssicherheit bei. Ob die vorgesehenen Massnahmen ausreichen,

um den Erneuerbaren-Ausbau und dabei die Produktionsfähigkeit in den Wintermonaten genügend stark in Gang zu bringen, ist zweifelhaft und wird sich weisen.

In ihrer Studie zur Versorgungssicherheit vom Juli dieses Jahres hat die EICom gezeigt, welche enorme Unsicherheiten bestehen. Je nach Entwicklung der Nachfrage und des Erneuerbaren-Ausbaus steigen die nötigen Winterimporte in eine kritische Höhe. Gerade weil die Prognose derart unscharf ist, hat die EICom auf die Notwendigkeit einer Versicherung in Form von thermischen Reservekraftwerken hingewiesen.

Obschon bereits heute mit der Winterreserve die kombinierte Reserve aus Wasserkraft und thermischen Kraftwerken existiert, wurden die thermischen Kraftwerke im Mantelerlass ausgeklammert. Hierfür war eine separate Gesetzesvorlage in der Vernehmlassung. Umso grösser ist das Risiko, dass sich die Politik gegen ein solches Instrument aussprechen wird. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass die Entwicklungen in den nächsten Jahren erneut zu kurzfristigen Notlösungen zwingen, die aufgrund der kurzen Vorlaufzeit immer ausserordentlich teuer sind.

Teil 5: Fazit

Ich komme zur Zusammenfassung. Der Mantelerlass ist ein wichtiger Schritt. Aber er reicht nicht. Im Fokus stehen vier Baustellen:

1. **Effiziente Erneuerbaren-Förderung:** Bei den Diskussionen um die Erneuerbaren-Förderung geht häufig vergessen, dass mit dem CO₂-Zertifikat in Europa – und damit auch im Schweizer Strommarkt – bereits eine Lenkungsabgabe und damit eine im Grunde sehr effiziente Erneuerbaren-Förderung eingeführt wurde. Während der Zertifikatspreis vor wenigen Jahren noch um die 5 Euro pro Tonne lag und kaum Wirkung entfaltete, notiert er aktuell bei über 80 Euro und hebt damit das Strompreisniveau deutlich an, auch in der Schweiz. Davon profitiert die CO₂-freie Stromproduktion. In Kombination mit den höheren Gaspreisen sind aktuell viele erneuerbare Energien praktisch marktfähig. Ergänzende Subventionen

– wenn sie denn nötig sein sollten – müssten sich daher flexibel an die Marktentwicklungen anpassen, um zu geringe oder zu hohe Vergütungen und damit Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Die aktuelle Kombination von direkten und indirekten Subventionen über das Netz sowie Förderungen über die Eintarifierung in der Grundversorgung werden diesem Anspruch nicht gerecht. Eine konsequente Vereinfachung und ein Fokus auf direkte Subventionen, die möglichst mittels wettbewerblicher Ausschreibungen vergeben werden, würden die nötige Transparenz und Flexibilität schaffen.

2. **Grundversorgung oder Marktöffnung:** Gerade weil die Endverbraucher über ihre eigene, dezentrale Produktion sowie für die Bereitstellung von Flexibilität verstärkt in den Markt eingebunden werden können, sollten sie durch eine vollständige Marktöffnung zu echten Marktakteuren werden.

Natürlich ist die volle Marktöffnung eine politische Entscheidung. Will die Politik an der Grundversorgung festhalten, dann sollte diese so ausgestaltet sein, dass sie die kleinen Endverbraucher eher schützt als benachteiligt. Konsequenterweise sollten die vielfältigen Vorgaben für die Gestaltung der Produkte in der Grundversorgung reduziert und vereinfacht werden. Umgekehrt würde es den Netzbetreibern freistehen, ergänzende Produkte mit besonderer Erneuerbaren-Qualität anzubieten, welche die Verbraucher freiwillig beziehen könnten. Soviel Mündigkeit sollte man in einem zeitgemässen Marktdesign den Endverbrauchern zumuten.

3. Die **Beschleunigung der Verfahren** ist ein absolutes Muss, wenn eine echte Chance bestehen soll, die ambitionierten Ziele zu erreichen. Der Mantelerlass schafft in diesem Bereich erste Voraussetzungen. Die Vorlage für die Beschleunigung der Verfahren für den Ausbaus von Produktionsanlagen und genau so wichtig, jene für den Ausbau und Erhalt der Netze, müssen zwingend und rasch folgen.

4. **Mechanismen für die Versorgungssicherheit:** Es ist ungewiss, ob die im Mantelerlass adressierten Massnahmen beim Erneuerbaren-Ausbau für ausreichend Versorgungssicherheit sorgen werden. Ein nachhaltiges Marktdesign sollte flexible ergänzende Instrumente schaffen, die quasi institutionalisiert für eine ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerken sorgen. Ein Blick ins Ausland illustriert, dass dort v.a. Gaskraftwerke noch viele Jahre das Rückgrat der Versorgungssicherheit sein werden – auch wenn ihre Volllaststunden und damit ihre CO₂-Emissionen abnehmen werden. Ob sie irgendwann mit Wasserstoff betrieben werden, ist eine andere Frage.

Unabhängig davon muss ein nachhaltiges Marktdesign den Bau und den Erhalt von solchen faktischen Back-up-Kraftwerken sicherstellen, die in Zeiten mit geringer Erneuerbaren-Produktion und hohen Lastspitzen sicher und flexibel zur Verfügung stehen. Dazu gehören Mechanismen für die Bereitstellung strategischer Reserven oder umfassende Kapazitätsmärkte, die technologieneutral jene Kraftwerke oder auch Speicher fördern, welche einen objektiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Die Herausforderungen bleiben beträchtlich. Es gibt noch einiges zu tun. Nach der Gesetzesrevision ist vor der Gesetzesrevision.