

ARGUMENTATION KOMPAKT

Ein Service der Hanns-Seidel-Stiftung für politische Entscheidungsträger



Ausgabe vom 4. Juli 2019 – 6/2019

Leitlinien für eine erfolgreiche Energiewende

Maximilian Faltlhauser /// Deutschland wird seine selbst gesetzten Klimaziele 2020 verfehlen. Die Probleme im System Energieversorgung nehmen zu. Die Kosten steigen weiter. Deutschland droht an der Energiewende zu scheitern und zum abschreckenden Beispiel für die Welt zu werden. Im Folgenden werden die Leitlinien für das Gelingen der Energiewende aufgezeigt, die

- die technisch-physikalischen Besonderheiten,
- die Grundprinzipien der Ökonomie und
- die Interessen der Politik berücksichtigen.

Leitlinien für eine erfolgreiche Energiewende

Maximilian Faltlhauser

Energiewende im globalen Kontext

Es gibt einen Klimawandel. Der vom Menschen verursachte Kohlendioxidausstoß ist eine Ursache des Klimawandels. Die Reduzierung des Ausstoßes von Kohlendioxid dient der Vermeidung der Folgen des Klimawandels. Die Endlichkeit fossiler Rohstoffe ist ein weiteres Argument für die Energiewende.

Energie und Ressourcenverbrauch hängen direkt mit der Bevölkerungsentwicklung zusammen. Jeder Mensch braucht Energie. Bevölkerungswachstum ist daher grundsätzlich schädlich für die Klimaziele. Zudem erfordert Wohlstand Energie und Ressourcen. Wohlstandswachstum ist somit ebenfalls schädlich für die Klimaziele, insbesondere in den Fällen, wenn sich Menschen aus bitterster Armut etwas Wohlstand erarbeiten. Wohlstands- und Bevölkerungsentwicklung wirken sich quantitativ aus und dominieren aktuell die globale Klimaentwicklung. Hierin liegt ein Dilemma für unsere Werteordnung, die Geburtenfreiheit und das Streben nach Glück als unantastbar ansieht.

Der Anteil Deutschlands am globalen Kohlendioxidausstoß sinkt und ist mit ca. 2 % für die globale Entwicklung quantitativ vernachlässigbar. Der Beitrag Deutschlands kann deshalb keine quantitative Kohlendioxidreduzierung, sondern muss ein qualitativer Beitrag zur Technik und zum Systemdesign sein.

Damit die Energiewende auch zu einem nachahmenswerten Beispiel für andere Nationen wird, muss sie über ein funktionstüchtiges regulatorisches System verfügen, das die Verwendung klimafreundlicher Techniken ermöglicht und zielführend ökonomisch anreizt. Das aktuelle deutsche Strommarktdesign erfüllt diese Anforderungen nicht. Es unterstellt fossile und regelbare Stromerzeugungstechniken mit dem Ziel, variable Rohstoffkosten zu minimieren. Windenergie und Photovoltaik haben jedoch keine variablen Brennstoffkosten, zudem sind sie volatil und nicht nachfragegerecht regelbar. Die Energiewende braucht ein passendes Strommarktdesign.

Um andere Nationen dazu zu motivieren, die Energiewende nachzuahmen, bedarf es mehr als nur des Nachweises, dass dies technisch und organisatorisch machbar ist. Das Zieldreieck aus Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit gilt auch für die globale Vermarktbarkeit der Energiewende. Eine sinkende Versorgungssicherheit wirkt dabei genauso abschreckend wie hohe Kosten. Die Befreiung der Energiepreise von allen staatlichen Steuern und Abgaben, die keinen ursächlichen Bezug zu Energieversorgung haben, würde die internationale Attraktivität der Energiewende klar erhöhen. Will man die Energiewende erfolgreich international vermarkten, muss diese attraktiv sein und darf auf gar keinen Fall teurer erscheinen, als sie tatsächlich ist.

Gestaltungsdimensionen der Energiewende

Um die Energiewende erfolgreich umzusetzen, sind drei Dimensionen zu berücksichtigen: Die Energiewende hat eine politische Dimension, die in Klimaschutzzielen artikuliert wird. Die Energiewende hat eine technische Dimension, da neue Techniken entwickelt und verbessert werden müssen. Und schließlich hat die Energiewende eine ökonomische Dimension, denn sie darf durch ihre Kosten eine Volkswirtschaft nicht ins Abseits manövrieren noch darf man erwarten, dass Investoren in einem liberalisierten Strommarkt in Verlustgeschäfte investieren.

Technische Leitlinien

Die größte technische Herausforderung der Energiewende ist die Beherrschbarkeit der Volatilität der immer dominanter werdenden Erzeugungstechniken aus Windenergie und Photovoltaik. Um diese Volatilität in den Griff zu bekommen, müssen vier technische Ansätze aufeinander abgestimmt werden:

- der Ausbau und Umbau des Stromnetzes,
- der Einsatz von Speichertechniken,
- die Ermöglichung von Verbrauchsflexibilität und
- die Bereitstellung von Schattenkraftwerken, um die Versorgungssicherheit auch bei Dunkelflaute zu garantieren.

Die Stromnetze müssen für die Energiewende umgebaut werden, um die Fließrichtung von Strom in alle Richtungen zu ermöglichen. Die Stromnetze müssen ausgebaut werden, weil die Erzeugungsorte mit den Verbrauchsorten auseinanderfallen. Windräder werden da gebaut, wo Wind weht. Photovoltaik macht dort Sinn, wo viel Sonne scheint. Beides verursacht einen räumlichen Netzausbaubedarf. Um einer Überdimensionierung der Stromnetze vorzubeugen, muss der Grundsatz gelten, dass regionale Lastspitzen auch möglichst regional ausgeglichen werden. Eine zentrale Netzregelung durch die Übertragungsnetzbetreiber reicht alleine nicht aus. Es bedarf eines zusätzlichen Anreizes für alle Kunden, mit dem Gut Netzkapazität möglichst sparsam umzugehen. Dies ist nur erreichbar, indem die Bemessungsgrundlage für die Netzentgeltumlage ausschließlich auf Basis der jährlichen maximal benötigten Leistung erfolgt. Dieser Grundsatz gilt für Erzeuger wie Verbraucher gleichermaßen.

Speicherung ist ein Baustein, um die Volatilität technisch beherrschbar zu machen. Der Übergang von klassischer Energiespeicherung zur Sektorenkopplung ist dabei fließend. Grenzen findet die klassische Speicherung vor allem dann, wenn es darum geht, große Energiemengen über einen langen Zeitraum zu speichern. Strukturell ist dabei strikt zwischen Speicherung hinter und vor dem Stromzähler zu unterscheiden. Die ökonomischen Kalküle von Speichergeschäftsmodellen unterscheiden sich dramatisch in Abhängigkeit davon, ob ein Speicher auf die Interessen eines Eigenstrom erzeugenden Endverbrauchers ausgerichtet ist oder die Interessen der Netzstabilität verfolgt. Jeder Speicher braucht daher ein tragfähiges Geschäftsmodell.

Folgende Punkte sind von Bedeutung:

- Sinnvolle dezentrale Kleinspeicher im Stromnetzen müssen umlagefähig sein.
- Es braucht Anreize für Speicher beim Endverbraucher, die sich netzverträglich verhalten.
- Die Regulierung darf Speicher nicht benachteiligen.
- Es müssen Anforderungen an erneuerbare Erzeugungsanlagen definiert werden, um ein Mindestmaß an Stromqualität bereitzustellen.

Ausgelöst durch den massiven Ausbau von Windenergie und Photovoltaik ergibt sich ein technisch-physikalischer Zwang: Erzeugungsvolatilität verlangt Verbrauchsflexibilität. Das Auftreten von Volatilität bedeutet fundamentale Veränderungen des ursprünglichen Systems. Vor allem die Zustände der Nichtverfügbarkeit bei Dunkelflaute wie auch das entgegengesetzte Phänomen von Überschussstrom sind völlig neue Systemzustände, die es früher so nicht gab. Das heute bestehende System ist ungeeignet für Verbrauchsflexibilität, die immer auch mit einer Verhaltensänderung des Energieverbrauchers einhergeht. Während Endverbraucher heute gewohnt sind, Maschinen und Anlagen anzuschalten und damit den Zeitpunkt des Beginns eines Prozesses festzulegen, wird es in Zukunft darum gehen, wann eine Maschine fertig sein soll. Die operative Feinsteuerung wird ein digitales Smart-Grid übernehmen. Damit sich die dafür nötigen Investitionen jedoch rentieren, bedarf es eines ökonomischen Anreizes. Flexibler Strom muss deutlich billiger sein als herkömmlicher Strom. Eine Ausdifferenzierung des Strompreises ist somit unvermeidbar und muss auch die Steuern-, Abgaben- und Umlagenlast mit einbeziehen.

Ökonomische Leitlinien

Flexibilität braucht einen Preis. In Flexibilität wird nur investiert werden, wenn sich Flexibilität durch einen niedrigeren flexiblen Strompreis auch rentiert. Ein optimales Preismodell, das Lastflexibilität ermöglicht, könnte folgendermaßen aussehen: Der Flexibilitätspreis bewegt sich kontinuierlich zwischen den zwei Extrempunkten, der absoluten Unflexibilität und einer definierten maximalen Flexibilität. Die Flexibilität ergibt sich dabei aus der Zeitspanne, die der Energieprozess benötigt, um ausgeführt zu werden, und der größeren Zeitspanne, innerhalb derer er abzulaufen hat. Automatisiert wird das Betriebsdauerintervall innerhalb des größeren Fertigstellungsintervalls so gelegt, dass die günstigsten Strompreise zum Zuge kommen. Aus der prozentualen Relation zwischen allen Strompreisen des Fertigstellungsintervalls und des Betriebsdauerintervalls sind fixe Steuern, Abgaben und Umlagen anteilig anzurechnen. Da Lastflexibilität dazu beitragen soll, Netze zu schonen und diese möglichst kosteneffizient zu nutzen, muss eine regionale Komponente dafür sorgen, dass extrem lastflexibler und daher extrem günstiger Strom nicht über große Entfernungen transportiert wird. Der klassische Regelenergiemarkt bleibt hiervon unberührt. Letztendlich muss es drei Preistypen geben, die sich darin unterscheiden, in welchem Maße der Endverbraucher beziehungsweise der Netzbetreiber über den Zeitpunkt des Energieverbrauchs bestimmen kann:

- den heute bekannten unflexiblen Strompreis, über den ausschließlich der Verbraucher zeitlich verfügt,
- den Regelenergiestrompreis, über den ausschließlich die Netzbetreiber bestimmen, und
- den neu zu erschaffenden flexiblen Strompreis, der einen gleitenden Übergang zwischen den beiden Extremen darstellt. Der Strompreis ist in dieser Gleitzone davon abhängig, wie flexibel der Verbraucher ist. Je flexibler, desto günstiger ist der Strom.

Volatile Erzeugung kann bei Dunkelflaute die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten. Schattenkraftwerke sind daher notwendig. Heute übernimmt diese Rolle der Altbestand des Kraftwerkparks aus der Zeit vor der Energiewende. Man zehrt von der Struktur der Vergangenheit. In Zukunft wird es jedoch notwendig sein, dass neue Schattenkraftwerke errichtet werden. Gesicherte Leistung hat einen Versicherungscharakter, der nach einem Preis verlangt. Die technischen Veränderungen im Erzeugungspark verlangen somit die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Ein reiner Power-Only-Market von heute kann dies nicht leisten, denn ein Markt generiert immer nur ein Marktoptimum und keine Vollversorgung. Für notwendige Spitzenlastkraftwerke fehlt aktuell die ökonomische Logik, denn das Risiko der extrem geringen und unsicheren Auslastung steht in keinem Verhältnis zu den erzielbaren Erträgen. Kein Investor wird das extreme Risiko eines Spitzenlastkraftwerkes eingehen, wenn er mit jeder anderen Erzeugungsanlage an Preisspitzen gleichermaßen partizipieren kann.

Volatilität bedeutet, dass die Frage, wann Energie benötigt wird, immer mehr in den Vordergrund rückt. Temporäre Überschüsse im Stromsektor sind der treibende Faktor für die Sektorenkoppelung. Überflüssiger Strom findet im Wärme- und Mobilitätssektor Verwendung. Dies hat Auswirkungen auf die Dogmatik der Energieeffizienz. Dass weniger Energieeinsatz immer besser ist, trifft auf Prozesse nicht mehr uneingeschränkt zu, die auf Lastflexibilität abstellen. Denn derartige Anlagen laufen regelmäßig nur wenige Stunden im Jahr, wodurch Effizienzeinsparungen marginalisiert werden. Höhere Anschaffungskosten für effizientere Anlagen rechnen sich in diesen Fällen einfach nicht. Der Hauptsatz der Energieeffizienz muss daher erweitert werden. Für Anlagen zur Verwertung von Überschussstrom und Lastspitzen, die nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, dürfen die Anforderungen an eine hohe Energieeffizienz nicht gelten.

Investitionstheoretische Aspekte

Die Ökonomie von Erzeugungsanlagen, Speichern und Energieumwandlungsanlagen spielt sich in einem von den Gesetzen der Physik vorgegebenen Handlungsfeld ab. In einer vernetzten, immer kleinteiliger werdenden Energiewelt tritt die Optimierung von Einzelanlagen hinter die Optimierung ganzer Prozessketten. Diese energetischen Prozessketten werden dabei maßgeblich von technisch realisierbaren Wirkungsgraden und der Anlagenauslastung dominiert. Hohe Wirkungsgrade gehen dabei häufig mit hohen Investitionskosten einher. Hieraus leiten sich zwei Regeln ab:

- Es kommt auf den Gesamtwirkungsgrad einer ganzen Prozesskette an. Eine solche Kette sollte über möglichst hohe Einzelwirkungsgrade verfügen und nur so lang wie nötig sein.
- Hohe Investitionskosten verlangen eine hohe Anlagenauslastung. Technik und Politik sollten dies berücksichtigen.

Vernachlässigte räumliche Dimension

Erzeugungsanlagen, die verbrauchsnahe sind, benötigen kürzere Leitungen als verbrauchsferne. Sie beanspruchen das Stromnetz weniger. Längere Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verursachen höhere Investitionskosten in ein größeres Stromnetz mit mehr Leitungskilometern. Auch sind Übertragungsverluste entfernungsabhängig. Es bedarf somit einer regionalen Netzkostenkomponente in Form eines zeitlich befristeten Netzentgeltfaktors. Dort, wo ein Erzeugungsüberschuss besteht, ist der Netzentgeltfaktor Kosten steigernd hoch, dort, wo es zu wenig Erzeugung gibt, ist er entsprechend niedrig.

Eine regionale Nähe von Erzeugung und Verbrauch ist zudem ein Faktor für die Versorgungssicherheit. Nahe Erzeugungsanlagen bieten eine höhere Versorgungssicherheit als eine Erzeugungsanlage in weiter Ferne. Aus Endverbrauchersicht reduziert sich das Ausfallrisiko einer Leitung, je kürzer diese ist. Aktuell fehlt jegliches Konzept der regionalen Allokation von Erzeugungsanlagen. Noch profitiert man von der Kraftwerksparkstruktur aus der Zeit vor der Marktliberalisierung. Hier zeichnet sich ein Konflikt mit dem EU-Wettbewerbsrecht ab, jedoch ist Versorgungssicherheit wichtiger als Wettbewerb.

Leitlinien zum Strommarktdesign

Versorgungssicherheit ist essenziell. Jedoch liegt die Qualität von Strom nicht allein in seiner binären Verfügbarkeit. Spannungs- und Frequenzhaltung sind ebenfalls wichtige Qualitätsanforderungen, zu denen alle Erzeugungsanlagen beitragen sollten. Insbesondere für ihren Zappelstrom bekannte Photovoltaikanlagen müssen daher zu einem gewissen Mindestbeitrag zur Stromqualität verpflichtet werden. Dieser Mindestbeitrag muss individuell für jede Erzeugungstechnologie festgelegt werden und darf zu keiner ökonomischen Überforderung führen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat seinen Zweck erfüllt. Es hat durch Preis- und Abnahmegarantie einen künstlichen Marktrahmen geschaffen, in dem sich vor allem Windenergie und Photovoltaik zur Marktreife entwickeln konnten. Heute steht das EEG einem nächsten Entwicklungsschritt jedoch entgegen und es reicht nicht aus, das EEG einfach auslaufen zu lassen, denn keine Photovoltaikanlage könnte sich gegen eine Photovoltaikanlage mit EEG-Vorrang im Markt behaupten. Letztendlich verspricht nur eine Stichtagssystemumstellung Aussicht auf Erfolg. Der Staat muss als Globalaufkäufer des EEG-Stroms zu den gegebenen Garantien auftreten und sie in ein neues System schonend einbringen. Die Zusagen des EEGs an Investoren sind somit zu einer systemischen Altlast geworden.

Die Systemfrage ist weiterhin offen. Das bestehende Strommarktdesign erfüllt nicht die Erfordernisse einer neuen Energiewelt. Ein neues System muss einer Bottom-up-Sichtweise standhalten. Jede einzelne Anlage im Versorgungssystem muss sich ökonomisch rechnen. Die große Anzahl an Kraftwerken, die ihren Betrieb einstellen möchten, ist der deutlichste Beweis eines einsetzenden Systemversagens. Das Marktmodell muss auf die neuen Techniken und deren Besonderheiten angepasst werden.

Die Schaffung eines Marktsystems für Strom ist eine besondere Herausforderung. Denn die Besonderheiten des Produktes Strom engen hierfür den Spielraum extrem ein. Es gibt kaum ein Produkt, das dem Endkunden so homogen und austauschbar erscheint und gleichzeitig auf so heterogene Weise hergestellt wird. Die Kostenstrukturen zur Herstellung von Strom unterscheiden sich dabei je nach Technik fundamental. Hierin liegt auch das Problem so unterschiedlicher externer Effekte für die Umwelt. Der Power-Only-Market als alleiniges Marktsteuerungselement ist damit erkennbar überfordert. Es bedarf daher eines Kapazitätsmarktes mit regionalem Bezug. Das Prinzip der Ausschreibung für erneuerbare Anlagen muss auf alle Erzeugungsarten ausgeweitet werden, da die so bedeutenden erneuerbaren Erzeugungsarten Windenergie und Photovoltaik sich nicht mit dem Prinzip der Merit-Order vereinbaren lassen. Dabei ist dem Kerngedanken zu folgen, dass Investoren aus der Privatwirtschaft eine sichere Planungsgrundlage für ihre Investition erhalten. Einem technologiegebundenen Kapazitätsmarkt fällt dabei die Rolle der Grundsicherung der Investition zu, die einen gewissen Mindestertrag gewährleistet und vor allem die Investitionskosten absichert. Ein weiterhin bestehender Power-Only-Market dient schließlich nur noch

der Steuerung von Lastflexibilität und der Deckung von Betriebskosten, was in erster Linie konventionelle Erzeugungstechniken und Biomasseanlagen betreffen wird. Um unnötige Doppelvergütungen auszuschließen, darf es nur möglich sein, zu einem bestimmten Zeitpunkt jeweils Erträge aus nur einem der beiden Systeme zu erzielen. Dies wird dadurch gewährleistet, dass die Vergütung für die technologiebezogene Kapazitätsbereitstellung ex post festgestellt wird. Hohen und wachsenden Aufschlägen für Investitionsrisiken in die Energiewirtschaft wird auf diese Weise die Grundlage entzogen. Und schließlich erhält der Markt ein klares und verlässliches Handlungsfeld, um Vorgaben aus Politik und Technik möglichst effizient umzusetzen.

Herkulesaufgabe für Politik und Gesetzgeber

Aktuell droht die Energiewende an den Gesetzen der Physik und der Ökonomie zu scheitern. Dies ist dramatisch, da die ganze Welt auf uns schaut. Scheitert das Ingenieurland Deutschland an der Energiewende, werden es ärmere und weniger entwickelte Länder erst gar nicht versuchen. Die Lösungen der Probleme liegen dabei nicht nur in der Technik, sondern auch bei der Gestaltung des regulatorischen Rahmens als Betriebssystem für eine neue Energiewelt.

Dipl.-Kfm. Maximilian Falthäuser

Geschäftsführer der HSI Hydro Engineering GmbH, Trier