

Grüner Strom – regional erzeugt, vertrieben und genutzt

Die Ausgangssituation

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie tragen bereits heute in vielen Landkreisen dazu bei, dass bilanziell ein Großteil des dort benötigten Stroms auch dort erzeugt wird. Ohne die privaten Investitionen (viele der Anlagenbetreiber dürften selbst Bewohner des Landkreises sein) auf der Grundlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) wäre diese Entwicklung kaum denkbar gewesen.

Derzeit sind die Netzbetreiber verpflichtet, den Strom aus EEG-vergüteten Anlagen am Spotmarkt der Europäischen Strombörse zu handeln. Daneben besteht für Anlagenbetreiber selbst die Möglichkeit, im Rahmen des Marktprämienmodells den Strom direkt am Spotmarkt zu platzieren. Dafür erhalten sie, ebenfalls durch das EEG geregelt, eine Markt- und Managementprämie und Betreiber von Biogasanlagen unter Umständen eine Flexibilitätsprämie. Selten wird jedoch die Möglichkeit der regionalen Direktvermarktung ergriffen, die nicht von den Rahmenbedingungen des EEG profitiert. Doch gerade hierin liegen für Kommunalwerke sowie lokale Anlagenbetreiber und Investoren bereits mittelfristig große Chancen.

Schon heute zeichnet sich ab, dass die EEG-Vergütung als Investitionsanreiz, insbesondere für den Bau von Photovoltaik-Anlagen, ihre Bedeutung verliert. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass das EEG so verändert werden könnte, dass die Anlagen-Refinanzierung gerade für nicht-professionelle Betreiber einzelner Anlagen massiv erschwert wird. Kommunal- und Stadtwerke können nun rechtzeitig ein Modell entwickeln, das es ermöglicht, die Direktvermarktung erneuerbarer Energie unter Teilhabe und unterstützt von möglichst vielen Bürgern und Bürgerinnen auf regionaler Ebene anzusiedeln. Sie können somit nicht nur die Akzeptanz des „Gemeinschaftswerkes Energiewende“ sichern helfen, sondern auch durch Produkt- und Marketing-Innovationen statt Kundenbindung echte Kundenverbindung und ein strategisch-nachhaltiges Geschäftsmodell entwickeln, das konsequent auf lokalen und regionalen Potenzialen aufbaut.

Ziel Stromsystem

Regionen sollten im Rahmen ihrer Möglichkeiten regenerative Stromerzeugungskapazitäten errichten, selbst betreiben und den Strom ebenso selbst vertreiben. Dadurch entstehen neue, anspruchsvolle Aufgaben.

Die Herausforderung besteht darin, Stromüberschüsse zu minimieren oder, anders formuliert, so viele der in einer Region generierten Elektronen wie möglich direkt in der Region zu verkaufen und zu verbrauchen. Dadurch wird Schritt für Schritt ein Großteil der wirtschaftlichen Leistungen, die für die Strombereitstellung erforderlich sind, von Bewohnern der Region übernommen und erbracht. Abgesehen vielleicht von der anspruchsvollen Herstellung und Errichtung eines Teils des regenerativen Erzeugungsparks, wird dann jeder Strom-Cent in der

Region erwirtschaftet und wieder ausgegeben. Auf diese Weise entsteht ein weiterer regionaler Geldkreislauf in der Region.

Stromphysikalisch bedeutet dies graduelle Autonomie: weit weniger Strom, der in die überregionalen Netze drückt, weit weniger Strom, den die Region importieren muss. Eine zukünftig geringere überregionale Netznutzung ermöglicht dann vermiedenen überregionalen Netzzubau. Das Verteilnetz muss, abhängig von dessen Zustand, schrittweise optimiert werden.

Eine weitere wichtige Betrachtungsebene besteht in der Risikobewertung eines eigenen regionalen, verglichen mit dem bundesweiten Strommarkt. Entwicklungen des „Strommarktdesigns“ sind schwer vorhersehbar. Dies dürfte auch in absehbarer Zeit so bleiben, weil sich der Strommarkt noch über Jahre in Transformation befinden wird und eine ganze Reihe wirtschaftlicher Interessen auf politische Entscheider einwirken. Daher ist abzuwägen, in welchem Maß sich eine Region konsequent den regionalen und damit gestalt- und beeinflussbaren Aspekten zuwendet ohne dabei den überregionalen Stromhandel auszublenden, dessen Rahmenbedingungen ständiger Veränderung unterliegen.

Ziel Stromüberschüsse minimieren

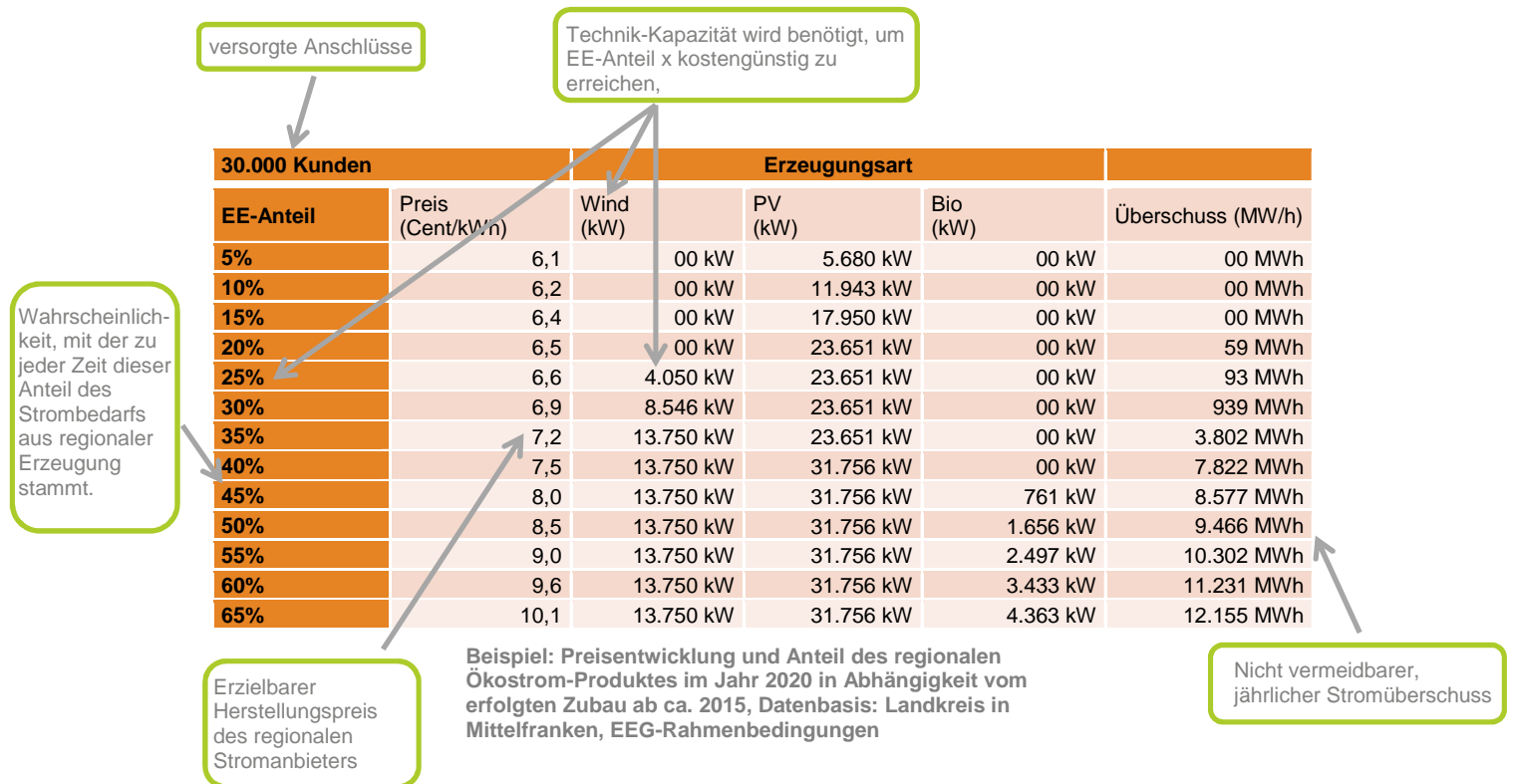
Dazu wird zunächst der reale Lastverlauf einer Region ermittelt. Das heißt, es wird geprüft, wie viel Strom zu jeder Zeit in einem Jahr tatsächlich von den Verbrauchern nachgefragt wird. Die erforderlichen Daten liefern die Netzbetreiber der Region. Das sich daraus ergebende Standardlastprofil, die im Prinzip jährlich wiederkehrende, voraussagbare, aber in sich schwankende Nachfrage nach Strom, soll nun so weit und so günstig wie möglich von regenerativen Kraftwerken gesättigt werden.

Ein programmierter Algorithmus, der den regionalen Strombedarf und die Erzeugung im Prinzip mittels wenn–dann-sonst-Verfahren abgleicht, wird dazu mit den heute vorliegenden Rahmendaten gefüttert: Welche stundengenauen Stromerträge sind in der Region aus Photovoltaik und Windenergie zu erwarten? Zu welchen Kosten erzeugen die Photovoltaik, die Windenergie und weitere vorhandene oder zusätzlich nutzbare regenerativen Techniken heute und bis in absehbare Zeit eine Kilowattstunde Strom?

Das Ergebnis ist eine Reihenfolge, in der bestehende Anlagen mit relativ geringer EEG-Vergütung und neu zu errichtende Anlagen mit dann noch geringerer Vergütung zur Deckung des Lastprofils eingesetzt werden sollten.

Ein Faktor, der dabei sowohl Auswirkungen auf die regionale Wirtschaftlichkeit als auch auf die überregionale Netzstabilität hat bzw. haben kann, ist der Stromüberschuss. Dieser ist insbesondere bei der Nutzung der Windenergie unvermeidbar, soll aber schon heute so gering wie möglich gehalten werden.

Der genutzte Algorithmus erlaubt es, das regionale Stromprodukt in 5 Prozent-Schritten aufzufüllen und die Anzahl der versorgten Kunden zu variieren. So kann z.B. geprüft werden, welche Techniken vor Ort betrieben werden sollten, um 10.000 Kunden so preiswert wie möglich mit einem Stromprodukt zu beliefern, das jederzeit mit einer Wahrscheinlichkeit von 40, 50 oder 65 Prozent aus regionaler Erzeugung stammt. Es handelt sich folglich nicht um eine bilanzielle Betrachtung, bei der zwar 40 Prozent der Stromerzeugung pro Jahr aus regenerativen Quellen stammen, theoretisch aber immer gerade dann erzeugt werden könnten, wenn kein regionaler Strombedarf besteht.



Ziel Übertragbarkeit

Die Strategie zur Erreichung dieses Ziels muss möglichst gut auch auf andere Regionen übertragbar sein. Deshalb werden Speziallösungen auf Konzeptebene vermieden, die auf regionalen Eigenarten beruhen, so der Einbezug großer Pumpspeicher-Kapazitäten, oder auf Lösungen, die erst in einigen Jahren in die Marktwirtschaftlichkeit laufen, wie z.B. die Umwandlung von Strom in Methan oder die chemische Speicherung. Vorab kann ein Instrument der Marktforschung, sogenannte Diskrete Entscheidungsexperimente, angewendet werden, das ermitteln soll, ob und in welchem Maß die Bürger und Stromkunden bereit sind, ein solches regionales Transformationsprojekt durch ihren Stromkonsum, ihre Tarifentscheidung, ihre Mitgestaltung und durch eigene Investitionen mitzutragen. Dies reduziert – in Anbetracht beträchtlicher Investitionen - die Unsicherheit und somit die Risiken hinsichtlich der Einführung des neuen Stromprodukts.

Der Aufbau des regionalen Stromprodukts erfolgt – typisch für den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren - in gestaltbaren Ausbau-Etappen. Dadurch kann eine Region ihre Ausbau-Strategie jederzeit an sich ändernde Rahmenbedingungen anpassen, um in der Transformationsphase und in Abhängigkeit von der Nachfrage nach dem regionalen Produkt, bereits bestehende Angebote aufrecht erhalten bzw. schrittweise zurück fahren zu können.

Insgesamt bedeutet dieser Prozess eine höhere - und neue - Anforderung an regional-unternehmerisches Handeln und Entscheiden. Im Gegenzug verlagern die Akteure jedoch nicht beeinflussbare strom-systemische Unsicherheiten und Gefahren in prüf- und kalkulierbares Risiko, und zwar in dem Umfang, in dem es gelingt, unmittelbar auf Faktoren des Stromsystems zuzugreifen: Gestaltung und Chancen statt Abwarten und Reagieren.