Energie
Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Synthese

Marktbedingungen und Regulierung

Marktbedingungen und Regulierung

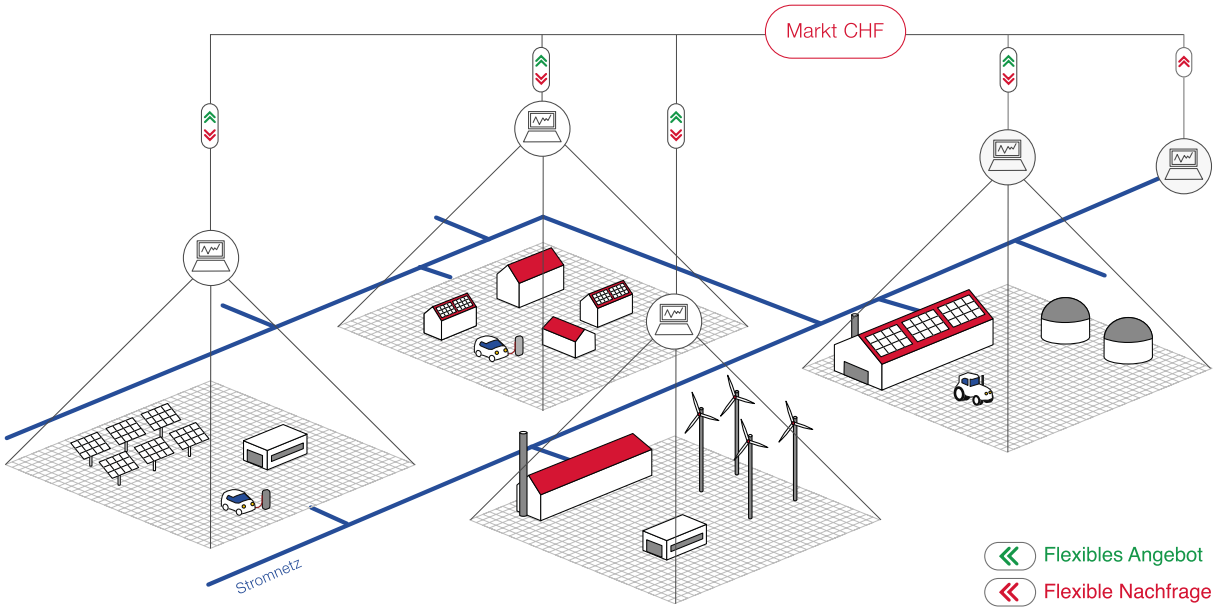
Dieser Schwerpunkt integriert die Erkenntnisse der ökonomisch ausgerichteten Projekte. Die Synthese wird insbesondere darlegen, welche Wirkungen von einer förder- und lenkungsbasierten Energiepolitik sowie von einer ökologischen Steuerreform im Hinblick auf Innovation, Energieeffizienz und Verteilung zu erwarten sind. Zudem wird sie aufzeigen, wie der Energiemarkt unter Berücksichtigung von Energieeffizienz und Verteilungsüberlegungen optimal reguliert werden könnte.

1. Schlüsselelemente zur Transformation des Stromsystems



Nur mit technologischen Lösungen lässt sich das Schweizer Stromsystem nicht transformieren. Mindestens ebenso wichtig ist die Ausgestaltung der Marktbedingungen und Regulierungen. Sie müssen mit Anreizen und Handlungsmöglichkeiten die wirtschaftlichen Ressourcen in die richtige Richtung lenken. Und hier besteht Handlungsbedarf.

1.1. Kernbotschaften



Das Schweizer Stromsystem ist an sich komplex und zusätzlich mit den anderen Energiesektoren und mit dem europäischen Markt eng verflochten. Dementsprechend können auch nicht einzelne isolierte Aktivitäten die Transformation im Sinn der Energiestrategie 2050 sicherstellen. Es ist vielmehr eine Mischung von verschiedenen Massnahmen notwendig, die möglichst gut aufeinander abgestimmt und EU-kompatibel sein müssen.

- Die vorliegende Synthese hat anhand der Ergebnisse des Nationalen Forschungsprogramms «Energie» für den Bereich Marktbedingungen und Regulierung Handlungsbedarf in drei Hauptbereichen identifiziert: Die gemäss der Energiestrategie 2050 nötigen Investitionen für den Ausbau der sogenannten neuen erneuerbaren Energien Sonne und Wind kann der Markt allein nicht auslösen. Sie brauchen darum weiterhin finanzielle Unterstützung. Eine Vergütung dürfte zusätzlich auch für gewisse Reserveleistungen und spezielle Infrastruktur längerfristig notwendig sein. Wann immer möglich, ist aber eine Lenkung der Förderung vorzuziehen.
- Mit dem steigenden Anteil der neuen erneuerbaren und intermittierenden Energien entstehen sowohl auf der Angebots- wie auch auf der Nachfrageseite massiv höhere Anforderungen nach flexibel steuerbaren Kapazitäten. Eine Anpassung des Verbrauchs an die Angebotsschwankungen kann unter anderem durch flexible Preise für Strom und für die Netznutzung erreicht werden. Grundlagen liefern Digitalisierungstechnologien und neue intelligente Smart-Grid-Infrastrukturen.
- Durch den Ausbau der erneuerbaren Energiekapazitäten gewinnen dezentrale Einheiten im ganzen Stromsystem an Bedeutung. Energiegenossenschaften, Eigenverbrauchergemeinschaften, regionale Verteilnetze, Stromspeicherbetreiber und Prosumer, die sowohl als Kleinproduzenten wie auch als Verbraucher agieren, treten als neue Akteure auf den Plan. Ihr Zusammenspiel und ihre optimale Integration ins

Stromsystem sind für die weitere Entwicklung erfolgskritisch. Das bisher top-down-geprägte System wandelt sich durch die unvermeidbare Dezentralisierung zu einem Wechselspiel von «top-down» und «bottom-up». Dies wird grosse Auswirkungen auf das zukünftige Marktmodell haben.

1.2. Schlüsselempfehlungen



Das Elektrizitätssystem in Richtung «mehr Markt» entwickeln!

Lenken ist effektiver und effizienter als fördern. Die neuen Anforderungen an das Elektrizitätssystem müssen deshalb in Marktanreize übersetzt und die verschiedenen Bereiche – in Abstimmung mit der Entwicklung in der EU – entsprechend organisiert und reguliert werden. Beispiele sind: der Bereitstellung von Flexibilität einen Preis geben, CO_2-Abgaben nutzen oder netzdienliches Verhalten belohnen.



Dezentrale Einheiten integrieren und ihre Flexibilitätspotenziale nutzen!

Dezentrale Einheiten gewinnen an Bedeutung. Sie bieten mehrere Vorteile: Sie können flexibler eingesetzt werden, um Spitzen zu brechen oder Engpässe zu beheben. Sie ermöglichen durch ihre hohe Anzahl eine grössere Vielfalt, aus der sich immer wieder bessere Handlungsmöglichkeiten herausbilden.



Neue Erneuerbare flexibel unterstützen!

Die neuen erneuerbaren Energien sind noch nicht vollständig wettbewerbsfähig. Sie müssen darum mit flexiblen und auf die Marktreife der einzelnen Technologien abgestimmten Instrumenten weiter unterstützt und schrittweise in den freien Markt überführt werden, etwa über ein Auktionsmodell. Die Akteure müssen sich dabei auf stabile und einfache Regeln verlassen können.

Der Schweizer Strommarkt muss sich in den nächsten Jahren einerseits für die Transformation des Energiesystems und andererseits mit einem Entscheid über das Stromabkommen mit der EU grundlegend verändern. Die vorliegende Synthese hat die Ergebnisse von über 20 Projekten zum Themenbereich Marktbedingungen und Regulierung des NFP «Energie» aggregiert und aus ihnen 14 Handlungsempfehlungen für die wesentlichen Schweizer Akteure herausgearbeitet. Eine Echogruppe aus zehn Fachpersonen hat diese Empfehlungen in Bezug auf ihre Wirkung und auf ihre Machbarkeit bewertet und kommentiert. Dabei haben sich drei Schlüsselempfehlungen herauskristallisiert:

1. **Das Elektrizitätssystem in Richtung «mehr Markt» entwickeln!** Lenken ist effektiver und effizienter als fördern. Die neuen Anforderungen an das Elektrizitätssystem müssen deshalb in Marktanreize übersetzt und die verschiedenen Bereiche – in Abstimmung mit der Entwicklung in der EU – entsprechend organisiert und reguliert werden. Beispiele sind: der Bereitstellung von Flexibilität einen Preis geben, CO_2-Abgaben nutzen oder netzdienliches Verhalten belohnen.
2. **Neue erneuerbare Energien flexibel unterstützen und schrittweise dem Markt aussetzen!** Die neuen erneuerbaren Energien sind noch nicht vollständig wettbewerbsfähig. Sie müssen darum mit flexiblen und auf die Marktreife der einzelnen Technologien abgestimmten Instrumenten weiter unterstützt und schrittweise in den freien Markt überführt werden, etwa über ein Auktionsmodell. Die Akteure müssen sich dabei auf stabile und einfache Regeln verlassen können.
3. **Dezentrale Einheiten integrieren und ihre Flexibilitätspotenziale nutzen!** Dezentrale Einheiten gewinnen an Bedeutung. Sie bieten mehrere Vorteile: Sie können flexibler eingesetzt werden, um Spitzen zu brechen oder Engpässe zu beheben. Sie ermöglichen durch ihre hohe Anzahl eine grössere Vielfalt, aus der sich

immer wieder bessere Handlungsmöglichkeiten herausbilden können. Und sie sorgen durch ihre regionale Verankerung für eine breitere Akzeptanz von Projekten. Gesetzgebung und Regulierung müssen darum möglichst optimale Bedingungen für ihren Aufbau und für ihre Integration in das Stromsystem schaffen.

Alle Handlungsempfehlungen sind im Kapitel «Handlungsempfehlungen für einen funktionierenden Strommarkt» genauer erläutert.

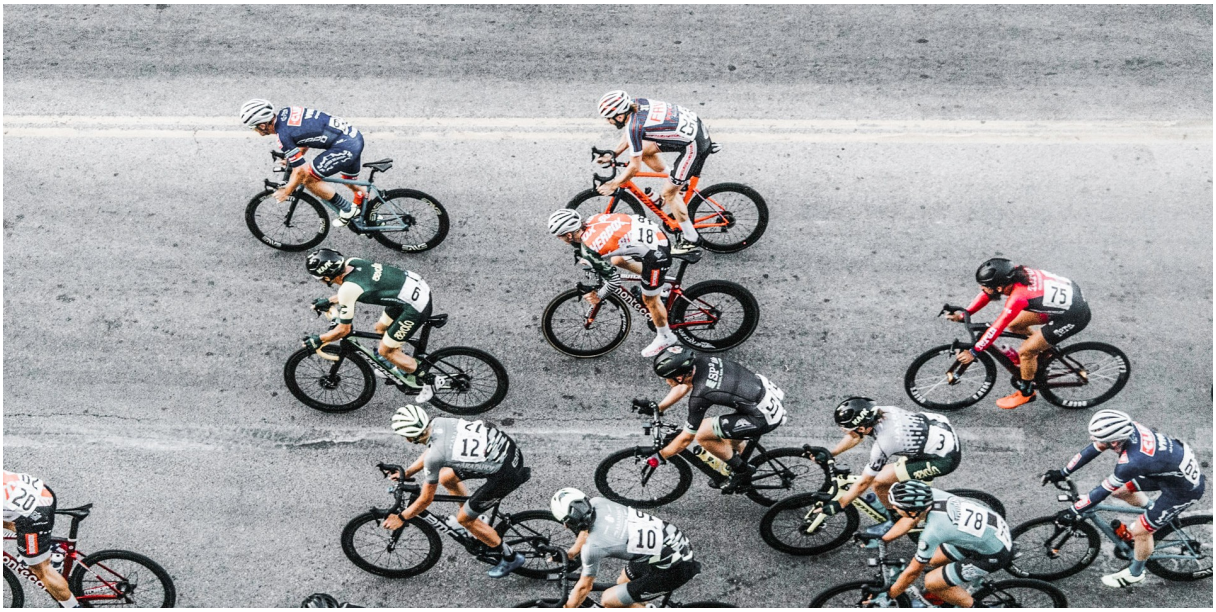
2. Gesucht sind wirksame Regeln und Instrumente

Die Gestaltung des Strommarkts ist für die Transformation des Schweizer Energiesystems zentral. Die institutionellen Regeln und alle wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Instrumente müssen sowohl im Inland als auch mit den Märkten der EU möglichst optimal zusammenspielen.



Versorgungssicherheit # Energieeffizienz # Nachhaltigkeit # Energiebereitstellung # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

2.1. Die Energiestrategie 2050 gibt die Ziele vor



Mit der Energiestrategie 2050 verfolgt die Schweiz im Strommarkt drei Hauptziele[1]: die Senkung des Verbrauchs, die Umweltverträglichkeit der Produktion und die Versorgungssicherheit. Für das Erreichen dieser Ziele sollen neben technischen Massnahmen vor allem auch Marktmechanismen sorgen. Der Ausgestaltung des notwendigen regulatorischen Rahmens und dem gezielten Einsatz von Marktinstrumenten kommt damit eine zentrale Rolle bei der Transformation des Energiesystems zu.

Die rationellere Verwendung von Strom kann unter anderem durch gezielte Effizienzmassnahmen gefördert werden. Dabei sind immer auch der Einfluss der Massnahmen auf die wirtschaftliche Entwicklung sowie die gerechte Verteilung von Kosten und Nutzen zu berücksichtigen. Um die Umweltverträglichkeit der Produktion zu verbessern, ist der Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Dafür sollen zusätzlich zu einem Ausbau der Wasserkraft vor allem die neuen erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind und Erdwärme sorgen. Gesucht sind darum markt- und sozialverträgliche Instrumente und Massnahmen für deren Förderung.

Grundvoraussetzung für die Versorgungssicherheit ist die Klärung der Frage, was darunter in einem transformierten Energiesystem genau verstanden werden soll und wie sie gemessen werden kann. Hinzu kommt die Klärung der Beziehung zum EU-Strommarkt. Je nach politischem Entscheid müssen Handlungsalternativen zur Verfügung stehen, denn ein Stromaustausch mit dem Ausland ist für eine sichere Versorgung und den temporären Ausgleich der Lasten unverzichtbar. Für die künftigen Produktionsinfrastrukturen und den Stromaustausch im Inland ist ein rascher Ausbau der Übertragungsnetze und ein Umbau zu

Smart Grids[2] notwendig.

Anmerkungen und Referenzen

1 Vgl. Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) vom 4. September 2013, 13.074, S. 7609 ff.
2 «Ein Smart Grid ist ein System, das den Austausch elektrischer Energie aus verschiedenartigen Quellen mit Konsumenten verschiedener Verbrauchsprofile intelligent sicherstellt, d.h. unter Einbezug von Messtechnologien sowie Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)», Definition von Smart Grid gemäss BFE-Faktenblatt Smart Grid Roadmap, März 2015.

Regulierung # Digitalisierung # Europa / EU # Dezentralisierung

2.2. Regionales Marktdesign im internationalen Umfeld



Mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien wie Sonnen- und Windkraft verändert sich die Belastung der Netze genauso grundlegend wie die Marktstruktur auf der Produktionsseite. Die stark fluktuierende Einspeisung wird sowohl auf der Seite der Strombereitstellung wie auch für die Speicherung und beim Verbrauch zu einer wachsenden Bedeutung von dezentralen Komponenten führen. Um den veränderten Anforderungen gerecht werden zu können, sollen die Netze in Richtung Smart Grid und Monitoring umgebaut werden[1].

Dieser grundlegende Umbau von Infrastruktur und Marktaufbau hat auch Konsequenzen auf der Regulierungsebene. Dabei stellt sich die grundsätzliche Herausforderung, wie das optimale Gleichgewicht zwischen Selbstorganisation und staatlicher Regulierung bis hinunter auf die Ebene der Städte und Gemeinden gefunden werden kann. Zu regeln sind insbesondere die Bereiche des Datenschutzes und des Datenmanagements, in denen mit den Smart Grids neuartige Herausforderungen entstehen, deren mittel- und längerfristigen Konsequenzen schwer vorhersehbar sind. Gesucht ist darum ein vorausschauendes und flexibles Rahmenwerk, das auch auf künftige Produktinnovationen und Geschäftsmodelle der Energieversorger reagieren und diese innerhalb einer nützlichen Frist integrieren kann.

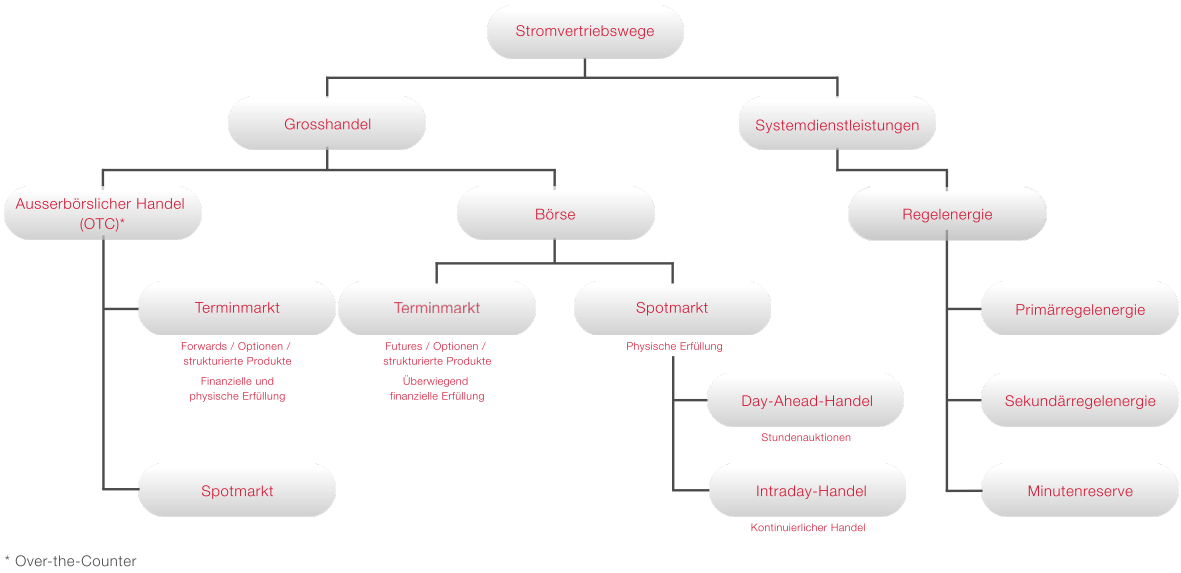
Als zusätzlicher Faktor kommen die Entwicklungen in den Nachbarländern dazu, mit denen die Schweiz für ihre eigene Versorgungssicherheit auf einen internationalen Stromaustausch angewiesen ist. Das Strommarktdesign der Schweiz muss mit den Märkten dieser Länder kompatibel sein und wird darum wesentlich durch die Entwicklungen in der EU beeinflusst[2].

Anmerkungen und Referenzen

1 Vgl. dazu BFE, 2015, Smart Grid Roadmap Schweiz, Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze, Arbeitsgruppe Technologie.
2 Für eine konzeptionelle Analyse vgl. das Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) 2013, Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Berlin.

Versorgungssicherheit # Energienetze # Investition # Energiebereitstellung

2.3. Vier Kernelemente eines funktionierenden Strommarkts



Stromvertriebswege. *Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Abbildung 2.1 Stromvertriebswege, S. 24*

Der Schweizer Strommarkt muss für Wirtschaft, Bevölkerung und Staat mehrere unterschiedliche Aufgaben erfüllen. Mit der Energiestrategie 2050 rücken vier Hauptanforderungen ins Zentrum: Synchronisation von Angebot und Nachfrage, Sicherstellung der Versorgungssicherheit, Gewährleistung der Netzstabilität und Ausbau der Produktion mit erneuerbaren Energien. Diese vier Aufgaben können konzeptionell als Kernelemente des Gesamtmarkts betrachtet werden, die nach jeweils eigenen Kriterien und Mechanismen funktionieren.

- Die Synchronisation von Angebot und Nachfrage ist heute als reiner Energiemarkt (Energy only) organisiert. Dabei werden im sogenannten Intraday-Markt viertelstündliche Kontrakte gehandelt und mittels Day-Ahead-Auktionen stündlich einheitliche Preise vereinbart.
- Bei der Versorgungssicherheit (Security of Supply) geht es sowohl um die Aufrechterhaltung der kurzfristigen Stabilität des Systems (System Security) wie auch um die Sicherstellung eines ausreichenden Angebots zur Deckung der maximalen Nachfrage und Last (System Adequacy).[1]
- Belastbare Regelungsmechanismen müssen sicherstellen, dass die Netzstabilität auch dann gewahrt bleibt, wenn sich Einspeisungen und Entnahmen nicht die Waage halten. Die Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen.

- Investitionen in neue Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen werden durch ein Anreizsystem mit Vergütungen und Fördergeldern stimuliert.

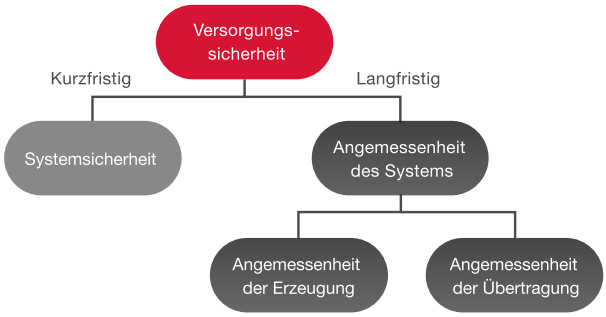
Um die Ziele der Energiestrategie 2050 erreichen zu können, muss künftig nicht nur jedes der vier Teilelemente für sich funktionieren. Sie müssen auch möglichst optimal zusammenspielen, denn sie beeinflussen sich gegenseitig zum Teil erheblich. So sind etwa die Handelsmärkte oder der Markt für die Regelreserven stark vom Produktionsmix abhängig. Eine Steigerung der Produktion mit Sonne und Wind führt beispielsweise zu einer grundlegenden Veränderung der zeitlichen Verteilung von Produktionsüberschüssen und -defiziten.

Anmerkungen und Referenzen

1 Versorgungssicherheit: mehrere Dimensionen, unklare Verantwortlichkeiten

Markt # Versorgungssicherheit # Energienetze # Energiebereitstellung

2.4. Versorgungssicherheit: mehrere Dimensionen, unklare Verantwortlichkeiten



Dimensionen der Versorgungssicherheit.

Die Versorgungssicherheit (Security of Supply) kann gemäss den Besonderheiten des Strommarktes in zwei Dimensionen abgebildet werden[1]:

Die System Security – die kurzfristige Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems – verlangt eine stabile Versorgung mit einem permanenten physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Abweichungen können durch unvorhergesehene Kraftwerks- oder Leitungsausfälle oder durch falsch prognostizierte Last oder Produktion entstehen. Die Verantwortung für die System Security liegt im Wesentlichen zentral beim Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid. Als sogenannter Transmission System Operator ist er nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für die Systemdienste und die damit verbundene Beschaffung und Vorhaltung von Reserveleistung zuständig.

Die System Adequacy – die langfristige Versorgungssicherheit im Sinne eines ausreichenden Angebots zur Deckung der maximalen Nachfrage und Netzlast – weist mit der Angemessenheit der Erzeugung und der Übertragung selbst zwei Dimensionen auf.

- Generation Adequacy: Die Fähigkeit, die Stromerzeugung mit dem Stromverbrauch in Übereinstimmung zu bringen, bedingt eine ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten;
- Transmission Adequacy: die Fähigkeit des Übertragungssystems, den sich aus den Standorten des Verbrauchs und der Erzeugung ergebenden Stromfluss zu steuern, unter anderem auch durch Importe als Alternative zur Inlandproduktion.

Weil Netze und Strombereitstellung sowohl komplementär als auch substituierend sind, lässt sich keine scharfe Trennung der Verantwortlichkeiten vornehmen. Langfristige Versorgungssicherheit setzt sowohl Netze wie auch Kraftwerke voraus. Wie sich das

Verhältnis zwischen Inlandproduktion und Importen längerfristig entwickelt, hängt zudem von zahlreichen Parametern wie den relativen Produktionskosten, den grenzüberschreitenden Netzen, dem regulatorischen Rahmen oder den politischen Strategien ab.

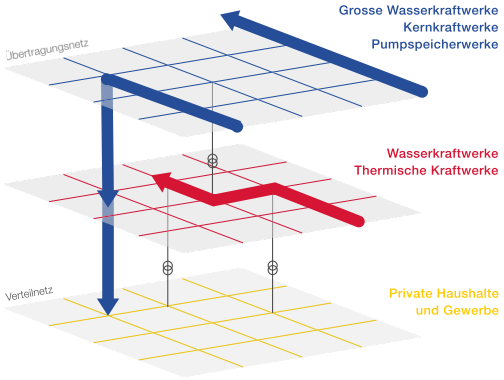
Anmerkungen und Referenzen

1 Siehe Meister, U. (2016): Der Markt ist für die Versorgungssicherheit verantwortlich, BKW-Blog Energie von morgen, https://blog.bkw.ch/der-markt-ist-fuer-die-versorgungssicherheit-verantwortlich/ in Anlehnung an CIGRE (International Council on Large Electric Systems).

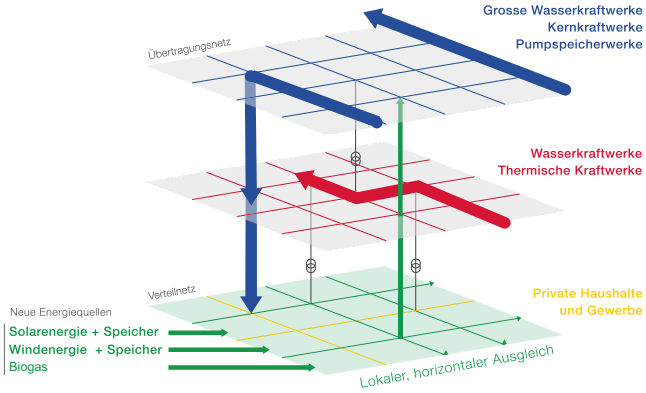
Smart Meter # Digitalisierung # Prosumer # Steuerung # Dezentralisierung

2.5. Steigende Bedeutung dezentraler Einheiten – Wandel zu mehr «bottom-up»

Heute:
zentral, hierarchisches Netzwerk



Morgen:
dezentral, intelligentes Netzwerk



Weiterentwicklung des Stromnetzes – Ergänzung durch leistungsfähige dezentrale Einheiten und neue Energieflüsse.

Heute ist der Schweizer Strommarkt durch eine weitgehende «Top-down»-Architektur mit wenigen grossen und vielen kleinen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) geprägt. Sie stellen unter anderem als Erzeuger mit ihren Kraftwerken die benötigte Flexibilität sicher und verfügen bisher in der Regel auch über eine lokale Monopolstellung als Anbieter. Die lokalen Monopole bewirken neben anderen Faktoren wie nicht internalisierten externen Effekten und Fehlanreizen verschiedener Regulierungen verzerrte Strompreise.

Inzwischen hat aber eine Transformation eingesetzt. Auf der einen Seite werden die Stromnetze intelligenter. Auf digitalen Technologien beruhende Smart Grids erlauben den Zugang zu vielfältigen Messdaten und eröffnen damit neue Möglichkeiten für Marktmechanismen. Auf der anderen Seite findet in Verbindung mit einer Strommarktliberalisierung eine schrittweise Marktöffnung statt. Die Strompreise übernehmen dadurch eine bessere Anreiz- und Koordinationsfunktion. Grössere Preisschwankungen werden zugelassen und treten auch ein. Um den Anteil der neuen erneuerbaren Energien zu erhöhen, werden zudem Anreiz- und Förderinstrumente eingesetzt wie die kostendeckende Einspeisevergütung.

Diese parallelen Entwicklungen verändern die Marktarchitektur nachhaltig. So wird der künftige Strommarkt durch eine Mischung aus «Bottom-up»- und «Top-down»-Elementen bestimmt sein. Neu werden viele und auch kleinere Akteure auftreten, darunter auch sogenannte Prosumer, die als Private sowohl Strom in Kleinkraftwerken produzieren als auch

Kunden der EVU sind. Damit entsteht auf der Erzeugungs- wie auch auf der Nachfrageseite zusätzlich Flexibilität, wobei Knappheit über die Preise signalisiert werden kann. In einer funktionierenden gemischt-interaktiven «Bottom-up»- und «Top-down»-Architektur wird der Anteil der neuen erneuerbaren Energie und damit auch von dezentral bereitgestelltem Strom ansteigen.

Die Koordination der wesentlich grösseren Anzahl an Akteuren kann nur über gut funktionierende Markt- und Preismechanismen gelingen. Aus diesen Gründen ist die Strommarktliberalisierung eine notwendige Voraussetzung für die Transformation des Energiesystems.

Akzeptanz # Energieeffizienz # Lenkung / Förderung # Anreize

2.6. Die Gretchenfrage: Lenkung oder Förderung

	Regulative Steuerung (Gebote und Verbote)	Finanzielle Steuerung (Subvention, Steuern usw.)	Persuasive Steuerung (Information, Beratung usw.)
Gebäude	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich	Gebäudeprogramm; steuerliche Anreize; CO_2-Abgabe; Kantonale Förderprogramme	EnergieSchweiz (Kompetenzzentrum für Energieeffizienz in Gebäuden, Minergie) Gebäudeenergieausweis der Kantone
Erneuerbare Energien (Strom und Wärme)	Vorschriften für Anlagen und Geräte; Strommarktregulierung	Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV); Kantonale Förderprogramme	EnergieSchweiz (Agentur für erneuerbare Energien; Netzwerke; Infrastrukturanlagen)
Industrie und Dienstleistung		Wettbewerbliche Ausschreibungen; CO_2-Abgabe (Befreiung)	EnergieSchweiz (Energieeffiziente Geräte und Grossgeräte)
Mobilität	CO_2-Emissionsvorschriften	EnergieSchweiz (EcoCar)	(Quality Alliance Eco-Drive); Energieetikette

Rot = vorwiegend kantonale Instrumente. Energie Schweiz ist eine Plattform für Fragen zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Sie wird vom Bundesamt für Energie geleitet und soll auch bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle spielen. Energie Schweiz finanziert und begleitet Projekte von Partnern aus dem öffentlichen Sektor und der Privatwirtschaft.

Tabelle mit Übersicht Instrumente Lenkung und Steuerung. *Quelle: Balthasar / Walker 2015*

Um den Stromverbrauch zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix zu erhöhen, stehen zwei grundlegend verschiedene Vorgehen zur Verfügung: eine Lenkung mittels einer Besteuerung von Energie und CO_2 oder eine Förderung durch Steuererleichterungen und Subventionen. Dazu kommen in beiden Fällen verpflichtende Vorgaben wie etwa Effizienzvorschriften für Elektrogeräte oder Abgasgrenzwerte für Personenwagen.

In einer ersten Phase bis 2020 stehen zur Erreichung der Ziele Fördermassnahmen im Vordergrund. Um einen sparsamen Umgang mit Energie zu erreichen, werden Effizienzmassnahmen unterstützt. Für den Ausbau von Wasserkraft und neuen erneuerbaren Energien, deren Anteil am Strommix massiv zunehmen muss[1], sorgen Investitionsbeiträge und die kostenorientierte Einspeisevergütung (KEV).

Für eine zweite Phase nach 2020 war ursprünglich der Übergang von der Förderung zur Lenkung mit dem Klima- und Energie-Lenkungssystem (KELS) geplant. Es sah Abgaben auf Brenn- und Treibstoffen sowie Strom vor. Die Lenkung der Stromnachfrage ist politisch allerdings höchst umstritten und das KELS erwies sich im Parlament als nicht mehrheitsfähig. Die Politik sollte bis 2020 alternative Lösungen erarbeiten.

Um die Lösungsvarianten zu beurteilen, müssen deren Auswirkungen verglichen werden können. Im Rahmen des Nationalen Forschungsprogramms «Energie» haben sich mehrere Forschungsprojekte mit diesen Fragestellungen auseinandergesetzt. So wurden unter anderem Simulationen anhand von Modellen von Förderung versus Lenkung, CO_2-Steuer,

Kraftfahrzeugsteuer oder von unterschiedlichen Stromtarifsystemen für Verbraucher vorgenommen[2].

Anmerkungen und Referenzen

1 Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) vom 4. September 2013, 13.074, S. 7594

2 Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik», Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum», Projekt «Steueranreize für eine Senkung des Energieverbrauchs»; BFE (Hrsg.) 2013, Energiestrategie 2050, Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem, Literaturanalyse und Varianten, Schlussbericht, Bern.

2.7. Mehrstufiger Syntheseprozess



Die Synthese zum thematischen Schwerpunkt «Marktbedingungen und Regulierung» entstand in einem mehrstufigen Prozess. Im Oktober 2016, als die Forschenden noch an ihren Projekten arbeiteten, tauschten sie sich über ihre Forschungsfragen, Methoden und Lösungsansätze aus, um Interdependenzen und Synergiepotenziale zu erkennen. Ein halbes Jahr später trafen sich die Forschenden mit Vertretern von Verbänden, Bundesämtern, Kantonen und relevanten NGO, um mehr über deren Erwartungen an die Forschungsergebnisse und deren Dissemination zu erfahren.

Anhand dieser Erkenntnisse entwickelten die Leitungsgruppen des NFP «Energie» für jeden der sechs thematischen Schwerpunkte ein Synthesekonzept. Im Februar 2018 lag zu jedem dieser Schwerpunkte eine erste Skizze vor, so auch zu «Marktbedingungen und Regulierung». Auf dieser Grundlage wurden die vorliegenden Texte von Beat Hotz-Hart erarbeitet, in den Leitungsgruppen des NFP «Energie» kritisch hinterfragt und von einem Wissenschaftsjournalisten redigiert.

Im Mai und im Juli 2019 kam zweimal eine Echogruppe aus elf Fachleuten aus Verwaltung und Wirtschaft zusammen, um den Entwurf der Synthese zu reflektieren und zu beurteilen (siehe Impressum). Zudem bewertete sie die Empfehlungen mit Blick auf Wirkung und Machbarkeit. Nach weiteren Überarbeitungen und Ergänzungen wurde die Synthese im September 2019 von den Leitungsgruppen des NFP «Energie» verabschiedet.

3. Eine wirtschaftliche, umweltverträgliche und sichere Stromversorgung



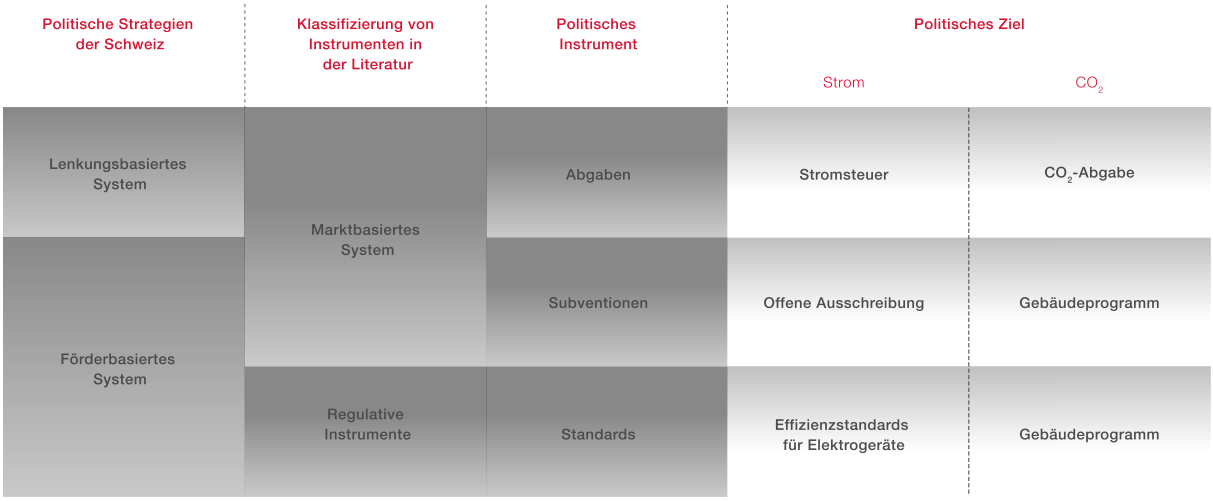
Die Herausforderungen, denen die Märkte beim Umbau des Schweizer Energiesystems gerecht werden müssen, lassen sich am besten anhand der drei durch die Energiestrategie 2050 vorgegebenen, übergeordneten Ziele «Wirtschaftlichkeit», «Umweltverträglichkeit» und «Versorgungssicherheit» ordnen.

3.1. Wirtschaftlichkeit: Effizienz, Wachstum und Verteilung

Die Transformation des Energiesystems hat das Potenzial, erhebliche wirtschaftliche Folgen auszulösen. Umso wichtiger ist es, sowohl die Regulation wie auch die Förder- und Lenkungsmassnahmen nicht nur auf ihre direkten Kosten und ihren Nutzen zu prüfen, sondern auch indirekte Effekte miteinzubeziehen.

Markt # Verteilungsgerechtigkeit # Lenkung / Förderung # Kosten / Nutzen

3.1.1. Lenkung mit überlegter Rückverteilung effektiv gestalten



Taxonomie von Regulierungsinstrumenten, die für die Schweizer Klima- und Energiepolitik von zentraler Bedeutung sind.

Lenkungsmassnahmen sind gesamtwirtschaftlich erheblich effizienter und wirksamer als Fördermassnahmen und um bis zu fünfmal kostengünstiger. Zu diesem eindeutigen Resultat kommen Modellrechnungen zum Schweizer Elektrizitätsmarkt im Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»[1]. Allerdings besteht eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen Effizienz und Verteilungswirkung, denn die Gewinne und Lasten verteilen sich nicht gleichmässig auf die verschiedenen sozioökonomischen Gruppen. Es gibt in beiden Strategien «Gewinner» und «Verlierer». In drei wesentlichen Punkten unterscheiden sich die Verteilungseffekte der Strategien jedoch:

- Lenkung führt aufgrund grösserer Energiepreisänderungen zu einer erheblich breiteren Streuung der Effekte auf das frei verfügbare Einkommen zwischen Haushalten.
- Die meisten Haushalte stehen mit Lenkung besser da als mit Förderung.
- Mit der Förderstrategie verlieren fast alle Haushalte, während mit Lenkung ein Drittel der Haushalte sogar bessergestellt wird.

Wer durch Lenkung gewinnt oder verliert, hängt neben dem Einkommen und den Energieausgaben eines Haushalts auch massgeblich vom Rückverteilungsmechanismus der Abgabe ab. So schützt auf der einen Seite etwa eine Pro-Kopf-Rückverteilung einkommensschwächere Haushalte mehrheitlich vor steigenden Energiekosten. Auf der anderen Seite werden aber Hauseigentümer gegenüber Mietern und Haushalte in ländlichen

Gegenden im Vergleich zu Haushalten in Städten oder Agglomerationen schlechter gestellt.

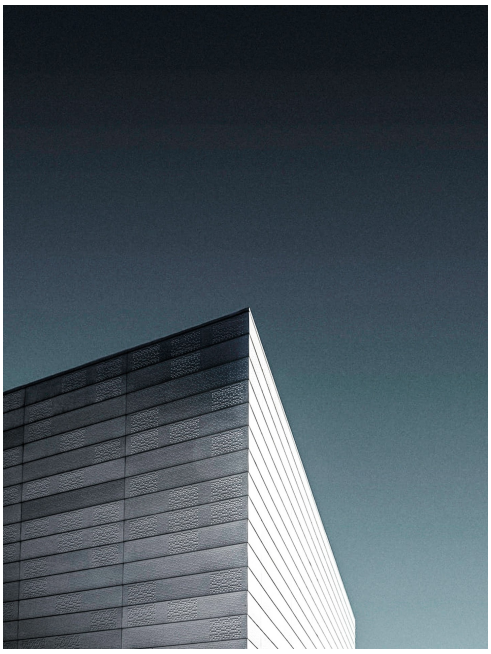
Wie das Projekt «Steueranreize für eine Senkung des Energieverbrauchs»[2] am Beispiel der Kraftfahrzeugsteuer im Kanton Basel gezeigt hat, ist für die Höhe des erzielten Effekts der jeweilige Kontext sehr wichtig. Durch die verhältnismässig kleinen und über viele Jahre verteilten Anreize von Kraftfahrzeugsteuern konnte weder auf das Kauf- noch auf das Fahrverhalten ein Einfluss nachgewiesen werden. Um eine Verhaltensänderung zu bewirken, sollten Anreize sofort spürbar sein sowie klar sichtbare und eindeutige Auswirkungen auf die Preise haben.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»
2 Projekt «Steueranreize für eine Senkung des Energieverbrauchs»

Regulierung # Innovation # Kosten / Nutzen # Anreize # Betriebe

3.1.2. Massnahmen haben aus Sicht der Unternehmen einen unterschiedlichen Einfluss



Aus Sicht der einzelnen Unternehmen stimuliert der derzeitige politische Rahmen in der Schweiz, Deutschland und Österreich ihre Entscheidung für die Einführung umweltfreundlicher Energietechnologien zumindest teilweise. Allerdings bleibt die absolute Höhe ihrer Investitionen davon weitgehend unbeeinflusst. Im Falle der Schweiz ist es unwahrscheinlich, dass Marktanreize allein zu ausreichenden Investitionen in grüne Energietechnologien führen. Sowohl freiwillige Vereinbarungen und Standards als auch öffentliche Subventionen und Steuern erhöhen aber die Bereitschaft. Subventionen erhöhen zudem auch die Investitionsintensität. Dies sind Ergebnisse einer Umfrage im Rahmen des Projekts «Schaffung und Übernahme energiebezogener Innovationen»[1], die gleichzeitig bei Unternehmen in den drei Ländern durchgeführt wurde[2]. Diese Einschätzungen von Direktbetroffenen relativieren zum Teil Resultate von makroorientierten Modellsimulationen.

Speziell für die Entwicklung und Kommerzialisierung neuer Technologien im Bereich der grünen Energien sind positive Effekte von Subventionen, keine Auswirkungen von freiwilligen Vereinbarungen und negative Auswirkungen von Steuern und Vorschriften zu beobachten. Letzteres ist vor allem auf eine Verringerung der finanziellen Ressourcen zurückzuführen, die für Produktinnovationen zur Verfügung stehen. Negative Auswirkungen von Steuern und Regulierung auf Produktinnovationen werden durch positive Auswirkungen auf die Nachfrage nach energieeffizienten Produkten kompensiert.

Auf die internationale Marktposition der Unternehmen hat die Energiepolitik in den drei Ländern gemäss Umfrage keinen negativen Einfluss. Selbst vergleichsweise hohe

Energiesteuern und strenge Regulierungen wie in Deutschland scheinen die Wettbewerbsfähigkeit nicht zu beeinträchtigen. Unternehmen, die neue Energietechnologien eingeführt oder selbst entsprechende Dienste und Produkte entwickelt haben, erzielten eine höhere Exportleistung. Die Einführung von energiebezogenen Technologien hat sich auf die Arbeitsproduktivität positiv ausgewirkt. Energiesteuern als marktbasiertes politisches Instrument haben diese Entwicklung gefördert.

Das Projekt «Energiemanagement als zentraler Treiber für Energieeffizienz»[3] stellt positive Effekte von freiwilligen Vereinbarungen etwa im Zusammenhang mit der CO_2-Abgabebefreiung und dem Grossverbraucherartikel der Kantone fest. Da die Unternehmen die gesetzlichen Verpflichtungen aus Compliance-Gründen möglichst erfüllen möchten, messen sie der Umsetzung entsprechender Massnahmen eine vergleichsweise hohe Bedeutung bei.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Energiebezogene Innovationen»
2 Stucki, T, Wörter, M (2017): Die Effekte von energiepolitischen Massnahmen aus Sicht der Unternehmen, KOF ETH Zürich, https://doi.org/10.3929/ethz-b-000226767
3 Projekt «Determinanten von Investitionen in Energieeffizienz»

Tarif # Bonus / Malus # Verhalten # Haushalte

3.1.3. Innovative Tarifierung mit verbrauchsspezifischen Informationen verbinden



Auf der Tarifseite lässt sich das Verbrauchsverhalten entweder über progressive Preise, die einen grösseren Verbrauch zusätzlich belasten, oder durch ein Anreizsystem, das Sparanstrengungen belohnt, beeinflussen. Das Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten»[1] kommt zum Schluss, dass progressive Stromtarife gemessen am Stromspareffekt gesamtwirtschaftlich effektiver sind als anreizbasierte Systeme. Genau umgekehrt steht es aber um die Akzeptanz der zwei Varianten. Während Strafen für einen übermässigen Verbrauch mehrheitlich abgelehnt werden, stossen Belohnungen für das erwünschte Verhalten auf Zustimmung. Dies deckt sich mit den Erfahrungen aus anderen Ländern. In keinem Land gibt es progressive Tarife auf freiwilliger Basis. Unter Experten von Versorgungsunternehmen scheint man sich darum einig zu sein, dass eine sinnvolle Implementierung von progressiven Tarifen politische oder gesetzgeberische Unterstützung erfordert.

Beträchtlich steigern lässt sich die Akzeptanz allerdings, wenn Tarife, die bei Nichterreichen eines Zieles Strafen in Form von höheren Preisen vorsehen (Malus), mit einer Belohnung für das Erreichen eines Energiesparziels (Bonus) kombiniert werden. Als Anreiz kann dabei nicht nur der Preis, sondern auch Information genutzt werden, wie das Projekt «Verhaltensmechanismen beim Stromverbrauch in Privathaushalten»[2] gezeigt hat. Es gilt: Je differenzierter die Informationen zum Stromverbrauch sind, umso grösser ist der Spareffekt. Während hochaggregierte, allgemeine Verbrauchsinformationen nur eine geringe Einsparwirkung von 2 bis 3 Prozent haben, reduzieren verhaltensspezifische Feedbacks den

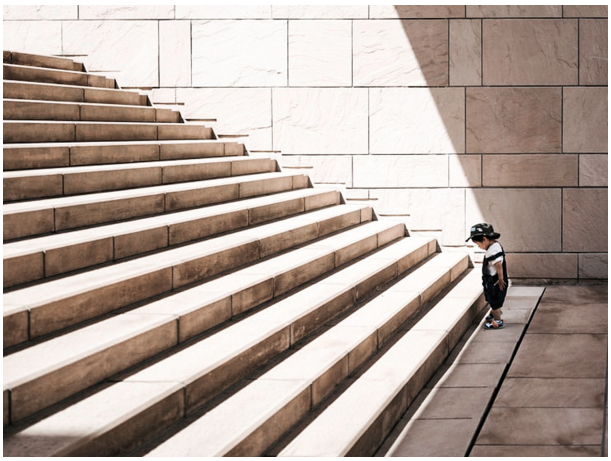
Verbrauch um 6 bis 10 Prozent. Am grössten ist die Wirkung zudem in den Stunden, in denen die Menschen mehrheitlich zu Hause sind. In den Spitzenzeiten werden Reduktionen von 10 bis 20 Prozent erzielt. Demgegenüber fällt der Effekt in den übrigen Stunden auf nahezu null. Es lohnt sich also, die Verbrauchskomponenten für die einzelnen Kunden möglichst detailliert aufzuschlüsseln. Zusätzliche temporäre materielle Anreize machen demgegenüber praktisch keinen Unterschied.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten»
2 Projekt «Verhaltensmechanismen beim Stromverbrauch in Privathaushalten»

Akzeptanz # Verhalten # Lenkung / Förderung # Haushalte # Betriebe

3.1.4. Die gesamtwirtschaftlich beste Lösung widerspricht den Interessen Einzelner



Die gesamtwirtschaftlich sinnvollste Lösung widerspricht häufig der Rationalität der einzelnen Akteure. Dieser Gegensatz steht derzeit einer Lenkung/Förderung der Energiepolitik im Weg. So zeigen Modellrechnungen im Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»[1] eindeutig, dass ein lenkungsbasiertes System erheblich wirksamer, kostengünstiger und über die ganze Bevölkerung gesehen auch gerechter wäre als eine Förderung. Wie das Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten»[2] jedoch zeigt, liegen die Präferenzen der einzelnen Haushalte und Gewerbebetriebe auf der anderen Seite. Haushalte bevorzugen eindeutig Subventionen, die ihnen direkt zugutekommen, gegenüber progressiven Tarifen. Und gemäss einer Umfrage des Projekts «Energiebezogene Innovationen»[3] ziehen auch Unternehmen bei der Innovationsförderung Subventionen vor.

Der Grund für diesen Widerspruch zwischen individueller und gesamtwirtschaftlicher Rationalität ist die Frage der Betroffenheit. Bildlich gesprochen wiegt der Schmerz über einen verlorenen Franken viel schwerer als die Freude über einen entsprechenden gewonnenen Geldwert. Im Rahmen der «Neuen Erwartungstheorie» (Prospect Theory) sprechen Kahneman und Tversky[4] von einer Verlustaversion. So wird in der Psychologie und der Ökonomie die Tendenz bezeichnet, dass der Einzelne Verluste generell höher gewichtet als Gewinne. Individuell Betroffene sind also quasi von Natur aus gegen eine Steuer oder gegen progressive Tarife. Diese würden sie zu «Verlierern» machen und ihnen damit einen starken Anreiz geben, sich zu organisieren und das lenkungsbasierte System zu bekämpfen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»
2 Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten»
3 Projekt «Energiebezogene Innovationen»
4 Kahneman, D., Tversky, A., (1979): Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk.

In: Econometrica. Band 47, S. 263–292.

Wasserzins # Markt # Verteilungsgerechtigkeit # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

3.1.5. Veränderungen im Wasserzins werden über regionale Mechanismen kompensiert



Ist der Wasserzins vor allem ein Kostenfaktor für die Wasserkraftunternehmen oder vielmehr eine berechtigte Beteiligung der Eigentümer der natürlichen Ressource Wasser am Ertrag aus der Verwertung der Wasserkraft? Diese Frage wird kontrovers diskutiert. Das Projekt «Wasserzinssystem»[1] hat sich auf die Erträge aus der Wasserkraft und ihre Verteilung in Form von zurückbehaltenen und ausgeschütteten Gewinnen, Steuern und Wasserzinsen fokussiert. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Verteilung der Erträge von verschiedenen Massnahmen des Finanzausgleichs sowohl innerhalb der Kantone wie auch auf nationaler Ebene überlagert wird.

Das Projekt kommt zum Schluss, dass die Regulierung der Ertragsverteilung eine Frage der Fairness und der politischen Ökonomie ist und nicht ausschliesslich auf Kostengesichtspunkten basieren kann. Über die Zeit hinweg sollte für die Eigentümer der Wasserkraftunternehmen eine ausreichende Kapitalrendite gewährleistet sein und gleichzeitig müssen die Eigentümer der Wasserrechte angemessen entschädigt werden.

Gemäss dem Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»[2] sind 2016 die Gebirgskantone Wallis und Graubünden mit deutlich über 100 Mio. CHF die grössten Empfänger aus den Wasserzinsen. Tessin, Aargau, Bern und Glarus nehmen zwischen 26 und 55 Mio. CHF pro Jahr ein. Die Bruttofinanzströme im Zusammenhang mit den Wasserzinsen stellen im Verhältnis zu den Strömen aus dem nationalen Finanzausgleich für einige Kantone eine wichtige Säule dar (Wallis und Graubünden rund 50 Prozent; Aargau, Tessin, Bern und Uri rund 30 Prozent).

Die Auswirkungen verschiedener Wassertarifsätze auf der Ebene der Kantone hat das Projekt «Wasserzinssystem» am Beispiel des Kantons Graubünden untersucht. Dabei erweist sich das derzeitige Muster mit ressourcenstarken und -schwachen Gemeinden bei einer Variation des Tarifsatzes zwischen 80 und 110 CHF/kW als stabil. Grössere Änderungen mit Sätzen von 50 CHF/kW oder 230 CHF/kW beeinflussen demgegenüber die relative Finanzkraft einiger Gemeinden. Im Kanton Graubünden würde dies aber durch das Ressourcenausgleichssystem unter den Gemeinden abgefedert.

Anmerkungen und Referenzen

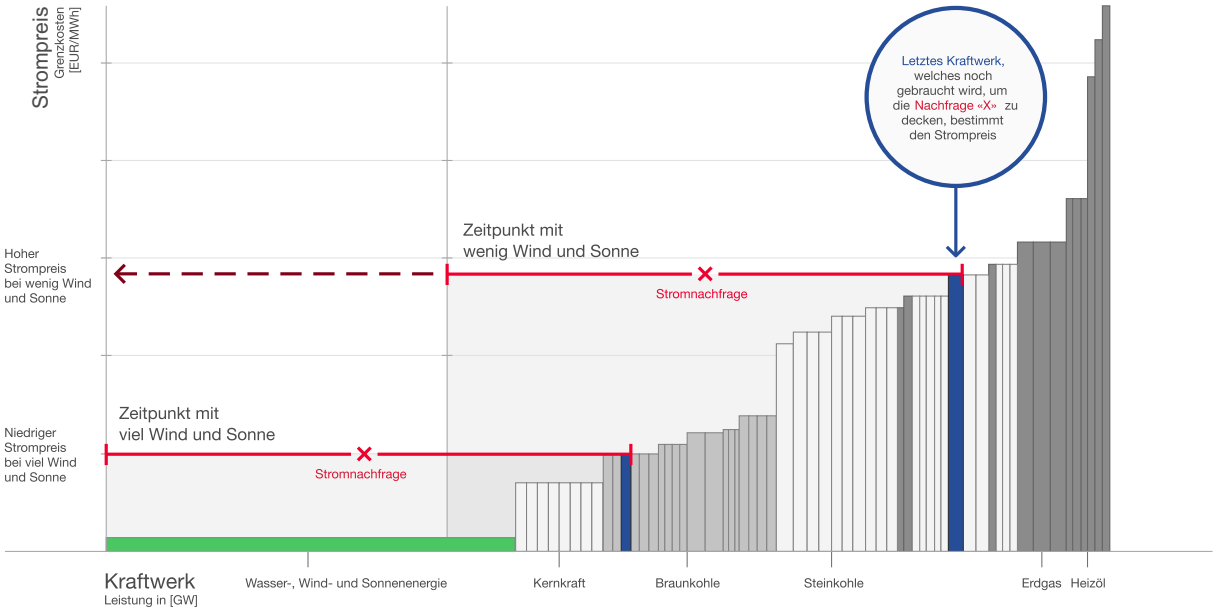
1 Hediger, W., Herter, M., Schuler, Ch., 2019, The Future of Swiss Hydropower: Water Fee-Induced Financial Flows in Switzerland, Final Report. Zum energiepolitischen Hintergrund, vgl. BFE, 2018, Eckwerte für ein mögliches flexibles Wasserzinsmaximum – Bericht zuhanden der UREK-N, Bern. Barry M., et al. (2019): The Future of Swiss Hydropower Realities, Options and Open Questions, WWZ Working Paper 2019/08
2 Projekt «Die Zukunft der Schweizer Wasserkraft»

3.2. Umweltverträglichkeit: Ausbau erneuerbarer Energien

Die verschiedenen Massnahmen, mit denen der Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden kann, unterscheiden sich in ihrer Effektivität, den Kosten und ihren indirekten Folgen. Das NFP «Energie» hat die Möglichkeiten des Markts, von Fördermodellen und von einer CO_2-Steuer untersucht.

Markt # Windenergie # Lenkung / Förderung # Anreize # Photovoltaik

3.2.1. Neue Erneuerbare brauchen Unterstützung – und machen dafür unabhängiger



Logik der Strompreisbildung – Merit-Order-Kurve: Einsatz der Werke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten. *Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Agora, Energiewende 2012, S. 21*

Für die Transformation des Schweizer Energiesystems ist eine deutliche Erhöhung des Anteils der neuen erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie an der heimischen Stromerzeugung fundamental. Dieses Ziel kann nur mit einer gezielten Unterstützung erreicht werden, wie Modellsimulationen des Projektverbunds «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1] zeigen. Die Investitionen, die der Markt allein auslöst, sind demnach zu gering.

Eine der Folgen eines nur auf dem Markt beruhenden und darum langsamen Ausbaus wäre ein markanter Anstieg der Stromimporte. Die Schweiz würde über das ganze Jahr gesehen zum Nettoimporteur. Mit einer Unterstützung für neue erneuerbare Energien im Rahmen der geplanten Ziele würden die Einfuhren deutlich geringer ausfallen. Allerdings würde die Schweiz auch in diesem Fall zum Nettoimporteur von Elektrizität. Die Grosshandelspreise werden damit künftig so oder so von den Nachbarländern bestimmt.

Wenn die Schweiz auf die Unabhängigkeit ihrer Energieversorgung Wert legt, ist dies also ein zusätzlicher Grund zur Unterstützung der erneuerbaren Energie. Die Simulationen mit den Modellen des Projektverbunds «Analyse zukünftiger Strommärkte» zeigen zudem, dass der Preis dafür vernachlässigbar wäre. Für die Refinanzierung einer Förderung, mit der die Ziele der Energiestrategie 2050 erreicht werden können, ist ein maximaler Nachfrageaufschlag von 0,8 Rp./kWh notwendig. Mit diesem würde ein Zuschuss finanziert, den die Erzeuger von

erneuerbaren Energien zusätzlich zum Marktpreis erhalten.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»

Lebensstandard # CO2 / Treibhausgase # Innovation # Lenkung / Förderung # Kosten / Nutzen

3.2.2. Eine CO_2-Steuer bremst die Wirtschaft kaum, löst aber Innovationen aus

CO_2 Preis [€ / t CO_2e]		Jahr
Grossbritannien	20,6	2013
Irland	20	2010
Frankreich	44,6	2014
Spanien	15	2014
Portugal	13	2015
Niederlande	12,3	2020
Schweiz	84,2	2008
Dänemark	20,1 – 23,5	1992
Schweden	113,8	1991
Norwegen	3 – 53,1	1991
Finnland	53 – 62	1990
Estland	2	2000
Lettland	4,5	2004
Polen	0,1	1990
Slowenien	17	1997



CO_2-Bepreisung in der EU, Norwegen und der Schweiz. *Quelle: https://www.klimareporter.de/international/deutschland-allein-ohne-co2-steuer*

Zur Zielsetzung der Energiestrategie 2050 gehört eine Veränderung des Strommixes über den Ausbau des Anteils der neuen erneuerbaren Energien. Ein Instrument, dies zu erreichen, ist eine CO_2-Steuer, mit der nicht erneuerbare Energien zusätzlich belastet werden. Angesichts der fundamentalen Rolle, die kohlenstoffbasierte Energieträger heute einnehmen, hat eine solche Steuer allerdings das Potenzial, schwerwiegende Nebenwirkungen zu zeitigen. Die Angst vor negativen Wachstumsimpulsen ist einer der wichtigsten Gründe für den Widerstand gegen die Besteuerung von CO_2-Emissionen.

Das Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»[1] hat die Effekte einer CO_2-Steuer auf das wirtschaftliche Wachstum der Schweiz untersucht. Eine entsprechende Steuerreform würde demnach durch neue Preissignale zu einer Re-Allokation der Ressourcen führen. Eine Folge wären Innovationen, um die Steuerbelastung zu verringern, was sich längerfristig wachstumsfördernd auswirkt. Die negativen Effekte der Steuer auf die Produktion würden ausgeglichen und die Wirtschaft könnte sich über eine längere Frist etwa gleich entwickeln.

Gestützt werden diese Modellrechnungen durch eine Befragung von Unternehmen in Deutschland, der Schweiz und in Österreich. Kostentreibende Auswirkungen von Steuern und Regulierung auf Produktinnovationen werden demnach in den Betrieben durch positive Auswirkungen auf die Nachfrage nach energieeffizienten Produkten kompensiert.

Technologisch sehr fortgeschrittene Unternehmen profitieren davon besonders. Auf der anderen Seite können Fördermassnahmen gemäss der Studie nur dann Innovationen in neue energieeffiziente Technologien auslösen, wenn sie die Nachfrage nach solchen Technologien anregen. Das Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum» weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass Forschung und Entwicklung eine wichtige Rolle bei der Transformation der Wirtschaft in Richtung der Ziele der Energiestrategie 2050 spielen.

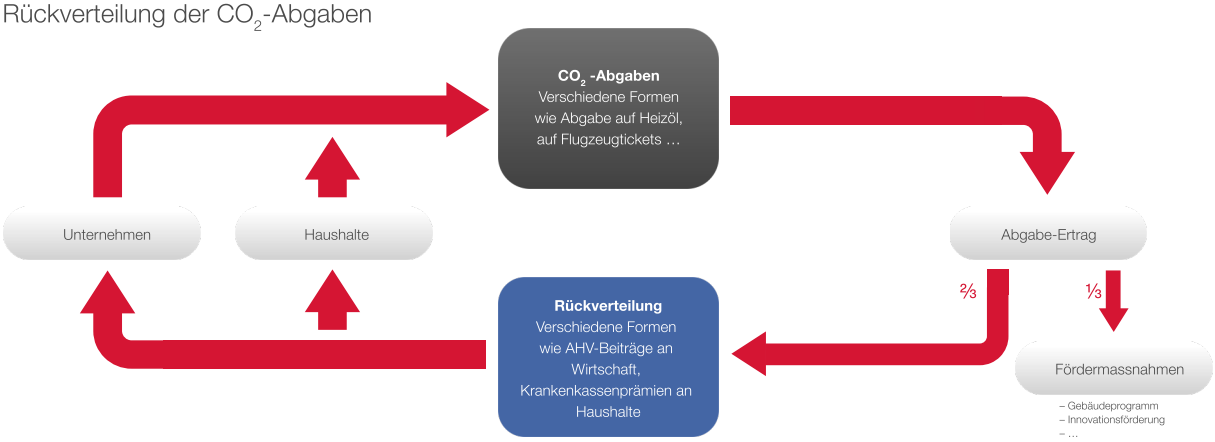
Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»

Lebensstandard # Verteilungsgerechtigkeit # CO2 / Treibhausgase # Lenkung / Förderung # Kosten / Nutzen

3.2.3. Eine CO_2-Steuer wird am besten als Pauschale zurückgegeben

Rückverteilung der CO_2-Abgaben



Das Ziel einer CO_2-Steuer ist die Transformation des Energiesystems und nicht eine Erhöhung der Staatseinnahmen. Die eingenommenen Beträge müssen darum wieder an die Bevölkerung und an die Wirtschaft zurückgegeben werden. Dafür stehen zwei grundlegend verschiedene Verfahren zur Diskussion: eine Senkung der Kapitalsteuer oder eine Rückverteilung an die Bevölkerung über Pauschalbeträge. Letztere entspricht in wesentlichen Teilen der heutigen Praxis, bei der zwei Drittel der Einnahmen pauschal zurückgegeben werden. An die Bevölkerung geschieht dies über die Krankenkassenprämien und an die Wirtschaft über die AHV-Beiträge. Ein Drittel fliesst aktuell in die Programme von Bund und Kantonen zur energetischen Sanierung von Gebäuden.

Wie das Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»[1] aufzeigt, haben die zwei Varianten sehr unterschiedliche Auswirkungen. Gemessen am Wachstumseffekt ist eine Senkung der Kapitalsteuer die klar bessere Option. Sie löst unternehmerische Aktivitäten aus und auch die Gesamtkosten können dadurch minimiert werden. Gering sind für beide Varianten die Auswirkungen auf die Wohlfahrt. Eine höhere Wohlfahrt kann eine Umweltsteuerreform allerdings so oder so nur ermöglichen, wenn der Nutzen einer verbesserten Umweltqualität in Form einer Umweltdividende auch monetarisiert wird.

Mindestens ebenso wichtig wie die Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum und die Wohlfahrt sind Fragen der Verteilungsgerechtigkeit. Hier sind die Ergebnisse nicht eindeutig. Wird nur ein mildes CO_2-Emissionsreduktionsziel mit einer tief angesetzten Steuer angestrebt, schneidet die Reduktion der Kapitalsteuer besser ab. Werden jedoch hohe Reduktionsziele und dementsprechend hohe Steuern angenommen, schneidet die

Rückverteilung über die Kapitalsteuer schlechter ab. Die Gründe sind ihr progressiver Charakter und die ungleiche Verteilung des Eigenkapitals in der Bevölkerung.

Verstärkt wird die «ungerechte» Rückverteilung durch die Tatsache, dass die Innovationen, die durch eine Senkung der Steuer ausgelöst werden, vor allem die Renditen der Kapitaleigner erhöhen. Die Unterschiede sind gemäss der Modellsimulation allerdings so oder so nicht sehr gross.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»

Preis # Steuerung # Lenkung / Förderung # Energiebereitstellung

3.2.4. Flexible Unterstützung ist einer reinen Preis- oder Mengensteuerung überlegen



Mit dem Ende der kostenorientierten Einspeisevergütung (KEV) werden neue Modelle zur Unterstützung der erneuerbaren Energien benötigt. Wie der Projektverbund SCCER CREST[1] zeigt, sind flexible Instrumente dafür einer reinen Preis- oder Mengensteuerung überlegen. Sie erfordern jedoch eine differenzierte Ausgestaltung. Dabei sind Fragen zu klären wie die Plan- und Steuerbarkeit der Kosten inklusive der Regulationsaufwände, der Umfang von Mitnahmeeffekten oder die Behandlung von anfallenden Grünstromzertifikaten.

Bei einer flexiblen Mengensteuerung werden für erneuerbare Energien technologieneutral End- oder Zubauvolumen festgelegt. Für deren Erfüllung werden Auktionen durchgeführt, wobei die preisgünstigsten Angebote gewinnen. Die Höhe der Förderung wird in diesem Modell also nicht staatlich festgelegt, sondern nach wettbewerblichen Prinzipien in Form von Versteigerungen bestimmt. Allerdings sollte eine Preisobergrenze eingeführt werden. Entscheidend ist unter anderem, dass es genügend Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern gibt und dass wirksame Sanktionen erfolgen, falls die Strommenge trotz Zuschlag vom Anbieter nicht bereitgestellt wird. Ein Nachteil ist, dass Mitnahmeeffekte wahrscheinlich sind, indem Produzenten unterstützt werden, die auch ohne Förderung investiert hätten.

Ein solches Auktionsmodell erreicht erfahrungsgemäss geringere Zubauraten als ein Quotenmodell, bei dem EVU direkt auf bestimmte Quoten des Zubaus erneuerbarer Energien verpflichtet werden. Beim Quotenmodell wird zusätzlich zum Strommarkt ein Zertifikatemarkt geschaffen. Die Zertifikate können gehandelt werden und haben einen Marktpreis. Auktionen sind flexibler und finanziell etwas günstiger als Quotenmodelle[2].

Bei einer flexiblen Preissteuerung werden Marktprämien für die Bereitstellung erneuerbarer Energien angeboten, wobei eine Mengenobergrenze festgelegt wird. Dieses Konzept ist bereits heute beim Strom von Wasserkraftproduzenten in Kraft, die unter ihren Gestehungskosten arbeiten. Dieses Instrument ist allerdings nicht EU-konform. Das heisst, es wäre bei einem Stromabkommen mit der EU nicht mehr zulässig.

Anmerkungen und Referenzen

1 SCCER CREST, 2017, Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV): Fördern, Lenken, Abwarten? White Paper 3.

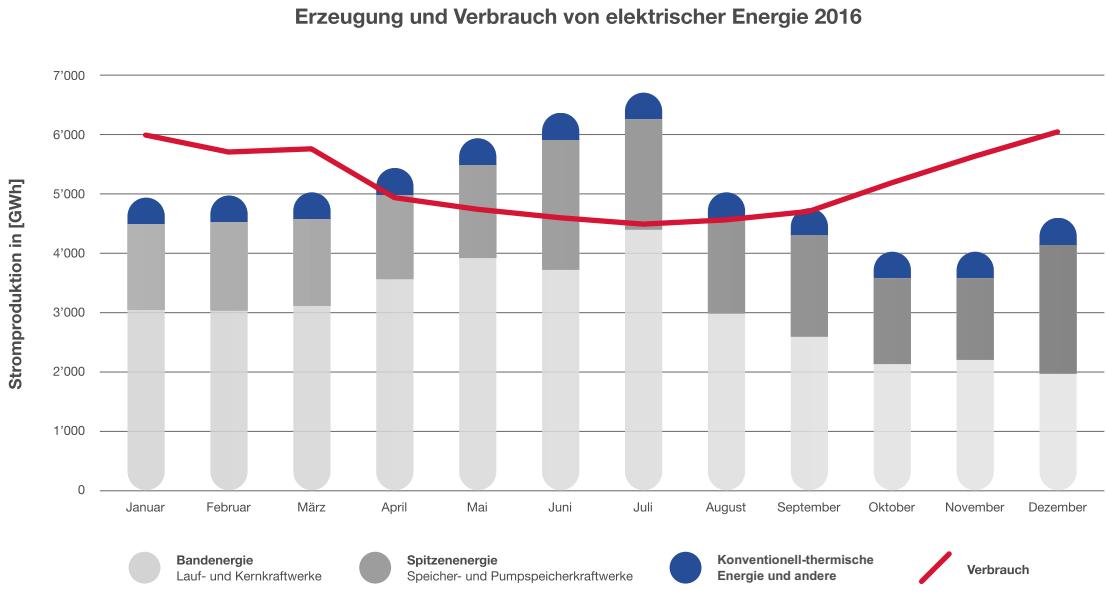
2 Dazu Hettich, Peter, Walther, Simone, Wohlgemuth, David, Camenisch, Livia, Drittenbass, Joel, 2017, Strommarkt 2023: Quotenmodelle im Zieldreieck von Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich. Dort findet sich auch eine Übersicht und Würdigung verschiedener Instrumente zur Marktregulierung.

3.3. Versorgungssicherheit: abhängig von Europa, aber das Ausmass ist gestaltbar

Um eine ganzjährig ausreichende Stromversorgung mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen auch in einem transformierten Energiesystem sicherzustellen, müssen zwei Hauptherausforderungen bewältigt werden: die saisonale und die kurzfristige Volatilität von Sonnen- und Windenergie.

Risiko # Versorgungssicherheit # Import # Europa / EU # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

3.3.1. Saisonale Importrisiken lassen sich zusätzlich absichern



Quelle: Bundesamt für Energie BFE 2017

Die Versorgungssicherheit in der Schweiz hängt vor allem von der Wasserverfügbarkeit und den Importmöglichkeiten ab. Für die kurzfristige Flexibilität sorgen die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Ein besonderes Risiko für die ganzjährig stabile Stromversorgung stellen die Unterschiede in der saisonalen Bereitstellung im Sommer und im Winter dar.

Wie der Projektverbund «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1] zeigt, ist das derzeitig geltende EOM-Marktdesign (Energy-only-Market) auch in einem transformierten Umfeld geeignet, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert und technisch importfähig bleibt. Das EOM-Design setzt vor allem auf die Vorsorge der Marktakteure selbst. Schaffen sie dies nicht, können sie bis in die Grössenordnung von üblichen Ausfällen gemäss Erfahrungswerten über Swissgrid mit Regelenergie unterstützt werden. Dafür bezahlen sie aber einen hohen Preis. Extrem grosse Ausfälle kann der Regelenergiemarkt nicht vollständig abdecken.

In einem erweiterten Konzept könnte die Politik die vor allem im Winter bestehenden Importrisiken zusätzlich eindämmen. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn das Risiko, dass ein Nachbarland Exporte in die Schweiz einschränken könnte, als beträchtlich eingeschätzt wird.

Dafür bieten sich zwei Lösungen an[2]: eine strategische Reserve oder dezentrale Leistungsverpflichtungen. Eine strategische Reserve[3], für die eine relativ geringe Erzeugungskapazität nötig ist, wird typischerweise im Inland beschafft. Als zentrale Instanz übernehmen dies meist die Übertragungsnetzbetreiber. Refinanziert wird sie durch die Verbraucher.

Über eine dezentrale Leistungsverpflichtung verpflichten sich Stromlieferanten oder Grossverbraucher, eine bestimmte Stromerzeugungsmenge bereitzuhalten. Dies wäre in Form von Zertifikaten nachzuweisen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»

2 Vgl. das Gutachten im Auftrag des BFE, Frontier Economics Ltd (2017): Eckpfeiler des Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020, Bern

3 Im Vernehmlassungsentwurf zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 17.10.2018 schlägt der Bundesrat vor, dass im Sinne einer «Energieversicherung» eine Speicherreserve eingerichtet werden soll, um die Schweiz auch in unvorhersehbaren Extremsituationen sicher zu versorgen. Diese soll jährlich durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ausgeschrieben und über die Netznutzungstarife finanziert werden.

Preis # Versorgungssicherheit # Energiespeicher # Energiebereitstellung

3.3.2. Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve beeinflussen Grosshandelspreise kaum



Die Einführung eines Kapazitätsmarktes oder einer strategischen Speicherreserve hätte keinen Einfluss auf den Stromgrosshandelsmarkt und auf die Investitionsentscheidungen im Schweizer Stromsystem. Dies zeigen die Simulationen des Projektverbunds «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1].

Um die Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kernenergie und die gleichzeitige Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf die Stabilität des Energiesystems abschätzen zu können, wurde ein Simulationsmodell auf Länderebene für Europa entwickelt, das die Schweiz miteinschliesst. Dieses wurde mit einem detaillierten Modell für die Stromabgabe und die grenzüberschreitende Infrastruktur für die Stromübertragung gekoppelt.

Gemäss diesen Simulationsrechnungen scheint die Zuverlässigkeit des Systems inklusive der Stromübertragung selbst nach dem Atomausstieg und bei einer Erhöhung des Anteils der unregelmässig produzierten erneuerbaren Energien kein Problem zu sein.

Weiter wurden zwei Formen von Kapazitätsmechanismen untersucht, um eine angemessene Stromerzeugung in der Schweiz langfristig zu gewährleisten: ein Kapazitätsmarkt, der sicherstellt, dass maximale Spitzenlast bedient werden kann, und eine strategische Speicherreserve.

Da die vorhandene Erzeugungskapazität von Pumpspeicher- und Stauseeanlagen das Kapazitätsziel bereits übertrifft, hat die Einführung eines Kapazitätsmarktes keinen Einfluss auf das Investitionsverhalten in der Schweiz.

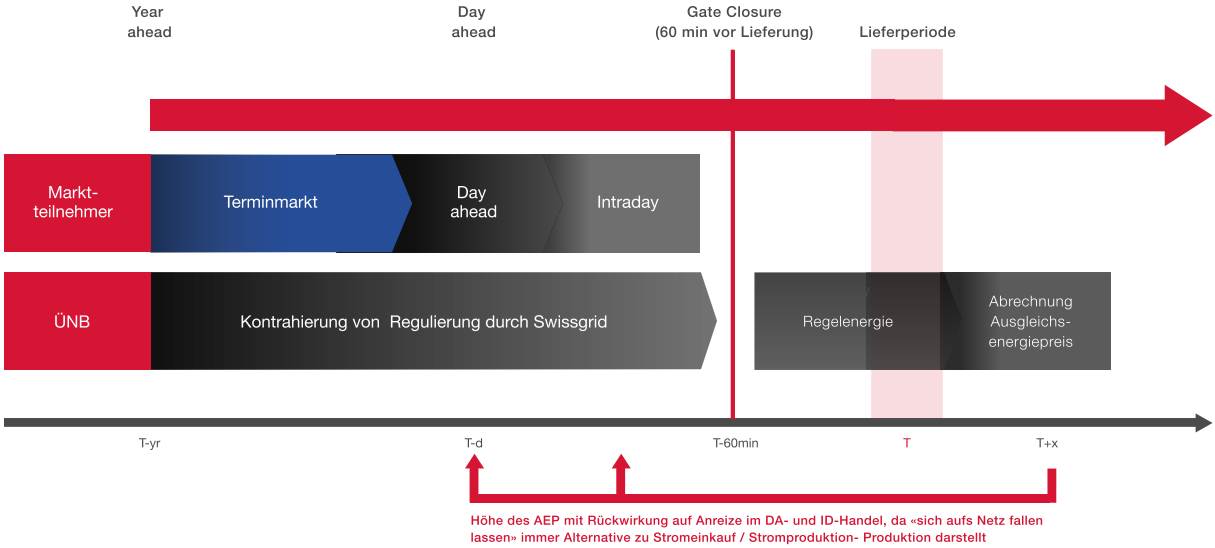
Eine strategische Speicherreserve erfordert demgegenüber eine Mindestmenge an Energie, die jederzeit in Pumpspeicher- und Stausee-Energieanlagen gespeichert bleibt. Trotzdem wirkt sich auch dieses Szenario in den Simulationen nur geringfügig auf den Elektrizitätsmarkt aus und hat keine signifikanten Effekte auf den Grosshandelspreis. Dementsprechend bleiben auch die Investitionsentscheidungen von einer strategischen Speicherreserve unberührt.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»

Versorgungssicherheit # Import # Energienetze # Europa / EU

3.3.3. Ein stabiler Betrieb ist auch nach der Transformation gewährleistet



Ausgleichsenergiepreis mit Rückwirkung auf Zahlungsbereitschaft und Preise in vorgelagerten Märkten. ÜNB = Übertragunsnetzbetreiber. *Quelle: Frontier Economics, in: BFE 2016: Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020, S. 53.*

Die Frage, ob das Schweizer Stromsystem überhaupt mit dem in der Energiestrategie 2050 vorgesehenen Produktionsmix und den erwarteten Import- und Exportvolumina wird umgehen können, ist für die Versorgungssicherheit unseres Landes grundlegend. Simulationen des Projekts «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1] kommen zum Ergebnis, dass unabhängig vom spezifischen Entwicklungspfad keine ernsthaften Bedrohungen für den Schweizer Stromnetzbetrieb zu erwarten sind.

Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Schweiz wie bis anhin am europäischen Strombinnenmarkt teilnimmt und der Austausch mit dem Ausland nicht zusätzlich eingeschränkt wird. Es wurden auch keine Stresstests mit extremen Annahmen (Wettersituationen oder verstärkter Rückbau von bestehenden Kapazitäten in D und F) durchgeführt – dies ist Aufgabe der sogenannten System-Adequacy-Untersuchungen[2], die nicht Teil dieses Projektes waren. Auch die unteren Netzebenen wurden nicht einbezogen. Aufgrund der Resultate kann davon ausgegangen werden, dass aus betrieblicher Sicht für die Versorgungssicherheit der Schweiz keine zusätzlichen Mechanismen oder Massnahmen erforderlich sind, die über die bereits geplanten Netzausbauprojekte hinausgehen.

Das aktuelle Marktdesign mit einem Spot- und einem Ausgleichsmarkt ist für das Auffangen von Schwankungen in einem Marktbetrieb geeignet, wie sie mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 erwartet werden. Die bestehenden Wasserkraftwerke und die

verfügbaren Import- und Exportkapazitäten zusammen mit den geplanten Massnahmen, wie dem Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes und einem lastflussbasierten Engpassmanagement, sind in der Lage, einen stabilen kurzfristigen Betrieb auch in einem transformierten Energiesystem mit einem wachsenden Anteil von Sonnen- und Windkraft sicherzustellen[3].

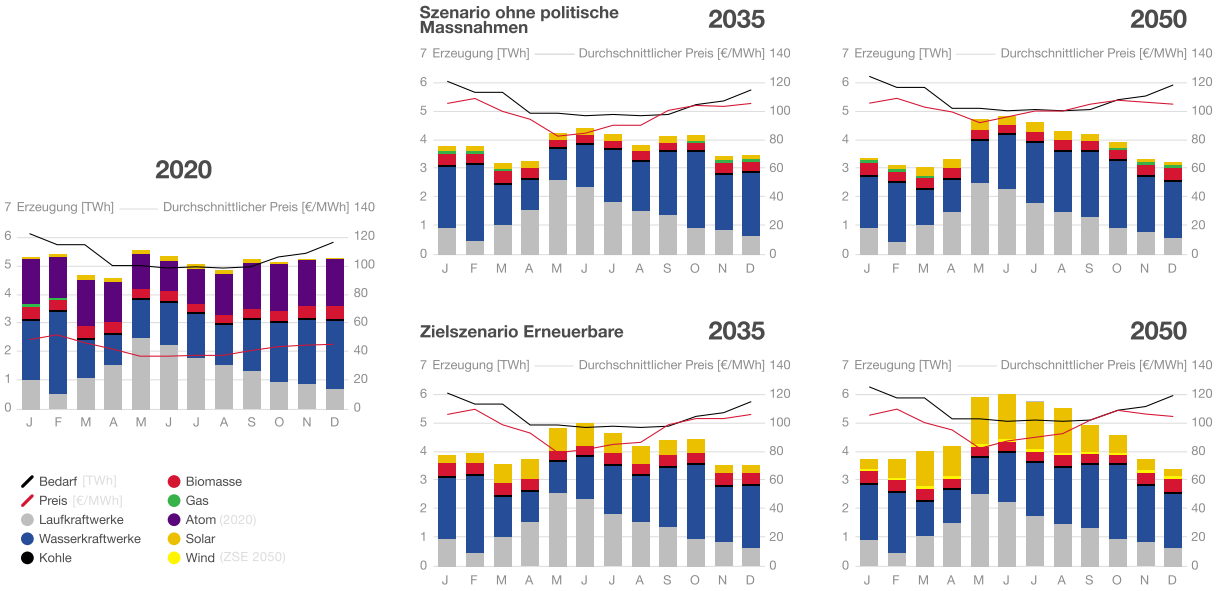
Wichtig ist aber auch festzustellen, dass der rein marktbasierte Zubau von Kapazitäten in der Schweiz ohne weitere finanzielle Förderung nur in sehr geringem Masse stattfinden wird. Die Ergebnisse unterstreichen die zentrale Bedeutung des Netzausbaus, des Marktzugangs zu Europa sowie der europäischen Marktentwicklungen für den Schweizer Strommarkt.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»
2 Vgl. dazu von den gleichen Autoren, BFE (Hrsg.) (2018): Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Bern. «Die Ergebnisse zeigen dabei, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz auch in Zukunft zumeist als unkritisch einzustufen ist. (…) Erst bei deutlich reduzierter Erzeugungskapazität in den betrachteten Ländern kommt es zu vermehrten versorgungskritischen Situationen. Die grössten Einflüsse auf die Schweizer Versorgungssituation haben daher auch die europäischen Systementwicklungen», ebenda, S. 73.
3 Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»

Windenergie # Versorgungssicherheit # Import # Europa / EU # Photovoltaik

3.3.4. Das Export-Import-Muster wird noch ausgeprägter



Der Atomausstieg führt in beiden Szenarien zu einer generellen Reduktion der Stromproduktion in der Schweiz, die sich ziemlich gleichmäßig über die Monate verteilt. Damit entwickelt sich im «No Policy Szenario» das heutige Muster von "Sommer-Export- und Winter-Import" zu einem «Ganzjahres-Import». Im Falle des «Renewable Target Szenarios» wird die erhöhte Stromproduktion durch PV langfristig zu einem Wiederaufleben des Musters «Sommer-Export und Winter-Import» führen. Die gesamten Importe übersteigen jedoch immer noch die Exporte. *Quelle: Figure 4: Monthly Dispatch Results, in: Schaffner, CH. (2019): Assessing Future Electricity Markets (AFEM), Final Scientific Report (umbrella project), p. 7.*

Einfuhren aus und Ausfuhren in die europäischen Nachbarländer sind für die Versorgungssicherheit der Schweiz essenziell. Simulationen des Projekts «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1] zeigen, dass der Stromaustausch durch die Transformation des Schweizer Energiesystems weiter zunehmen und damit noch wichtiger wird.

Dabei führen sowohl die Szenarien ohne spezielle Förderung von erneuerbaren Energien als auch jene, bei denen diese gezielt unterstützt werden, zu einer Verringerung der inländischen Strombereitstellung und damit vor allem zu einem Wachstum der Importe. Der Grund dafür liegt darin, dass die erneuerbaren Energien in beiden Fällen den Rückgang der Produktion, der durch den Ausstieg aus der Kernkraft entsteht, nicht wettmachen können.

Das heute schon vorhandene Muster mit Sommerexport und Winterimport verstärkt sich in der Folge weiter und die Schweiz wandelt sich in beiden Szenarien über das ganze Jahr gesehen zu einem Importland. Der Negativsaldo wird allerdings mit einer Unterstützung der erneuerbaren Energien wesentlich geringer ausfallen als ohne diese.

Langfristig kann durch eine aktive Unterstützung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu einem Muster zurückgefunden werden, das dem heutigen Zustand entspricht. Der Gesamtimport wird über das ganze Jahr gesehen jedoch immer noch über den Exporten liegen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»

Regulierung # Liberalisierung / Marktöffnung # Versorgungssicherheit # Import # Europa / EU

3.3.5. Die EU setzt Regeln, die das Schweizer Strommarktdesign prägen



Aufgrund der zentralen Lage und ihrer engen Verknüpfung mit dem europäischen System ist die Schweiz ein Stromtransitland und die Stromhandelsdrehscheibe Europas. Die Preise werden dabei weitgehend durch den gesamteuropäischen Markt bestimmt. Deshalb sind Entscheidungen über das Marktdesign in den Nachbarländern und gesamteuropäische Entwicklungen prägend für das Stromsystem der Schweiz[1].

Ziel der EU ist es, die nationalen Strommärkte mit den Märkten der Nachbarländer weiträumig zu verknüpfen und bestehende Handelsbarrieren zwischen den Mitgliedsstaaten abzubauen. Durch die europaweite Planung des Ausbaus und der Nutzung der Netzinfrastruktur, verbunden mit einem gemeinsamen integrierten Last- und Netzmanagement, sowie durch gemeinsame Handelssysteme soll ein europaweiter Energiebinnenmarkt für mehr als 500 Millionen Verbraucher geschaffen werden. Dieser integrierte Strommarkt ermöglicht es Mitgliedsstaaten unter anderem, die wegen der Umstellung auf eine variable Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien besonders benötigten Flexibilitätsreserven auch von ausserhalb zu beziehen. Dies ist sichergestellt, weil irgendwo in Europa immer Wind weht, die Sonne scheint oder ein Reservekraftwerk zur Verfügung steht.

Die ökonomischen Vorteile, sich diese Flexibilität durch Marktmechanismen und grenzüberschreitenden Handel zu beschaffen, sind substanziell. Auch die Schweiz dürfte sich darum auf lange Sicht kein ungleich teureres und weniger effizientes eigenes System der Versorgungssicherheit mehr leisten können.

Das dritte Energiepaket der EU aus dem Jahr 2009 legt die bis heute geltenden Grundpfeiler fest. Dabei sind für die Schweiz folgende Bestimmungen prägend[2]:

- vollständiger diskriminierungsfreier Netzzugang für Erzeuger und freie Anbieterwahl für Verbraucher
- Überwachung der Marktteilnehmer durch unabhängige Regulierungsbehörden, die keine Weisungen von Regierungen entgegennehmen dürfen
- eine rechtliche Entflechtung für bestehende und sogenannte Eigentumsentflechtung für neue Netzbetreiber
- stärkere Verbraucherrechte wie erleichterter Anbieterwechsel
- Schaffung der Agentur Acer, welche die Arbeit der 28 nationalen Energieregulierer besser koordinieren soll

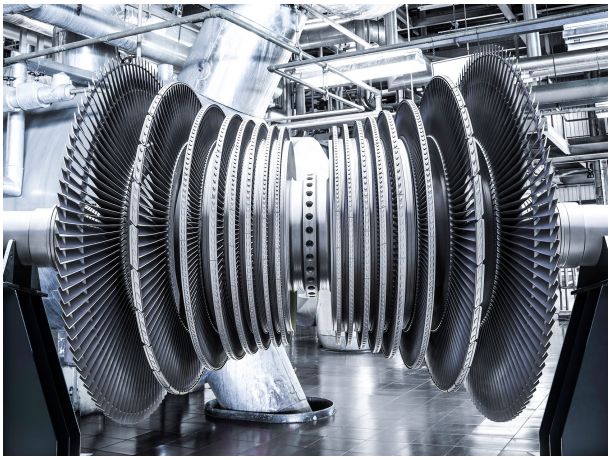
Anmerkungen und Referenzen

1 Ohne Stromabkommen mit der EU wird es teurer

2 Für die Zukunft, vgl. die acht Gesetzesvorschläge der Europäischen Kommission vom 30. November 2016 unter dem Titel «Saubere Energie für alle Europäer» («Clean-Energy-Package») zur Überarbeitung weiter Teile des Energie- und Stromsektors, https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

Regulierung # Liberalisierung / Marktöffnung # Versorgungssicherheit # Kosten / Nutzen # Europa / EU

3.3.6. Ohne Stromabkommen mit der EU wird es teurer



Ohne Stromabkommen mit der EU wäre die Schweiz mit verschiedenen Nachteilen konfrontiert. Dazu gehören insbesondere höhere Investitionen für die Versorgungssicherheit, höhere Grosshandelspreise und weniger Exporte der Wasserkraft. Das Ausmass wird vom konkreten Verhalten der EU gegenüber der Schweiz abhängen. Zu diesem Befund kommen die beiden Projekte «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»[1] und «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»[2].

Beide Projekte zeigen im Szenario einer Schweiz ohne ein Stromabkommen, wie eingeschränkt der Handlungsspielraum der Schweizer Elektrizitätswirtschaft ist. Ein gleichberechtigter Zugang für Schweizer Unternehmen zum Elektrizitätsbinnenmarkt wäre nicht mehr gewährleistet und sogar ein dauerhafter Ausschluss von den europäischen Handelsplattformen möglich.

Weiter erschwert würde der grenzüberschreitende Handel für grössere EVU wegen der fehlenden Koppelung von Stromhandel und der dazu notwendigen Leitungskapazität: Ausschluss der Schweiz aus dem «Market Coupling»[3]. Die Liberalisierung der Märkte und die Harmonisierung der Marktregulierung durch die EU, welche die Schweiz nur teilweise nachvollzogen hat, haben die Handelsbedingungen für die Schweizer Elektrizitätsunternehmen bereits jetzt verschlechtert.

Abnehmen dürfte die Importfähigkeit. Dies hätte hohe Investitionen in heimische Ausgleichsreserven und in die Speicherung von saisonalem Wasser- und Solarstrom zur Folge. Allerdings würden sich damit auch regulatorische Spielräume eröffnen, etwa bei der Förderung von Speicherlösungen oder der Sektorkopplung zwischen den verschiedenen Energieträgern und -netzen. Bei technischen Vorgaben wird es aber weiterhin wichtig sein, eine Angleichung an das europäische Recht sicherzustellen.

All dies führt zu Unsicherheiten und Risiken für die Stromhandelsunternehmen. Der

grenzüberschreitende Handel dürfte abnehmen mit negativen Konsequenzen für eine effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Exportfähigkeit der flexiblen schweizerischen Wasserkraft. Folgen daraus wären beträchtliche zusätzliche Kosten wie überhöhte Grosshandelspreise und deutlich höhere Systemkosten.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»
2 Projekt «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»
3 Die Marktkopplung im Elektrizitätsbinnenmarkt der Europäischen Union bezieht sich auf die Integration von zwei oder mehr Strommärkten aus verschiedenen Gebieten durch einen impliziten grenzüberschreitenden Zuteilungsmechanismus und wurde von Anfang an von den europäischen Energieregulierungsbehörden als das Schlüsselinstrument für die Integration der EU-Grosshandelsmärkte angesehen. Anstatt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten unter den Marktteilnehmern explizit zu versteigern, stellt die Marktkopplung die Kapazitäten implizit an den Strombörsen der verschiedenen Bereiche zur Verfügung.

Regulierung # Liberalisierung / Marktöffnung # Import # Europa / EU

3.3.7. Ein Stromabkommen ist für den Schweizer Strommarkt so oder so massgebend



Der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU hat Konsequenzen für die Rahmenbedingungen des schweizerischen Strommarktes, wie das Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»[1] aufzeigt. Ja, selbst ohne Abkommen ist eine Orientierung an den europäischen Regeln zu den erneuerbaren Energien in Form eines autonomen Nachvollzugs nicht nur sinnvoll, sondern zwingend, um Regulierungskonflikte und technische Inkonsistenzen zu vermeiden. Die Schweiz ist technisch vollständig ins europäische Netz integriert und von diesem abhängig. Die Netzsicherheit kann nur im europäischen Kontext gewährleistet werden.

Gleichzeitig müssen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen mit jenen in Europa kompatibel sein. Gemäss den geltenden Regeln der EU müssten verschiedene Aspekte der Regulierung von der Schweiz bei einem Abkommen angepasst respektive übernommen werden[2]:

- Das EU-Ziel der Liberalisierung der Strommärkte bedingt, dass die vollständige Öffnung des Strommarktes Schweiz (Liberalisierung Phase II) realisiert wird.
- Die EU-Leitlinien stehen einer Beteiligung der Kantone an Versorgungsunternehmen kritisch gegenüber. Die Gewinnabführungen an die Gemeinden werden kritisch gesehen.
- EU-Regeln zur Transparenz etwa bei staatlichen Beihilfen sind einzuhalten. Die Schweiz erhielte im Gegenzug ein Recht auf Beihilfe durch EU-Institutionen.

- Gewisse Schweizer Fördermassnahmen zugunsten von Wasserkraftwerken stehen mit dem EU-Beihilferecht in Konflikt. Die EU will solche Grossanlagen verstärkt den Preissignalen der Märkte aussetzen und allfällige Förderungen wettbewerblicher (Quotenmodelle oder Auktionen) und technologieneutral gestalten.
- Die neuen europäischen Regeln verlangen nach einer Möglichkeit, erneuerbare Energien zum Beispiel durch Eigenverbrauchsgemeinschaften, Peer-to-Peer-Energie-Handel und Strombezugsverträge auch ohne EVU auszutauschen. Dies ist im derzeitigen Schweizer Rechtsrahmen nur beschränkt möglich.
- Verlangt wird die Zustimmung zur Regelung von Streitigkeiten bei der Auslegung und Handhabung der Inhalte des Stromabkommens über ein internationales Strom-Schiedsgericht. Damit hätte aber auch die Schweiz ein Klagerecht gegen Verzerrungen durch andere Länder.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»
2 Für die Zukunft, vgl. die acht Gesetzesvorschläge der Europäischen Kommission vom 30. November 2016 unter dem Titel «Saubere Energie für alle Europäer» («Clean-Energy-Package») zur Überarbeitung weiter Teile des Energie- und Stromsektors, insbesondere der Vorschlag für eine EU-Richtlinie zu gemeinsamen Regeln für den EU-Strombinnenmarkt (Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EU);
https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

3.4. Stromnetze: regionales Marktdesign und Netzinfrastruktur im Wechselspiel

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt flexiblere Übertragungs- und Verteilnetze, die mit der Dezentralisierung und der grösseren Volatilität der Produktion umgehen können. Gleichzeitig müssen die Netze für ein transparenteres Monitoring und für dynamische Tarife intelligent gemacht werden.

Prosumer # Steuerung # Dezentralisierung # Haushalte # Energieversorger

3.4.1. Den Markt durch Einbindung der Verbraucher flexibilisieren



Die zunehmende Bedeutung von Windturbinen und Photovoltaikanlagen ist eine Herausforderung für das Marktdesign. Wie der Projektverbund SCCER CREST 2018 aufzeigt[1], müssen aufgrund der damit verbundenen Dezentralisierung die Investitions- und Einsatzentscheidungen von deutlich mehr und deutlich heterogeneren Akteuren koordiniert werden. Im zukünftigen Stromsystem dürften nicht nur wenige Hundert grössere Kraftwerke, sondern zusätzlich mehrere Hunderttausend kleinere Einheiten interagieren. Und es werden auch neue Akteure auftreten wie etwa sogenannte Prosumer, die sowohl Verbraucher als auch Kleinproduzenten sind.

Bislang wird der Strom anhand der Verbrauchernachfrage bereitgestellt («generation follows demand»). Mit der Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Volatilität entsteht ein Bedarf, auch die Nachfrage an die jeweils aktuelle und wetterabhängige Strombereitstellung anzupassen («load follows generation»). Eine ausreichende Systemflexibilität ausschliesslich über die Erzeugungsseite sicherzustellen, wäre nicht kosteneffizient.

Der energiepolitische Entscheid, ob das bisherige Muster «generation follows demand» beibehalten oder ein Wechsel zu «load follows generation» akzeptiert und verfolgt werden soll, ist für die weitere Entwicklung des Markts fundamental. Im letzteren Fall kann das Design des vorhandenen «Energy-only-Markts» mit leichten Anpassungen beibehalten werden. Notwendig ist dafür aber eine stärkere Einbindung der Verbraucher zum Beispiel durch zeitlich flexible Tarife oder eine unterbrechbare Versorgung. Damit lassen sich die Nachfrageflexibilität in einem ökonomisch sinnvollen Ausmass nutzen und gesamtwirtschaftlich erwünschte Investitionen in dezentrale Erzeugungs- und

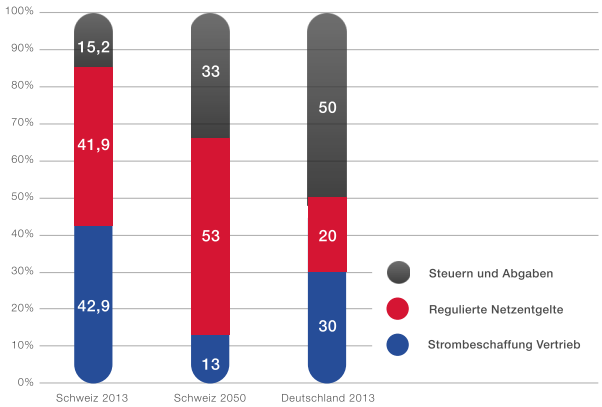
Speicheranlagen stimulieren. Ein solches System würde zu einer deutlich anderen Architektur der Versorgung führen. Statt teurer Überkapazitäten und Back-ups würden eine flexible Nachfrage und dezentrale Speicher den Grossteil der Schwankungen ausgleichen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Vgl. SCCER CREST 2018, Strommarktdesign: In welche Richtung soll es gehen? White Paper 5 – Juni/2018; Weigt, H, Strommarktdesign: Die Politik bestimmt die Richtung, in: Die Volkswirtschaft, Heft 12, 2018.

Smart Meter # Digitalisierung # Energienetze # Steuerung # Kosten / Nutzen

3.4.2. Intelligente Netze sind kostengünstiger als ein konventioneller Netzausbau



Strompreis für Endverbraucher: das Gewicht der Komponenten bringt die Energiestrategie zum Ausdruck. *Quelle: VSE*

Durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien wird die Energielandschaft wesentlich kleinteiliger mit zeitweise erheblichen Einspeisungen aus volatilen, dezentralen Erzeugungsanlagen über das Verteilnetz und deutlich vielfältigeren Mustern des Stromverbrauchs.

In den dezentralen Verteilnetzen sind darum vermehrt Engpässe und Überschüsse zu erwarten. Zu deren Vermeidung können Netzbetreiber auf einen konventionellen Netzausbau setzen in Form von Netzoptimierung, Netzverstärkung und Bau neuer Leitungen. Alternativ können sie aber auch Flexibilität im Verhalten der Netznutzer einsetzen, um Engpässe in kürzerer Zeit und kostengünstiger zu beheben.

Aufseiten der Erzeuger stellen variable Einspeiseleistungen von Anlagen eine wirtschaftlich nutzbare Flexibilität dar. Bei den Verbrauchern bieten die Steuerung industrieller Verbrauchsprozesse, der Verbrauch der Haushalte, Batterieladezyklen von Elektrofahrzeugen oder auch der Einsatz dezentraler Speicher Möglichkeiten zur Flexibilität im Lastmanagement.[1]

Das Projekt «Integration nachhaltiger Multi-Energy-Hub-Systeme aus Sicht der Systemsteuerung» zeigt Vorteile dezentraler, intelligenter Systeme. Multi-Energy-Hub-Ansätze (MEH) ermöglichen den Betrieb von Systemen, die ganze Stadtteile oder Dörfer umfassen. Die Verfahren helfen, Betriebskosten zu minimieren, und berücksichtigen dabei auch Datenschutzbedenken, da nur ein Minimum an Daten ausgetauscht wird. Sie unterstützen die Systemsicherheit und bieten Möglichkeiten, kostspielige Netzerweiterungen zu vermeiden. Das Projekt hat dazu anhand von zwei Fallstudien in Zernez und Zürich Altstetten ein intelligentes Netzwerk und konkrete Steuerungsalgorithmen entwickelt. Eine Steuerungslösung durch zentralisierte Systeme hat sich für solche Fälle als nicht realisierbar

erwiesen.

Anmerkungen und Referenzen

1 BFE (Hrsg.) 2016, Smart Grids in der Cost+ Regulierung, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn; Frey, H., Lastmanagement mit intelligenten Tarifen, in: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Oktober 2009, Volume 126, Ausgabe 10, S. 358–364.

Einspeisevergütung # Tarif # Energienetze # Steuerung # Energiespeicher # Anreize

3.4.3. Mit netzdienlichem Verbrauchs- und Einspeiseverhalten die Lasten glätten



Ziel der Politik ist ein Ausbau der Versorgung durch neue erneuerbare Energie. Dies bedeutet eine Zunahme fluktuierender Leistung und damit verbunden ein verändertes Belastungsmuster in den dezentralen Verteilnetzen. Es werden Situationen entstehen, in denen die Last durch das Netz nicht mehr abdeckbar ist und der Bedarf an Flexibilität im Systembetrieb steigt[1].

Flexibilitätspotenziale für netzdienliches Verhalten können auf verschiedene Wege geschaffen und genutzt werden[2]:

- Im Rahmen des Eigenverbrauchs (Prosumer) zu- und abschaltbare Lasten je nach vorhandenen Möglichkeiten flexibel einsetzen (Wärmepumpen, dezentrale Speicher, Batteriekapazitäten oder Ladung von Elektromobilen)
- Über ein Einspeisemanagement die Spitzen reduzieren sowie abregeln und die Abnahmepflicht der EVU relativieren
- Über Energieumwandlung in Saisonspeicher

Eine geschickte Kombination von flexiblem, netzdienlichem Verhalten bei Eigenverbrauch und Einspeisung kann mittel- bis langfristig zu einer relevanten Kosteneinsparung in den Verteilnetzen führen.

Die Mobilisierung dieses Flexibilitätspotenzials und die Wahl zwischen den Optionen sollten über den Markt und damit verbundene Anreize erfolgen. So könnten EVU beispielsweise netzdienliches Verhalten prämieren, indem sie lokalen Einheiten Batterien gegen Entgelt anbieten oder PV-Betreiber für das Abregeln entschädigen. Für eine netzdienliche Nutzung müsste die verfügbare und benötigte Kapazität im Rahmen einer vorausschauenden Engpassvorhersage ermittelt und bewirtschaftet werden. Es fehlt derzeit an einem Markt für

Netzverfügbarkeit, und Netzknappheit hat heute noch keinen Preis.

Anmerkungen und Referenzen

1 SCCER CREST 2016, Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, White Paper 2.
2 Bundesnetzagentur 2017, Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, Bonn, insbesondere S. 28 ff. Neue Organisationsformen des Engpassmanagements im Verteilnetz.

Prosumer # Verteilungsgerechtigkeit # Tarif # Energiebereitstellung # Photovoltaik

3.4.4. Ungerechte Quersubventionierungen beim Ausbau von privaten PV-Anlagen vermeiden



Ein Ausbau von lokalen PV-Anlagen im geplanten Umfang wird nicht nur zusätzliche Kosten bei den Verteilnetzen verursachen, sondern beeinträchtigt auch deren Finanzierung. Wird nämlich aufgrund privater Anlagen mit hohem Eigenverbrauch weniger Strom über das Verteilnetz bezogen, schwindet mit dem heute geltenden verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif gleichzeitig die Finanzierungsbasis für die Verteilnetze. Zudem werden die Kosten nicht verursachergerecht angelastet, sondern es findet eine Quersubventionierung des Eigenverbrauchs und damit eine Umverteilung statt. Stromkonsumenten ohne Eigenverbrauch sind gezwungen, den Anteil der Netznutzungskosten, welcher den Verteilnetzbetreibern durch den Eigenverbrauch der Prosumer verloren geht, zu übernehmen[1]. In der Tendenz kommt es zu einer Belastung von Gruppen mit geringerem Einkommen und Vermögen und einer Entlastung der Reicheren.

Dies ist nicht verursachergerecht. Die Netznutzungstarife sollten einerseits Anreize für eine effiziente lokale Energieversorgungsinfrastruktur wie Netz, Speicher und Generatoren geben und andererseits die Kosten verursachergerecht anlasten. Beide Ansprüche müssen mit den Anreizen für den Ausbau erneuerbarer Energien abgestimmt werden. Eine mögliche Lösung wäre ein Netzsockelbeitrag.

Die konkrete Umsetzung dieser Abstimmungsmassnahmen hängt von den regionalen Verteilnetzbetreibern ab. Diese müssen dafür zuerst neue Geschäftsmodelle im Bereich der regionalen Flexibilitätsbereitstellung entwickeln. Noch gibt es erst wenige innovative netzdienliche Geschäftsmodelle. Dies hängt vor allem mit den heutigen Rahmenbedingungen zusammen, die für Endkunden und Prosumer kaum Anreize für netzdienliches Verhalten und

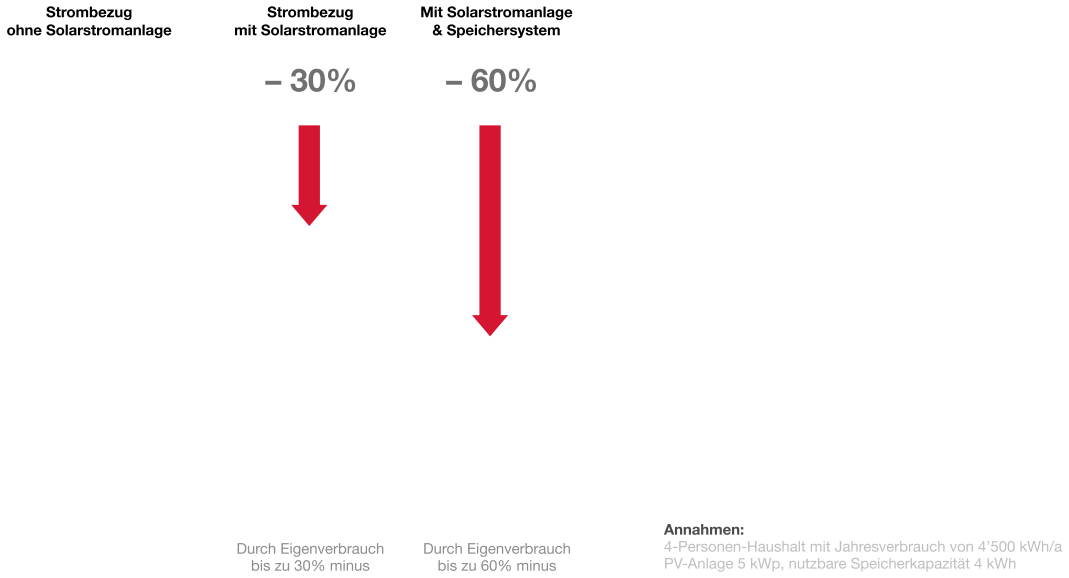
für Investitionen in Speicherlösungen oder Smart-Grid-Technologien geben.

Anmerkungen und Referenzen

1 Ulli-Beer, S., Hettich, P., Kratz, B., Krause, T., Kubli, M., Walther, S., Kobe, C. (2016): Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, SCCER CREST (Hrsg.) White Paper 2.

Tarif # Energienetze # Energiespeicher # Dezentralisierung # Anreize

3.4.5. Regeln für lokale Speicherlösungen attraktiv gestalten



Kleine Solarstromspeicher: bis zu 60 % weniger Strom aus dem Netz. *Quelle: Frauenhofer ISE, Quaschning HTW Berlin, BSW-Solar*

Die Leistungsspitzen von PV-Anlagen sind in einem bestimmten Gebiet üblicherweise synchron. Dies kann zum Beispiel an einem langen und sehr sonnigen Tag schnell zu einer Überlastung der Netze führen. Anstatt eines teuren Ausbaus der Netzkapazität könnten diese Belastungen mit Speichern abgefangen werden, die während der Produktionsspitzen geladen und zu einem späteren Zeitpunkt entladen werden. Dezentrale Speicherlösungen beispielsweise auf Quartierebene könnten so einen erheblichen Beitrag zu einer sicheren und effizienten erneuerbaren Stromversorgung leisten[1].

Für die relevanten Akteure bestehen heute jedoch keine Anreize, derartige Speicher system- und netzdienlich einzusetzen. Wird der Vorgang der Ein- und Ausspeisung in eine Batterie als Endverbrauch taxiert, fällt sowohl bei der Einspeicherung wie auch bei der Lieferung ein Netzentgelt an. Diese Doppelbelastung macht eine systemdienliche Speicherung, auch wenn sie teilweise überwälzt werden kann, wirtschaftlich unattraktiv.

Eine Regelung dazu im Stromversorgungsgesetz ist hängig. Die Kosten des Netzes ergeben sich zum grössten Teil aus dessen Dimensionierung gemäss den Leistungsgrenzen der Komponenten. Die entscheidende Grösse für das Netznutzungsentgelt sollte also nicht die über das Netz effektiv transportierte Strommenge sein, sondern die maximale Leistung, die von einem Netznutzer zu einer bestimmten Zeit gebraucht wird. Die heutigen statischen und mehrheitlich mengenbasierten Netzentgelte bilden Netzengpässe nicht ab.

Anmerkungen und Referenzen

1 Zur aufgeführten Problematik vgl. SCCER CREST 2016, Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, White Paper 2; Forum Energiespeicher Schweiz, Jahresbericht 2018, insbesondere S. 13 ff. Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), https://speicher.aeesuisse.ch/files/user/pages/de/speicher/PDF/FESS_Jahresbericht_2018.pdf, sowie Walther, S., 2018, Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern

Energiegenossenschaft # Partizipation # Akzeptanz # Dezentralisierung # Energieversorger

3.4.6. Die Transformation des Energiesystems durch Eigenverbraucher-gemeinschaften unterstützen



Quelle: SCCER FEEB&D, Portia Murray

Auf lokaler und regionaler Ebene können Energiegenossenschaften oder Eigenverbrauchergemeinschaften wie «Community Solar» einen wichtigen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten. Energiegenossenschaften sind Pioniere, die neue Technologien und Organisationsverfahren anwenden wie Verbrauch vor Ort oder Ausgleich zwischen Mitgliedern. Sie arbeiten intensiv mit den Kommunen zusammen und treiben dabei die kommunale Energiepolitik und deren Umsetzung voran. Für die Kommunen sind sie willkommene Partner und unterstützen diese bei der Entwicklung und Umsetzung ihrer Energiepolitik, vgl. dazu auch[1].

Das Projekt «Kollektive Finanzierung erneuerbarer Energien»[2] kommt zum Schluss, dass die Organisation des Strommarktes bei der Gründung von Energiegenossenschaften keine wesentliche Rolle spielt. Ein territoriales Monopol eines Versorgungsunternehmens kann dabei sogar von Vorteil sein, indem der Energieversorger aufgrund eines weniger starken Wettbewerbsdrucks eher geneigt ist, die Genossenschaft zu unterstützen oder den erzeugten Strom zu kostendeckenden Preisen zu beziehen. Allerdings sind die Genossenschaften damit vom Wohlwollen des Energieversorgers abhängig oder vom politischen Willen, der die Ausrichtung des Energieversorgers bestimmt. Im Falle von zurückhaltenden Energieversorgern, die nur einen geringen Betrag für die Einspeisung von Strom zahlen, könnte eine stärkere Liberalisierung des Strommarktes für Energiegenossenschaften neue Absatzchancen eröffnen. Darüber hinaus würde eine Liberalisierung auch ein grösseres Potenzial für die Vernetzung von Energiegenossenschaften etwa in Form von gemeinsamen Geschäftsaktivitäten bieten.

Bisher ist die Menge der erneuerbaren Energien, die von Energiegenossenschaften erzeugt wird, allerdings noch sehr bescheiden. Schweizer Energiegenossenschaften zögern zudem, ihre Aktivitäten auszudehnen, da die kommunalen Energieversorger oder -verbraucher ihre

Kosten nicht decken und ihr Zugang zu Einspeisevergütungen eingeschränkt ist. Das Projekt «Kollektive Finanzierung erneuerbarer Energien» betont, dass sie mehr Unterstützung benötigen, um expandieren zu können[3].

Energie-Hub, ein Multi-Energie-System, das unterschiedliche Umwandlungs- und Speicherkomponenten sowie Netzwerke umfasst, verfügt über übergreifende lokale Steuermechanismen und kann auf unterschiedlichen räumlichen Skalen realisiert werden.

Anmerkungen und Referenzen

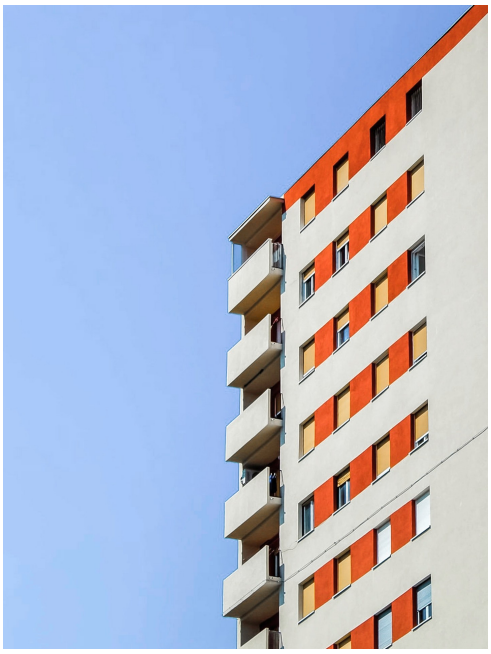
1

2 Projekt «Kollektive Finanzierung erneuerbarer Energien»

3 Lokale Gemeinschaftslösungen fördern die Nutzung von Sonnenenergie

Partizipation # Windenergie # Akzeptanz # Dezentralisierung # Photovoltaik

3.4.7. Lokale Gemeinschaftslösungen fördern die Nutzung von Sonnenenergie



Neben Energiegenossenschaften können in städtischen Gebieten auch Verbraucherverbünde, sogenannte «Community Solar», zur Verbreitung von gebäudeintegrierter Photovoltaik (PV) beitragen. Dies hat das Projekt «Überwindung der Widerstände gegen PV»[1] aufgezeigt.

«Community Solar» ist ein Konzept für lokale Solaranlagen, die von mehreren Community-Teilnehmern, Haushalten und Gewerbetreibenden gemeinsam genutzt werden. Sie beziehen aus den Anlagen Strom gemäss dem von ihnen gekauften Anteil. Solche Projekte können sich sowohl auf Projekte in Gemeinschaftseigentum als auch auf Anlagen von Drittanbietern wie lokale EVU beziehen, deren Elektrizität von einer Gemeinschaft geteilt wird. Damit erhalten Mitglieder der Community die Möglichkeit, die Vorteile der Solarenergie zu nutzen, auch wenn sie beispielsweise als Mieter auf ihrem Grundstück keine Solarpanels installieren können oder wollen. Im Idealfall beziehen die Teilnehmer Elektrizität vom Gemeinschaftssolarpark zu einem niedrigeren Preis, als sie normalerweise bei ihrem Stromversorger zahlen müssten[2].

Die Umfrageergebnisse des Projekts zeigen, dass mehr als 60 % der Stromverbraucher bereit sind, Teil eines solchen Solarverbundes zu sein, unabhängig davon, ob das Angebot aus integrierter oder an der Fassade hinzugefügter PV besteht. Zudem hat sich gezeigt, dass die Wahrscheinlichkeit von Hausbesitzern, PV zu installieren, grösser wird, wenn Nachbarn, Familienmitglieder oder Freunde bereits entsprechende Anlagen nutzen. Verbraucher werden durch den direkten Kontakt mit PV-Anwendern energieaffiner und kümmern sich vermehrt

selbst um Lösungen. Dieser Befund deckt sich mit grundsätzlichen Erkenntnissen der Synthese «Akzeptanz» des NFP «Energie». Demnach bevorzugen die Schweizerinnen und Schweizer eine möglichst lokale Energieproduktion[3]. Zudem steigt die Zustimmung zu Projekten auch markant an, wenn sie in den bestehenden sozialen Netzwerken der Menschen verankert sind[4].

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Überwindung der Widerstände gegen PV»
2 Projekt «Wirtschaftlichkeit dezentraler Energiesysteme»
3 Lokalen Bezug als wirksames Argument nutzen!
4 Überzeugungskraft sozialer Netzwerke und Vorbilder nutzen!

Regulierung # Digitalisierung # Kooperation # Dezentralisierung # Energieversorger

3.4.8. Datenerfassung und Austausch für ein zuverlässiges und sicheres Stromsystem verlangt Regeln



Die laufende Transformation des Energiesystems wird durch die Digitalisierung geprägt. Dies stellt die Akteure vor neue Herausforderungen. Die Menge an Daten im Energiesystem wächst rasant. Informationen müssen immer mehr in Echtzeit ausgetauscht und verarbeitet werden. Die erhöhten Anforderungen an die Prognosefähigkeiten aller Marktakteure beeinflusst zudem zunehmend die Ausgestaltung ihrer Marktrollen. Beispiele sind die Integration dezentraler Einheiten ins Stromsystem, die Nutzung von Flexibilität über Einbindung der Verbraucher mittels intelligenter Netze und differenzierter Tarifmodelle, die Bepreisung von Flexibilität zur optimalen Auslastung der Infrastruktur sowie letztlich die Optimierung des Gesamtsystems. Die vertikale Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie die horizontale Koordinierung der Netzbetreiber auf der gleichen Netzebene müssen dafür zwingend gestärkt werden[1]. Dies setzt das Vorhandensein und den Austausch von Daten zwischen den verschiedenen Akteuren und Netzebenen voraus.

Durch die Notwendigkeit zum Datenaustausch entstehen vielfältige Herausforderungen, zu deren Bewältigung eine intelligente Regulation einen wesentlichen Beitrag leisten muss. Ein Modell dafür stellt die Bildung von Daten-Hubs dar, die allen Parteien gleichberechtigten Informationszugang und schnellere Prozesse ermöglichen. Dabei muss festgelegt werden, wer von wem welche Daten erhalten, nutzen und auswerten soll. Die zeitliche Verfügbarkeit und Qualität der Daten sind genauso sicherzustellen wie Datenschutz und Datensicherheit. Wie dies organisiert und finanziert werden soll, ist noch völlig offen. Bei einigen der angedachten Konzepte ist es allerdings fraglich, ob Kosten und Nutzen in einem sinnvollen Verhältnis zueinander stehen.

Modelle, welche einen Informationsfluss über mehrere Wertschöpfungsstufen bedingen, beinhalten zudem die Gefahr eines Informationsmissbrauchs. Oder sie können zu einer vertikalen Integration führen und kollidieren damit mit dem Ziel des «Unbundling». Entbündelte Unternehmen haben ihrerseits Anreize zum Zurückhalten von Informationen. Die Regeln für das «Unbundling» sollten darum klarer und griffiger formuliert werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Software-basierte Netzsteuerung in Echtzeit», Projekt «Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung», Projekt «Steuerung dezentraler Energiesysteme», Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten», Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft».

4. Handlungsempfehlungen für einen funktionierenden Strommarkt

Das Schweizer Stromsystem ist komplex und zusätzlich mit den anderen Energiesektoren und mit dem europäischen Markt eng verflochten. Für die Transformation im Sinn der Energiestrategie 2050 ist eine Kombination von verschiedenen Massnahmen notwendig, die möglichst gut aufeinander abgestimmt und EU-kompatibel sein müssen. Eine Echogruppe mit Fachleuten aus Wirtschaft und Verwaltung (siehe Impressum) hat die Empfehlungen mit Blick auf Wirkung und Machbarkeit diskutiert und bewertet.



4.1. Angebot: Strommix weiterentwickeln

Um den Anteil der neuen erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen, ist in erster Linie die Politik gefordert. Sie muss mit flexiblen, auf die Marktreife der einzelnen Technologien abgestimmten Instrumenten eine effiziente Unterstützung sicherstellen. Dazu gehören auch der breite Einsatz von CO_2-Abgaben und bessere Rahmenbedingungen für lokale Organisationsmodelle wie Eigenverbrauchergemeinschaften. Die neuen erneuerbaren Energien sind ins Stromsystem zu integrieren und schrittweise in den freien Markt zu überführen.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.1.1. Den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien unterstützen!



Der Markt allein kann die gemäss Energiestrategie 2050 für den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien notwendigen Investitionen nicht auslösen. Für deren effiziente Unterstützung sind verlässliche Rahmenbedingungen notwendig.

Simulationen im Projekt «Künftige Strommarktmodelle»[1] und die Umfrage-Ergebnisse des Projekts «Energiebezogene Innovationen»[2] zeigen, dass ohne Unterstützung der neuen erneuerbaren Energien die Ziele der Energiestrategie bis 2050 nicht erreicht werden können. Die Investitionen für den notwendigen Aufbau deren Kapazitäten, die sich aus dem Markt allein ergeben, sind dafür zu gering. Die neuen Erneuerbaren müssen darum bis auf Weiteres gezielt und wirksam unterstützt werden. Die Modellrechnungen zeigen allerdings auch, dass eine wirksame Unterstützung zu relativ geringen Kosten möglich ist[3]. Zusätzlichen Reformspielraum bieten bestehende regulatorische (Bewilligungsverfahren) und fiskalische (verschiedene Steuern auf PV-Investitionen) Hemmnisse.

Durch eine Unterstützung der neuen Erneuerbaren kann zudem sichergestellt werden, dass die Schweiz langfristig zum heutigen Export-Import-Muster zurückfindet, auch wenn der Gesamtimport aufgrund des Ausstiegs aus der Kernkraft auch in diesem Fall immer noch über den Exporten liegen wird[4]. Der Negativsaldo wird mit einer Unterstützung der neuen erneuerbaren Energien wesentlich geringer ausfallen als ohne diese.

Eine Grundbedingung für die notwendigen, langfristigen Investitionen ist eine voraussehbare und konsistente Energiepolitik, die eine hohe Planungssicherheit und effiziente

Bewilligungsverfahren garantiert.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Künftige Strommarktmodelle»
2 Projekt «Energiebezogene Innovationen»
3 Projekt «Künftige Strommarktmodelle». Gemäss Modellsimulation dürften die Ziele der neuen erneuerbaren Energie mit einer Prämie von maximal 3,8 Eurocent/kWh zu erreichen sein, was einen Nachfragezuschlag von 0,8 Eurocent/kWh bedeutet. Dabei werden verschiedene Annahmen getroffen wie definiertes Niveau der Versorgungssicherheit, Entwicklung der Stromnachfrage oder Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035. Die Investitionskosten für neue erneuerbare Energien basieren auf den Ergebnissen des Projekts «Energiestrukturen der Zukunft», ergänzt durch exogene technologische Fortschritte gemäss dem EU-Referenzszenario. Dadurch sinken die Investitionskosten der neuen erneuerbaren Energie mit der Zeit.
4 Export-Import-Muster wird noch ausgeprägter

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.1.2. Im Prinzip ist das Lenken dem Fördern vorzuziehen, aber es kommt auf das Ziel an!



Aus Sicht einer gut funktionierenden Marktwirtschaft sind Massnahmen der Lenkung im Strombereich denjenigen der Förderung vorzuziehen. Sie sind gesamtwirtschaftlich erheblich wirksamer als Fördermassnahmen und wesentlich kostengünstiger[1].

Die Politik verfügt über zwei grundlegende Strategien, um die Verbrauchsziele der Energiestrategie 2050 und der CO_2-Gesetzgebung zu verfolgen: Fördermassnahmen mit Subventionen und Preisgarantien oder Verbrauchslenkung mittels Besteuerung von Energie und CO_2. Dazu kommen verpflichtende Vorgaben wie Effizienzvorschriften für Geräte oder Abgasgrenzwerte für Fahrzeuge.

Das Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»[2] kommt zum Schluss, dass Lenkung gesamtwirtschaftlich erheblich effizienter und um bis zu fünfmal kostengünstiger ist als Förderung. Fördermassnahmen senken den Energieverbrauch nämlich nur dort, wo gefördert wird, und es wird immer auch einiges gefördert, was ohnehin realisiert worden wäre. Lenkung wirkt dagegen überall und auf jede einzelne energierelevante Entscheidung von Haushalten und Unternehmen.

Im Einzelfall hängt die Wahl der einzusetzenden Instrumente allerdings von den zu erreichenden Zielen ab. So sind je nach Marktreife einer Technologie unterschiedliche Unterstützungsformen optimal, um deren Anteil an den neuen Erneuerbaren zu erhöhen[3]. Neue, wenig ausgereifte Technologien, bei denen der erzielbare Marktpreis noch weit unter den Herstellungskosten liegt, benötigen sichere Investitionsbedingungen. Sie müssen gezielt durch eine Subvention wie die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder die

Einmalvergütung gefördert werden. Mit der zunehmenden Marktfähigkeit der Technologie werden die Kriterien Effizienz, Innovationsanreiz und Marktnähe bei der Wahl der Förderinstrumente wichtiger. Dafür sind Instrumente wie Quoten oder Auktionen geeigneter. Die Förderinstrumente müssen also zeitlich flexibel und so eingesetzt werden, dass die Marktteilnehmer schrittweise auf den Wettbewerb vorbereitet werden. Die Regulierung muss angepasst werden. Im Fall der Sonnenenergienutzung sollte der Markt spätestens 2035 so funktionieren, dass es keine zusätzlichen staatlichen Investitionsanreize mehr braucht.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik», Projekt «Künftige Strommarktmodelle»; weiter BFE (Hrsg.) 2013, Energiestrategie 2050, Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem, Literaturanalyse und Varianten, Schlussbericht, Bern.
2 Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik»
3 Vgl. Banfi, S., Minsch, J., 2012, Wie soll Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden?, SATW, Zürich, S. 16 f.

Öffentliche Verwaltung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.1.3. Flexible Instrumente zur Unterstützung der erneuerbaren Energien einsetzen!



Die Unterstützung der neuen erneuerbaren Energien ist effizienter, wenn anstelle von fixierten Preisen und Mengen adäquate Marktmechanismen wie flexible Mengensteuerung mit Preisobergrenzen, Ausschreibungen oder Marktprämien eingesetzt werden.

Die noch wenig ausgereiften Technologien für neue erneuerbare Energien werden seit einigen Jahren mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) gefördert. Mit ihrer Annäherung an die Marktreife sollten diese Subventionen durch Instrumente mit grösserer Marktnähe ersetzt werden, die effizient sind und die notwendigen Investitionsanreize setzen.

In der fortgeschrittenen Phase des Übergangs zur Marktreife eignet sich eine flexible Mengensteuerung[1]. Dabei wird durch die Politik der in einer bestimmten Periode angestrebte Zubau festgelegt, sei dies in Form von Kapazitäten oder der Menge an produziertem Strom. In einem transparenten Ausschreibungsverfahren erhalten dann die effizientesten respektive kostengünstigsten Anbieter den Zuschlag. Damit wird die Höhe der Förderung nicht staatlich festgelegt, sondern nach wettbewerblichen Prinzipien durch Versteigerungen bestimmt. Allerdings sollten eine Preisobergrenze und Regeln für einen gut funktionierenden Wettbewerb unter den Anbietern beachtet werden.

Flexible Mengensteuerung über Ausschreibungen geben auch Anreize für Investitionen in technischen Fortschritt und erhöhen damit die Wettbewerbsfähigkeit unter den Stromproduzenten. Im Vergleich zu Quotenmodellen erreichen Auktionen in der Regel zwar geringere Zubauraten. Sie sind aber flexibler und finanziell günstiger[2]. Als Alternative zur

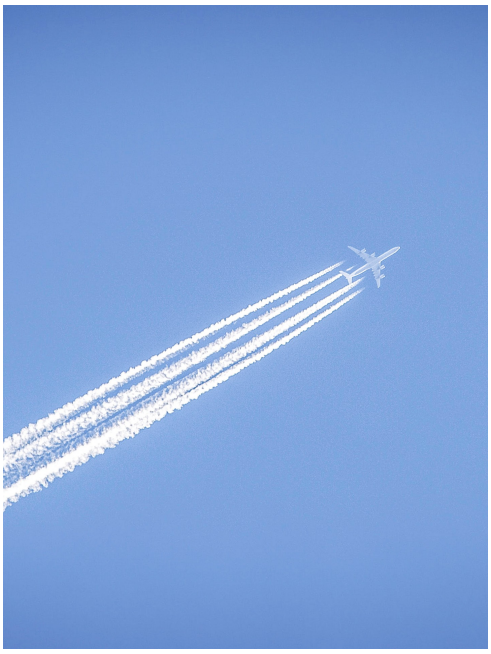
flexiblen Mengensteuerung bietet sich eine flexible Preissteuerung an. Dabei werden Marktprämien für die Bereitstellung der erneuerbaren Energien angeboten, wobei eine Mengenobergrenze festgelegt wird.

Anmerkungen und Referenzen

1 Vgl. SCCER CREST, 2017, Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV): Fördern, Lenken, Abwarten? White Paper 3, Januar/2017, S. 7 f. Hettich, Peter, Walther, Simone, Wohlgemuth, David, Camenisch, Livia, Drittenbass, Joel, 2017, Strommarkt 2023: Quotenmodelle im Zieldreieck vom Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich.
2 Hettich, P., Walther, S., Wohlgemuth, D., Camenisch, L., Drittenbass, J. (2017): Strommarkt 2023: Quotenmodelle im Zieldreieck von Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich, S. 88 f.

Öffentliche Verwaltung # Energieversorger

4.1.4. CO_2-Abgaben in allen Bereichen als Lenkungsinstrument einsetzen!



Lenkungsabgaben auf die CO_2-Emissionen haben kaum negative Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung. Sie sind wirksam und effizient und sollten darum in möglichst allen Fällen von fossiler Energieerzeugung und Energieverbrauch eingesetzt werden.

Eine prominente Lenkungsmassnahme sind CO_2-Abgaben, welche die Beeinträchtigung der Umwelt durch Nutzung fossiler Energien einpreisen. Sie sind ein wichtiger Pfeiler der schweizerischen Klima- und Energiepolitik und sollten in allen Bereichen inklusive der Stromimporte angewendet werden. Die Überwälzung einer solchen Abgabe durch die Energieträger über einen steigenden Grosshandelspreis ist dabei ausdrücklich erwünscht, um den Mix im Energiekonsum zu verändern. Anstatt einer pauschalen Verbrauchsabgabe wird Strom mit einer CO_2-Steuer nur dann teurer, wenn er aus fossiler Erzeugung stammt. Wichtig ist, dass die Abgaben wie bisher möglichst technologieneutral erhoben und die Einnahmen staatsquotenneutral an Bevölkerung und Wirtschaft zurückverteilt werden. Im Gegenzug zu den CO_2-Abgaben müssen zudem andere ineffizientere Fördermassnahmen im Strom- und Wärmesektor abgelöst werden.

Es zeigt sich, dass derartige CO_2-Abgaben kaum negative Auswirkungen auf die Wirtschaft haben. Gemäss Modellsimulationen des Projekts «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»[1] kann eine ökologische Steuerreform mit strengen CO_2-Emissionszielen sogar zu einem positiven Wachstumseffekt führen, weil vermehrt in Innovationen zur Steigerung der Energieeffizienz investiert wird. Dies kann den negativen Niveaueffekt höherer CO_2-Steuern auf die Produktion kompensieren.

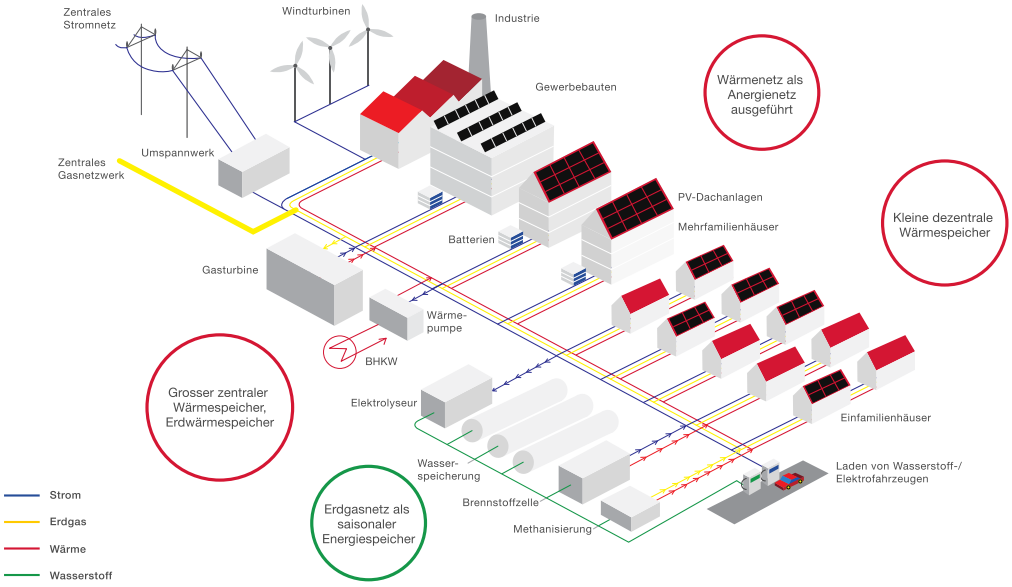
Die Effekte hängen allerdings stark von der Art der Rückvergütung der Steuereinnahmen ab. Die Umverteilung durch Senkung der Kapitalbesteuerung ist die bevorzugte Option im Hinblick auf das Wachstum[2]. Dabei wird angenommen, dass die Unternehmen im internationalen Wettbewerb durch die Abgabe nicht so stark beeinträchtigt werden, dass sie Aktivitäten ins Ausland verlagern. Dieses Risiko liesse sich mit einem europäischen Mindestpreis für CO_2-Emissionszertifikate minimieren. Andere ineffizientere (Förder-)-Massnahmen im Strom- und Wärmesektor sind im Gegenzug zu einer CO_2-Abgabe abzulösen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Ökologische Steuerreform und endogenes Wachstum»
2 Vgl. dazu auch SCCER CREST, 2019, Politische Massnahmen zur Reduzierung der Energieeffizienzlücke, White Paper 8, Januar/2019.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Haushalte # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.1.5. Optimale Bedingungen für lokale Organisationsmodelle herstellen!



Energie-Hub, ein Multi-Energie-System, das unterschiedliche Umwandlungs- und Speicherkomponenten sowie Netzwerke umfasst, verfügt über übergreifende lokale Steuermechanismen und kann auf unterschiedlichen räumlichen Skalen realisiert werden. *Quelle: SCCER FEEB&D, Portia Murray*

Der Abbau von Hemmnissen bei der Bildung von Energiegenossenschaften und Eigenverbrauchergemeinschaften zahlt sich doppelt aus. Diese helfen nicht nur, den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen, sondern bringen auch die kommunale Energiepolitik voran.

Bei der Transformation des Energiesystems auf lokaler und regionaler Ebene können Energiegenossenschaften und Eigenverbrauchergemeinschaften (EVG) wie «Community Solar» einen wichtigen Beitrag leisten. Energiegenossenschaften[1] wenden neue Technologien und Organisationsverfahren an, arbeiten intensiv mit den Kommunen zusammen und treiben so die kommunale Energiepolitik und deren Umsetzung voran. «Community Solar»[2] steht für lokale Solaranlagen, aus denen Community-Teilnehmende wie Haushalte und Gewerbetreibende gemäss ihrem investierten Anteil Strom beziehen. Dies kann sowohl über Projekte im Gemeinschaftseigentum als auch über Anlagen von Drittanbietern, deren Elektrizität von einer Gemeinschaft geteilt wird, geschehen. Ein ähnliches zukunftsträchtiges Modell sind dezentrale multifunktionale Energiesysteme (DMES), die Strom-, Gas- und Wärmenetze, aber auch Speichermöglichkeiten und die Energiebezüger in intelligenter Form verknüpfen[3].

EVG und DMES sollten hinter ihrem Netzanschlusspunkt – etwa bei der Nutzung von Speichern – über ein gewisses Mass an Selbstregulierung verfügen, ohne dass es zum Missbrauch durch lokale Gebietsmonopole kommen darf. Verteilnetzbetreiber sind ihre Partner mit Zuständigkeit für Netzfinanzierung und -investitionen, Netzstabilität und Systemdienstleistungen. Erste entsprechende Pilotprojekte wie etwa Quartierstrom Walenstadt unter der Projektleitung der ETH[4] sind bereits im Betrieb.

EVG dürften künftig eine Vielzahl von Klein- und Kleinstanlagen kontrollieren. Damit können sie als Aggregatoren auch deren Flexibilität gebündelt anbieten. Über Skalierung vom Einfamilienhaus bis zu regionalen Verbünden haben sie das Potenzial, zur Regelenergie beizutragen und als Akteur im Energiehandel aufzutreten.

Daraus könnte sich ein Wettbewerb von kommunalen und kantonalen Energiekonzepten und räumlicher Energieplanung entwickeln[5], der innovationsfördernd wirkt. Für die EVG und ihre Regulation ergäbe sich allerdings ein Zielkonflikt, da sie sowohl als Eigenverbraucher wie auch als Stromproduzent und Lieferant von gehandeltem Strom auftreten würden. Sie dürften nicht als Eigenverbraucher von Fördermassnahmen profitieren, die ihnen als Lieferanten einen Wettbewerbsvorteil verschaffen.

Anmerkungen und Referenzen

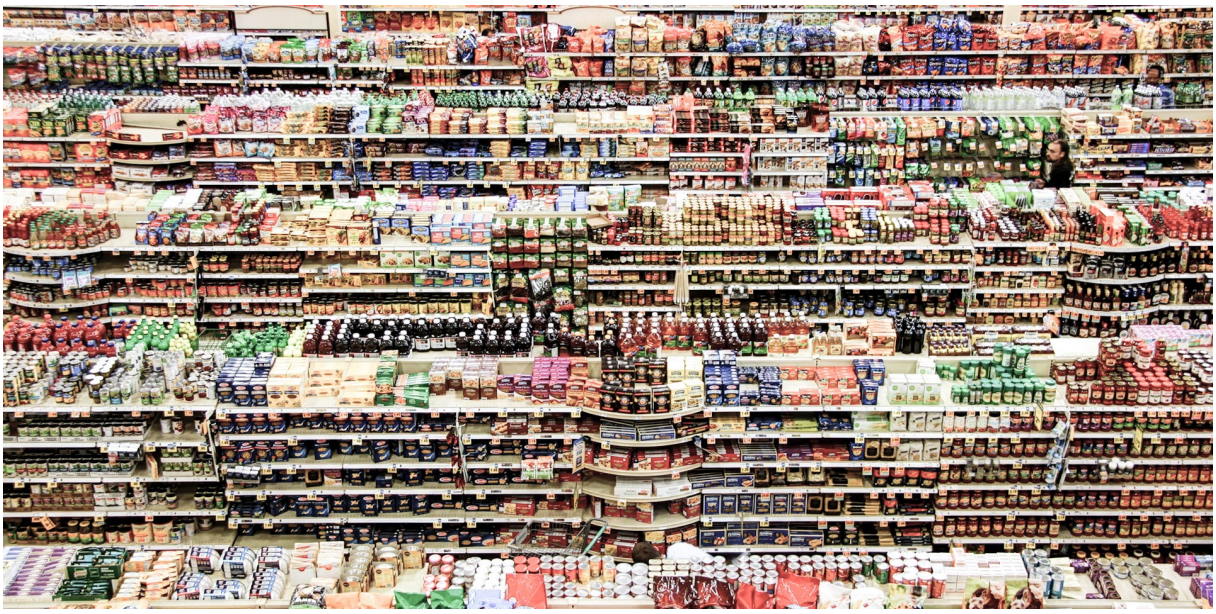
1 Projekt «Kollektive Finanzierung erneuerbarer Energien».
2 Projekt «Überwindung der Widerstände gegen PV».
3 Themenschwerpunkt «Gebäude und Siedlungen»
4 Der erste lokale Strommarkt der Schweiz – ein Leuchtturmprojekt des BFE weist den Weg in die Zukunft der Stromversorgung, http://quartier-strom.ch/
5 Vgl. Walther, S., 2018, Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern

4.2. Nachfrage: Verbrauch flexibilisieren

Ein kosteneffizientes Sicherstellen der langfristigen Stabilität des Schweizer Stromsystems muss zusätzlich zum Netzausbau auch auf der Nachfrageseite ansetzen. Der Stromverbrauch soll flexibel auf die steigende Volatilität des Stromangebots abgestimmt werden. Dezentrale Speicherlösungen können die angestrebte Flexibilität unterstützen. EVU müssen Instrumente zur Lenkung der Nachfrage entwickeln und die Politik die dafür notwendigen Rahmenbedingungen schaffen.

Haushalte # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.2.1. Instrumente zur Lenkung der Nachfrage entwickeln und einsetzen!



Nachfrageseitige Instrumente wie dynamische Tarife, Bonus-Malus-Systeme und Energieberatung können Nachfragespitzen brechen und Angebotsüberschüsse effizient nutzen.

Massnahmen zur Stabilisierung des Stromsystems sollten nicht nur bei den Stromerzeugern, sondern auch bei den Verbrauchern ansetzen und deren Nachfrage flexibler und ökonomisch sinnvoll lenken. Dafür stehen die Möglichkeiten eines weitestgehend automatisierten «Demand-Side-Management» im Vordergrund. Die Versorgungsunternehmen müssen Energieberatung und Änderungen in den Preissystemen in Form von dynamischen Tarifierungen und Bonus-Malus-Systemen einführen oder ausbauen[1]. Sie benötigen dazu entsprechende Freiheiten für ihre Tarifgestaltung.

Mit der anzustrebenden vollständigen Marktöffnung erhalten sämtliche Kunden die Möglichkeit, ihren Anbieter frei zu wählen. Damit ist die bisherige Regulierung, wonach für den Strompreis in der Grundversorgung die Gestehungskosten entscheidend sind, nicht mehr nötig.

Wie Studien zeigen, erzielen jene Preissysteme die grösste Wirkung, die einen grösseren Verbrauch beispielsweise in Form von progressiven Stromtarifen zusätzlich belasten. Diese haben aber bei Bevölkerung und Wirtschaft ein Akzeptanzproblem[2]. Die Ablehnung lässt sich verringern, wenn zusätzlich Belohnungskomponenten für das Erreichen von Energiesparzielen eingebaut werden. Auch differenzierte spezifische Informationen für die einzelnen Verbraucher führen nachweislich zu einer Senkung des Energieverbrauchs[3]. EVU

sollten entsprechende neue Geschäftsmodelle entwickeln und anbieten. Generell gilt es, das Kostenbewusstsein der Verbraucher zu stärken.

Degressive Stromtarife, bei denen bei zunehmendem Verbrauch die durchschnittlichen Energiebezugskosten abnehmen, verleiten demgegenüber zu einem höheren Energieverbrauch. Sie sollten daher durch Tarife mit gleichbleibenden Arbeitspreisen ersetzt werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Vgl. SCCER CREST, 2018, Strommarktdesign: In welche Richtung soll es gehen? White Paper 5 – Juni/2018; SCCER CREST, 2019, Politische Massnahmen zur Reduzierung der Energieeffizienzlücke, White Paper 8 – Februar/2019.
2 Lenkung ist unbeliebt, aber effizient
3 Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten», Projekt «Verhaltensmechanismen beim Stromverbrauch in Privathaushalten»; SCCER CREST, 2018, Reduktion der Energienachfrage von Haushalten – erfolgversprechende Schritte auf einem langen Weg, White Paper 4 – Januar/2018.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.2.2. Der Flexibilität in der Nutzung des Netzes einen Preis geben!



Die heute verbreiteten verbrauchsabhängigen Netztarife sind durch eine dynamische Leistungstarifierung zu ersetzen. Damit erhält Flexibilität einen Wert und es kommt zu mehr Kostenwahrheit.

Ein wesentlicher Kostentreiber bei der Bereitstellung von Stromnetzen ist ihre Orientierung an der Lastspitze, also an der maximal zu transportierenden Leistung. Das durch den Endverbraucher zu bezahlende Netznutzungsentgelt orientiert sich demgegenüber meist an der Gesamtmenge der von ihm bezogenen Energie. Aus einer Systemsicht wäre eine dynamische Leistungstarifierung wesentlich besser.

Mit einem leistungsabhängigen und an der jeweiligen Netzauslastung orientierten dynamischen Netzentgelt werden auftretende lokale Netzengpässe abgebildet. Die nachgefragte Netzkapazität wird in Abhängigkeit der jeweiligen Netzknappheit bepreist und damit die Nutzung durch ökonomische Knappheiten gesteuert. Die Flexibilität erhält so einen entsprechenden Wert und die Kosten werden verursachergerecht verteilt. Dies trägt dazu bei, Lastspitzen zu brechen. Ein zeitlich und örtlich dynamisches Netzentgelt schafft zudem Anreize für ein netzentlastendes Verhalten der Nutzer und für Investitionen in Flexibilitätslösungen wie Speicher. Heute wird etwa durch PV-Anlagen immer mehr Flexibilität am Stromnetz angeschlossen. In Verbindung mit modernen Digitalisierungs- und Vernetzungstechnologien eröffnen sich neue Möglichkeiten, um über intelligente Preisanreize solche Netzkunden zu einem flexiblen Verhalten zu bewegen. Mit dynamischen Leistungstarifen liesse sich die Netzauslastung gezielt optimieren, ohne dass dafür ein

direktes Eingreifen des Netzbetreibers in den Verbrauch des Kunden notwendig ist.

Die so entstehenden Geschäftsmodelle bringen für alle Seiten Vorteile. Netzkunden, die netzdienlich Flexibilität zur Verfügung stellen, werden belohnt und können Energiekosten sparen. Ein Beispiel sind Kühlhäuser, die ihre Kälteproduktion für kurze Zeit zurückfahren. Aber auch der Verteilnetzbetreiber vor Ort hat Vorteile, insbesondere wenn er das Entgelt örtlich und zeitlich differenzieren und damit den notwendigen Netzausbau deutlich reduzieren kann.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.2.3. Optimale Rahmenbedingungen für dezentrale Speicherlösungen schaffen!



Eine Optimierung der Netznutzung soll durch geeignete Regulierung unterstützt werden. Dezentrale Speicherlösungen sollten nicht benachteiligt, sondern wirtschaftlich attraktiv werden.

Es muss wirtschaftlich attraktiv werden, für das Gesamtsystem sinnvolle Investitionen in Speicherlösungen zu tätigen[1]. Die Regeln für das Netznutzungsentgelt sollten darum so festgelegt werden, dass Speicher nicht doppelt, sondern nur für den Nettobezug belastet werden. Dabei gilt es, den Rahmen richtig zu setzen.

Für die Verteilnetzbetreiber muss Rechtssicherheit darüber geschaffen werden, inwiefern sie eigene Speicher zur Optimierung ihrer Netze betreiben dürfen. Für Unternehmen der Energiewirtschaft muss es attraktiv werden, ihre Steuerungspotenziale aus Speichern, Lastmanagement, Power-to-Heat und anderen flexiblen Technologien digital zu vernetzen und automatisiert im Wettbewerb anzubieten.

Die für eine solche Netzoptimierung notwendige digitale Infrastruktur zur Erfassung von Echtzeitdaten und von Marktsignalen sowie zur optimalen Steuerung des Strom-Wärme-Systems ist mit erheblichen Investitionskosten und Problemen der Informationsbeschaffung verbunden. Entsprechend wichtig sind die regulatorischen Rahmenbedingungen[2]. Dazu gehören Regeln der Netznutzung und des Zugriffs, der Kostenanrechenbarkeit sowie für Datenschutz und Datenmanagement. Weiter sind klare Inhaberrechte an der Flexibilität zu

definieren[3]. Elemente dazu finden sich in der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes[4]. Im Falle der Schweiz mit einer im Verhältnis zur Grösse des Landes ausserordentlich grossen Anzahl von über 600 Verteilnetzbetreibern ist besonders wichtig, dass diese Regeln einfach, transparent und mit vertretbarem Aufwand durchsetzbar sind.

Anmerkungen und Referenzen

1 Walther, S., Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern; Brosche, T., Ulbig, A., Andersson, G. (2016): Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende, Power Systems Laboratory, ETH Zürich, SATW-Speicherstudie.
2 Vgl. Walther, S. (2019): Regulatorische Behandlung von Energiespeichern, Chancen und Risiken für Speicherbetreiber, https://www.energiezentralschweiz.ch/.../04_20190514_Chancen_und_Risiken_fuer_Speicherbetreiber
3 Vgl. dazu BFE (Hrsg.) 2016, Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt–Netz im Verteilnetz, Frontier Economics Ltd, Köln.
4 Vgl. dazu Bundesrat 2018, Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), Vorentwurf vom 17. Oktober 2018 sowie Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Oktober 2018.

Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.2.4. Regionale Flexibilitätsmärkte über Anreizregulierung ermöglichen!



Verteilnetzbetreiber sollten bei einem prognostizierten Netzengpass geeignete Flexibilitätskapazitäten auf räumlich nahen Märkten abrufen können[1].

Die Zunahme der dezentralen Stromerzeugung eröffnet neue Handlungsmöglichkeiten für die Verteilnetzbetreiber, indem Flexibilität nicht nur einen zeitlichen, sondern auch einen räumlichen Wert erhält. Es gilt: Je kleiner die Distanz zwischen Netzengpass und Reaktion, desto effizienter sind die Massnahmen. Wenn Verteilnetzbetreiber Netzengpässe über räumlich nahe Flexibilitätsmärkte beheben können, müssen sie zudem ihre Verteilnetzinfrastruktur weniger stark ausbauen und sparen Kosten.

Dezentrale Speicher sind wichtige Elemente, um die dafür notwendige Flexibilität zu erreichen. Sie sind kurzfristig verfügbare zusätzliche Leistungsreserven und in Synergie mit Grossspeichern zu sehen[2].

Für Anlagenbetreiber entstehen durch derartige regionale Märkte zudem zusätzliche Anreize, Investitionen in Flexibilitätsoptionen zu tätigen. Auch reine Dienstleister oder Eigenverbrauchergemeinschaften können flexible Stromlasten von vielen Kleinerzeugern und Kleinverbrauchern zu einer kritischen Masse für die Vermarktung bündeln. Ein solches Modell liesse sich kurz- bis mittelfristig realisieren.

Eine vergleichbare Wirkung können auch dynamische Netzentgelte erzielen[3]. Allerdings dürfte ihre Einführung längere Zeit beanspruchen und kostenintensiver sein. Sie liessen sich aber in einer späteren Phase problemlos in lokale Flexibilitätsmärkte integrieren.

Der Befürchtung, dass die Marktkräfte allein nicht zu genügend Investitionen führen, kann mit Ausschreibungen der Verteilnetzbetreiber für netzseitige Speicher entgegengewirkt werden. Die dadurch entstehenden Kosten liessen sich via Netzkosten auf die Endverbraucher abwälzen. Idealerweise würde die Ausgestaltung solcher dezentraler Flexibilitätsmärkte schweizweit harmonisiert und kompatibel mit dem Systemdienstleistungsmarkt von Swissgrid erfolgen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main 2014, https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibiltaetsmaerkte; Paulat, F, Hermann, J, Kotthaus, K, Pack, S, Mese, J, Zdrallek, M, Petermann, D, 2018, Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene, 15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at; Hettich, P, Walther, S, Wohlgemuth, D, 2015, Investitionen ins Verteilnetz: Rechtliche Grundlagen und Anreize bei zunehmender Eigenproduktion, EGI Working Papers Series, Working Paper No. 4.
2 Vgl. Brosche, T, Ulbig, A, Andersson, G (2016): Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende, Power Systems Laboratory, ETH Zürich, SATW-Speicherstudie.
3 Der Flexibilität in der Nutzung des Netzes einen Preis geben!

4.3. Versorgungssicherheit: Zugang zum europäischen Markt sichern

Ohne Zugang zum europäischen Strommarkt werden die Kosten für die Versorgungssicherheit erheblich steigen. Das Stromabkommen mit der EU ist darum zentral. Um den so oder so wachsenden Lieferrisiken aus dem Ausland zu begegnen, muss die Politik zudem möglichst wirtschaftliche Lösungen erarbeiten.

Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.3.1. Versorgungssicherheit möglichst wirtschaftlich erhöhen!



Um die Versorgungssicherheit mittelfristig zusätzlich zu erhöhen, bieten sich vertraglich gesicherte strategische Reserven und zertifikatsbasierte Leistungsverpflichtungen sowie ein diversifizierter Kraftwerkspark an. Längerfristig ist die Erzeugungskapazität am Standort Schweiz zu vergrössern.

Grundsätzlich ist das derzeitige Marktdesign des Schweizer Stromsystems gemäss dem Projektverbund «Analyse zukünftiger Strommärkte»[1] mit dem «Energy-only Market» und der Absicherung durch Regelenergie geeignet, mittelfristig das heutige Niveau der Versorgungssicherheit zu gewährleisten[2]. Die Schweiz verfügt über genügend Erzeugungskapazität. Möchte sie eine über die heutige Versorgungssicherheit hinausgehende Absicherung – zum Beispiel wegen einer zu erwartenden geringeren Verfügbarkeit von Strom oder politischen Risiken bezüglich der Lieferbereitschaft aus dem umliegenden Ausland – müssten aber neue Produktionskapazitäten in der Schweiz aufgebaut werden.

Zur Abdeckung von Risiken von einem begrenzten Ausmass bieten sich eine strategische Reserve und Leistungsverpflichtungen an. Eine strategische Speicherreserve ist nicht mit Investitionsanreizen verbunden und deshalb kostengünstiger als ein Kapazitätsmarkt. Bei der Realisierung dieser Lösung ist auf eine klare Ausgestaltung der Kompetenzen und Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure zu achten, was zurzeit nicht der Fall ist.

Gemäss Swissgrid braucht es am Standort Schweiz früher oder später zusätzliche Erzeugungskapazität unabhängig von der eingesetzten Technologie[3]. Die Dringlichkeit von deren Bereitstellung kann durch verschiedene Massnahmen wie «Demand-Side-Management» hinausgeschoben werden. So oder so werden auch Importe aus und Exporte

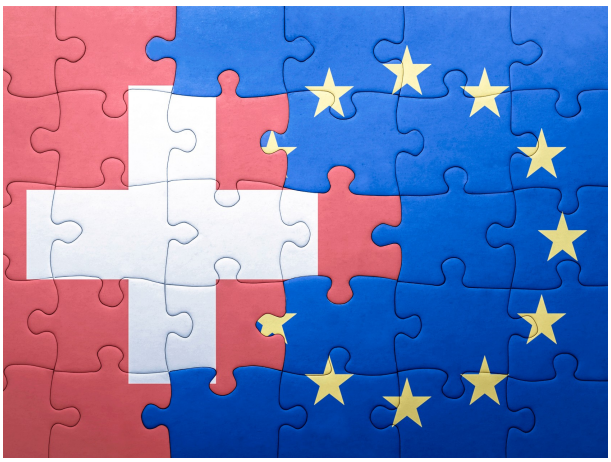
in unsere europäischen Nachbarländer in zukünftigen Marktsituationen weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Sie verlangen eine ausreichende, gut funktionierende Verknüpfung mit den europäischen Marktprozessen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Analyse zukünftiger Strommärkte»
2 Vier Kernelemente eines funktionierenden Strommarkts
3 Revision StromVG: Swissgrid begrüsst die politische Diskussion zur Versorgungssicherheit, Medienmitteilung vom 31. Januar 2019 sowie Swissgrid-Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vom 28. Januar 2019.

Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.3.2. Den Abschluss des Stromabkommens mit der EU forcieren!



Ohne Stromabkommen müsste die Schweiz verschiedene Nachteile in Kauf nehmen. Steigen werden vor allem die Kosten für die Versorgungssicherheit und die Grosshandelspreise.

Die Versorgungssicherheit ist wesentlich vom Zugang der Schweiz zum Europäischen Strommarkt abhängig. Um das heutige Niveau zu halten, wären darum ohne ein Stromabkommen markant höhere Investitionen in die eigene Erzeugungskapazität und die saisonale Speicherung nötig. Die Importfähigkeit dürfte abnehmen. Die Grosshandelspreise dürften steigen mit Gewinnern und Verlierern. Bedeutend schwieriger würde auch der für die Schweizer EVU bisher wirtschaftlich attraktive Export von Strom aus Wasserkraft.

Am reibungslosen grenzüberschreitenden Stromhandel und an der Nutzung von Investitionen in Stromanlagen im Ausland hat die Schweiz auch ein grundsätzliches wirtschaftliches Interesse. Aufgrund der Lage der Schweiz in Europa und der physikalischen und technischen Gegebenheiten im Stromsystem ist sie ohnehin gezwungen, sich in technischen Belangen weitestgehend den EU-Regelungen anzupassen. Für die Funktionstüchtigkeit des Stromsystems der Schweiz ist Kompatibilität mit Europa unverzichtbar[1].

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»

4.4. Strategie-Implementierung: Konsistenz im Stromsystem und pragmatische Lösungen

Um Widersprüche und Leerläufe bei der angestrebten Transformation des Stromsystems zu

verhindern, müssen Politik und Verwaltung eine über alle Ebenen hinweg konsistente Strategie erarbeiten. Gefordert ist die Bereitschaft der verschiedenen Interessengruppen zu pragmatischen Kompromissen im Interesse des Gesamtsystems. Die Gesamtstrategie muss aber auch Freiräume für Experimente offenlassen.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.4.1. Eine konsistente Strategie festlegen und verfolgen!



Die bisherigen Einzellösungen zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 müssen zu einer konsistenten Gesamtstrategie zusammengeführt werden. Die vielen Partikularinteressen führen sonst unweigerlich zu Widersprüchen zwischen den verschiedenen Massnahmen.

Die heute bestehenden verschiedenen Partiallösungen für Teilprobleme aus dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 sind zu einem integralen und konsistenten Markt- respektive Energiesystemdesign für die Phase II weiterzuentwickeln. Notwendig ist dabei eine Gesamtperspektive («one-system approach»). Ansonsten besteht die Gefahr, dass aufgrund der verschiedensten Partikularinteressen unterschiedliche Lösungen und Massnahmen für Einzel- oder Teilprobleme wie Förderung, Lenkung, Gebote und Verbote und dazu noch differenziert nach Technologien, Energiearten, Verbrauchergruppen und Regionen respektive Herkunft konzeptlos aneinandergereiht werden. Dies führt zwangsläufig zu kostspieligen Inkonsistenzen. Auch sind die Abhängigkeiten von Strombereitstellung, Übertragung, Speicherung und Verbrauch zu beachten und alle Komponenten des Energiesystems optimal aufeinander abzustimmen. So wachsen beispielsweise die verschiedenen Netzebenen immer mehr zusammen, was einen Datenaustausch sowie system- und netzdienliches Verhalten verlangt.

Marktdesignentscheidungen in den Nachbarländern sowie Stand und Entwicklung des Strommarktdesigns in der EU, wie beispielsweise das aktuelle Massnahmenpaket «Saubere Energie für alle Europäer», sind wichtige Determinanten für die Funktionstüchtigkeit und Leistungsfähigkeit des Schweizer Stromsystems. Sie müssen darum bei den eigenen Marktdesignentscheiden berücksichtigt werden. Es gilt, die Kompatibilität mit den europaweiten Regeln herzustellen und zu bewahren. Diese Randbedingung schränkt – genauso wie die Grosshandelspreise auf dem europäischen Strom-Spot-Markt – den Handlungs- und Gestaltungsspielraum der Schweizer Energiepolitik stark ein.

Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.4.2. Freiräume für regionale Experimente schaffen und nutzen!



Viele neue Ansätze lassen sich nur über Pilotprojekte entwickeln. Die Gesetzgebung muss dafür entsprechende Freiräume schaffen.

Nicht alle Neuerungen zur Realisierung der Energiestrategie 2050 lassen sich abschliessend durch Computersimulationen oder im Labor entwickeln. Viele neue Ansätze können nur über Pilotprojekte, aufgrund von konkreten Tests und Erfahrungen entwickelt und realisiert werden. Dazu zählen beispielsweise Eigenverbrauchergemeinschaften, Finanzierungsmodelle oder das komplexe Zusammenspiel von alternativen Tarifstrukturen, neuen Geschäftsmodellen und Smart-Grid-Lösungen. Solche Experimente tragen zudem auch zur Vorbereitung der Marktteilnehmer auf weitere Liberalisierungsschritte bei.

Für ihre Innovationen müssen die Akteure einerseits die bestehenden Freiräume aktiv nutzen. Über eine flexible Ausgestaltung der Gesetzgebung sollten andererseits zusätzliche Freiräume für Such- und Lernprozesse in der Energiewirtschaft zur Verfügung gestellt werden, wobei die Rechtssicherheit im operativen Bereich gewährleistet sein muss. Die entsprechenden neuen Regulierungen sollten ihrerseits unter Einbezug der verschiedenen Interessengruppen und anhand von gemachten Erfahrungen ausgestaltet und laufend weiterentwickelt werden.

Öffentliche Verwaltung # Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.4.3. Die Verhaftung in Partikularinteressen durch pragmatische Lösungen überwinden!



Um tragfähige Mehrheiten für pragmatische Lösungen im Interesse der Allgemeinheit und des Gesamtsystems zu schaffen, ist eine offensive Aufklärungsarbeit und Kompromissbereitschaft der Stakeholder notwendig.

Gesamtwirtschaftlich optimale Lösungen widersprechen oft den Interessen einzelner Akteure. Dies haben verschiedene Projekte gezeigt[1]. Um tragfähige Mehrheiten für systemorientierte Lösungen zu erreichen, ist es deshalb unabdingbar, die Vorteile einer Energiepolitik für die Allgemeinheit den einzelnen Bürgerinnen und Bürgern wie auch den relevanten Stakeholdern zu erklären und verständlich zu machen. Die Politik, die Verwaltung und auch die betroffenen Akteure der Wirtschaft müssen offensiv kommunizieren und verhandeln.

Zur angestrebten und notwendigen Transformation des gesamten, durch zahlreiche Abhängigkeiten geprägten Energiesystems ist ein Ausgleich der verschiedenen Partikularinteressen unabdingbar. Dies setzt die Bereitschaft der verschiedenen Interessengruppen zu pragmatischen Kompromissen im Interesse des Gesamtsystems voraus. Hier ist vor allem die Politik gefordert.

Parallel dazu muss die Bevölkerung zur Mitwirkung bei der Transformation des Energiesystems motiviert werden. Wie die Synthese «Akzeptanz» aufzeigt, muss die Aufklärungs- und Mobilisierungsarbeit dabei nicht nur glaubwürdig sein, sondern auch möglichst spezifisch auf die einzelnen Adressaten zugeschnitten werden[2]. Kampagnen sind zudem umso erfolgreicher, je mehr sie auch Vorteile[3] für die persönliche Lebensqualität der

Menschen und positive Beispiele aus der eigenen Erfahrungswelt[4] thematisieren.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Energieeffizienz in Privathaushalten», Projekt «Förder- oder lenkungsbasierte Energiepolitik», Projekt «Energiebezogene Innovationen».
2 Spezifisch und glaubwürdig informieren!
3 Co-Benefits bezüglich Lebensqualität und Gesundheit anvisieren
4 Sichtbarkeit für positive Beispiele schaffen!