

Steuer, Peter

Book Part

Regenerative Energien in Bayern aus Sicht eines Investors

Provided in Cooperation with:

ARL – Akademie für Raumentwicklung in der Leibniz-Gemeinschaft

Suggested Citation: Steuer, Peter (2013) : Regenerative Energien in Bayern aus Sicht eines Investors, In: Kufeld, Walter (Ed.): Klimawandel und Nutzung von regenerativen Energien als Herausforderungen für die Raumordnung, ISBN 978-3-88838-383-0, Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover, pp. 33-49,
<https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0156-3830032>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/102880>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/de/>

Peter Steuer

Regenerative Energien in Bayern aus Sicht eines Investors

URN: urn:nbn:de:0156-3830032



CC-Lizenz: BY-NC-ND 3.0 Deutschland

S. 33 bis 49

Aus:

Walter Kufeld (Hrsg.)

Klimawandel und Nutzung von regenerativen Energien als Herausforderungen für die Raumordnung

Arbeitsberichte der ARL 7

Hannover 2013

Peter Steuer

Regenerative Energien in Bayern aus Sicht eines Investors

Gliederung

- 1 Einleitung
- 2 Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien – Grundlegende Anmerkungen
- 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- 4 Wirtschaftlichkeit einzelner Energieträger
 - 4.1 Wasserkraft
 - 4.2 Photovoltaik
 - 4.3 Biomasse Holz
 - 4.4 Biogas
 - 4.5 Windenergie
 - 4.6 Tiefengeothermie
- 5 Erneuerbare Energien und Infrastruktur
 - 5.1 Regelenergie/Energiespeicher
 - 5.2 Netzausbau
 - 5.3 Akzeptanz bei Infrastrukturprojekten
- 6 Energieversorgung und Klimawandel
 - 6.1 Konventionelle Energieerzeugung
 - 6.2 Regenerative Energieerzeugung
- 7 Ausblick

Literatur

Zusammenfassung

Der vorliegende Beitrag beleuchtet das Thema der regenerativen Energien in Bayern aus der Sicht eines Investors. Die aktuelle Situation in Bezug auf Potenzial, Genehmigung, Förderung und Besonderheiten für Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse Holz, Biogas, Windkraft und tiefe Geothermie wird skizziert. Bei Erneuerbaren-Energien-Projekten in Bayern handelt es sich um Investitionsalternativen, die gegen andere Investitionsmöglichkeiten zur regenerativen Energieerzeugung konkurrieren. Neben einer monetären Förderung wird hierbei entscheidend sein, mit welchem Widerstand Energieprojekte künftig konfrontiert werden. Die Politik muss neben stabilen Rahmenbedingungen und positivem Investitionsklima auch den Boden für Realisierung „vor Ort“ bereiten. Die

Raumordnung hätte die Kompetenz und den notwendigen Überblick, eine führende Rolle in der strukturellen Gestaltung der erneuerbaren Energieerzeugung einzunehmen.

Schlüsselwörter

Erneuerbare Energien – Bayern – Klimawandel – wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Abstract

This paper sheds light on the topic of renewable energy in Bavaria from the perspective of an investor. The current situation is outlined for water energy, photovoltaic, biomass wood, biogas, wind energy and deep geothermal energy in terms of potential, licensing, funding and particularities. Renewable energy projects in Bavaria represent investment options that have to compete with other opportunities to invest in renewable energy production. In addition to financial funding, a decisive role will be played by the resistance with which future energy projects are confronted. Policies have to ensure not only stable framework conditions and a positive investment climate but also have to prepare the ground for local implementation. Spatial planning has the competence and necessary breadth of perspective to play a leading role in the structuring of renewable energy production.

Keywords

Renewable energy – Bavaria – climate change – economic framework conditions

1 Einleitung

Grundsätzlich muss es Ziel eines jeden Investors sein, das eingesetzte Kapital mit einer dem Risiko entsprechenden Rendite zu erwirtschaften. Allen erneuerbaren Energien ist gemein, dass sie derzeit ohne eine Förderung nicht wirtschaftlich zu realisieren sind. Hauptförderinstrument ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Das Potenzial für einen starken Ausbau der regenerativen Energien in Bayern ist vorhanden. Die Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von regenerativen Energieerzeugungsprojekten und die Hürden, die es zu überwinden gilt, sind so unterschiedlich wie die Primärenergieträger selbst. Während beispielsweise bei Wasserkraft der Genehmigungs- und Errichtungsaufwand oft in keinem Verhältnis zur erzeugten Strommenge steht, der Wind in Bayern nur mit sehr großen Anlagen wirtschaftlich genutzt werden kann, die Photovoltaik in Bayern das Verteilnetz teilweise an seine Leistungsgrenze bringt, die Geothermie aufgrund der Auslegung des Bergrechts widersinnig schnell ausgebaut werden muss und die Biomasse wegen des Substratpreises zu riskant ist, ist allen Energieträgern gemein, dass sie zwar hoch geachtet, aber eine Realisierung vor Ort in der Regel unerwünscht ist. Dies ist neben der Wirtschaftlichkeit die größte Herausforderung, die es zu überwinden gilt, damit die Energiewende erfolgreich wird. Die Politik kann und muss den Boden für die Realisierung von Projekten bereiten und gegebenenfalls die Raumordnung hierfür einsetzen.

Die erneuerbaren Energien leisten in Deutschland bereits einen erheblichen Beitrag zur Energieversorgung. Rund 20% des gesamten Stromverbrauchs wurden 2011 in Deutschland regenerativ erzeugt (BMU 2012: 3). Theoretisch erschließbare große Potenziale erneuerbarer Energien sind bis auf die Wasserkraft auch in Bayern noch in großem Maße vorhanden. Das heißt, Photovoltaik, Biomasse, Windenergie und Geothermie

könnten bei entsprechenden Rahmenbedingungen stark ausgebaut werden. Wesentliches Petitum ist, dass erneuerbare Energieprojekte auch wirtschaftlich realisiert werden können.

Mit dem Bayerischen Energiekonzept „Energie innovativ“ (StMWIVT 2011) möchte die Bayerische Staatsregierung die erneuerbaren Energien deutlich schneller als bisher ausbauen und eine Verdoppelung innerhalb der nächsten zehn Jahre erreichen – ein sehr ehrgeiziges Ziel, zumal der derzeitige regenerative Hauptenergieträger in Bayern, die Wasserkraft, nicht mehr stark ausgebaut werden kann.

2 Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien – Grundlegende Anmerkungen

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energie aus Investorensicht diskutiert. Eine Diskussion über die Sinnhaftigkeit bestehender Fördersysteme erfolgt nur, wenn dies aus Investorensicht relevant ist. Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Ausbaus von erneuerbaren Energien werden in diesem Beitrag nicht besprochen.

Grundsätzlich muss es Ziel eines jeden Investors sein, das eingesetzte Kapital mit einer dem Risiko entsprechenden Rendite zu erwirtschaften. Risiken bei der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt es vielfältige. Eine Grobeinteilung kann erfolgen in Planungs- und Genehmigungsrisiko, Errichtungsrisiko, Betriebsrisiko (technisch), Aufwand-/ Erlösrisiko während der Betriebsphase und gegebenenfalls Rückbaurisiko.

Planungs- und Genehmigungsrisiko: Wird eine Anlage nicht genehmigt oder scheitert aus anderen Gründen, sind die vorgelagerten Kosten für die Planung und die Erstellung der Genehmigungsunterlagen verloren. Aufwendige Planung, notwendige Gutachten, Rechtsberatung etc. verursachen teilweise hohe vorgelagerte Kosten.

Errichtungsrisiko: Treten bei der Errichtung der genehmigten Anlage unvorhersehbare Probleme auf, kann dies zu Kostensteigerungen führen. Unvorhersehbare Schwierigkeiten sind z. B. archäologische Funde, Altlasten, Bodenmechanik, Unwetter.

Betriebsrisiko (technisch): Kann eine Anlage nicht wie geplant betrieben werden, ist dies in der Regel mit Mehraufwand und/oder Mindererlösen verbunden. Gründe hierfür können z. B. anlagentechnische Probleme, nachträgliche Umweltschutzauflagen oder Diebstahl sein.

Aufwand-/Erlösrisiko während der Betriebsphase: Steigen die Preise für die Einsatzstoffe der Anlage, z. B. Holzhackschnitzel, während die Vergütung für die erzeugte Energie gleich bleibt, sinkt die Rendite. Dies kann zur Unwirtschaftlichkeit einer Anlage führen.

Rückbaurisiko: In der Regel ist es sinnvoll, einen einmal erschlossenen Standort dauerhaft zu nutzen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass irgendwann zurückgebaut werden muss.

Die Risiken unterscheiden sich stark, je nach Art der erneuerbaren Energie. Während beispielsweise das Errichtungsrisiko bei einer Photovoltaik-Freiflächenanlage minimal ist, ist das Errichtungsrisiko bei einer Geothermiebohrung immens. Die wesentlichen Risiken für die Wirtschaftlichkeit eines Erneuerbare-Energien-Projekts werden nachfolgend abhängig vom Energieträger aufgezeigt.

Allen Energieerzeugungsanlagen – außer Photovoltaik-Dachanlagen –, unabhängig ob fossil oder erneuerbar, ist gemein, dass bei der Genehmigung der Anlagen mit erheblichem Widerstand gerechnet werden muss. Fast jeder ist für erneuerbare Energien, aber

fast keiner will sie in seiner Nähe haben. Das oft auch als NIMBY-Syndrom (Not In My Back Yard) bezeichnete Phänomen gewinnt in Zeiten von Bürgerbegehren und Bürgerentscheiden an Bedeutung. Der oft erhebliche Aufwand im Vorfeld einer Genehmigungsbeantragung (Konzeption, Entwurfsplanung, Genehmigungsplanung, Vorverträge etc.) ist umsonst, wenn ein an sich genehmigungsfähiges Projekt an Bürgerprotesten scheitert. Projekte, die dieses Risiko im verstärkten Maße beinhalten, werden oft nur von Enthusiasten vorangetrieben, aber nicht von rational kalkulierenden Unternehmen. Möglicherweise kann die Raumordnung hier einen entscheidenden Betrag zu Verringerung des „Bürgerrisikos“ leisten.

3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Allen erneuerbaren Energien ist gemein, dass sie derzeit ohne eine Förderung nicht wirtschaftlich sind. Hauptförderinstrument ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare Energie Gesetz (EEG). Aufgrund der Rolle, die das EEG beim Ausbau der erneuerbaren Energien einnimmt, soll seine Wirkungsweise nachfolgend kurz beschrieben werden.

Das EEG fördert die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solarer Strahlungsenergie. Die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten in der Regel 20 Jahre lang eine durch das EEG festgesetzte Einspeisevergütung für den erzeugten Strom. Die Stromnetzbetreiber müssen den EEG-Strom vorrangig abnehmen. Durch die fixen EEG-Erlöse und die Abnahmepflicht der Netzbetreiber hat der Investor aus Erlössicht kein Marktrisiko, sondern sichere kalkulierbare Einnahmen. Die Einführung des Marktprämienmodells mit dem EEG 2012 ändert hieran grundsätzlich nichts. Die Höhe der Einspeisevergütung ist abhängig von der Technologie, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und bei Wind vom Standort der Anlage. Mit der festgesetzten Einspeisevergütung sollte nach Meinung des Gesetzgebers ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich sein. Für neu zu installierende Anlagen sinkt der festgelegte Vergütungssatz jährlich um einen wiederum festgelegten Prozentsatz. Diese Degression soll einen Anreiz zu einer schnelleren Marktfähigkeit der Anlagentechnik schaffen. Das heißt, bei sinkender Förderung müssen sich die Investitions- und/oder Betriebskosten entsprechend reduzieren, damit die notwendige Wirtschaftlichkeit der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung weiterhin erreicht wird.

Unabhängig von der jeweiligen Technologie ist für alle EEG-Projekte allerdings Folgendes zu beachten: Da für die Bestimmung der Höhe des Einspeisetarifs nicht der Projektstart oder ein beliebiger Antragszeitpunkt, sondern der Zeitpunkt der erstmaligen Stromproduktion bzw. Netzeinspeisung relevant ist, können Verzögerungen bei der Projektabwicklung zu einer dauerhaft verminderten Einspeisevergütung führen. Änderungen der EEG-Einspeisevergütung im Rahmen der regelmäßigen EEG-Novellierungen oder durch situationsbezogene Anpassungen durch den Gesetzgeber können Projektentwicklungsaufwand zu einem „Stranded Investment“ (bereits getätigte Investitionen in Unkenntnis späterer Maßnahmen seitens der Politik) werden lassen, wenn sich das vorbereitete Projekt aufgrund der Änderungen nicht mehr rechnet. Der Investitionsstau vor EEG-Novellierungen zeugt von diesem Risiko.

Es ist juristisch nicht geklärt, ob der Gesetzgeber für in Betrieb befindliche Anlagen die Vergütung während der 20-jährigen Laufzeit kürzen kann. Vertrauens- bzw. Bestandschutz werden hier zwar ins Feld geführt, aber eine absolute Sicherheit, dass nicht z. B. eine geänderte (EU-)Rechtslage oder Ähnliches zu einer Reduzierung der Vergütung in

der Zukunft führen kann, gibt es nicht. Die Wahrscheinlichkeit hierfür wird derzeit allerdings als sehr gering eingestuft.

4 Wirtschaftlichkeit einzelner Energieträger

4.1 Wasserkraft

Die nutzbaren Wasserkraftpotenziale wurden mit dem Beginn der Elektrifizierung in Bayern schon zum großen Teil erschlossen. Durch Neubau von Kleinwasserkraftanlagen und Wirkungsgradverbesserungen bei bestehenden Anlagen ist laut Bayerischer Staatsregierung noch ein Zubau von 15 % möglich (StMWIVT 2011: 9). Nach EEG werden sowohl die Erhöhung der Leistung bestehender Kraftwerke als auch der Neubau von Wasserkraftwerken gefördert. Durch die Errichtung oder Modernisierung muss allerdings ein nachweislich guter ökologischer Zustand erreicht werden oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert werden. Das Errichtungs- und Betriebsrisiko einer Wasserkraftanlage ist eher gering, da es sich hier um eine etablierte Technik handelt und es jahrzehntelange Erfahrung gibt. Allerdings müssen mögliche Klimawandeleffekte (phasenweise verstärktes Hoch- bzw. Niedrigwasser), Konzessionsänderungen und behördliche Auflagen bei der Kalkulation der Erlöse berücksichtigt werden, da sie ein Ertragsrisiko darstellen.

Fazit: Wasserkraftausbau in Bayern spielt eine untergeordnete Rolle. Der Aufwand für die Genehmigung von Wasserkraftnutzung ist hoch, teilweise höher als bei alternativen Erneuerbare-Energien-Projekten. Bestehende größere Wasserkraftwerke können mithilfe des EEG modernisiert und moderat in ihrer Leistung gesteigert werden. Die zu erwartende Rendite bei Wasserkraftausbau und -modernisierung ist eher gering.

4.2 Photovoltaik

Bayern als flächengrößtes Bundesland bietet mit der höchsten Sonneneinstrahlung in Deutschland ein sehr großes Potenzial für Photovoltaik. Das EEG förderte bisher die Stromerzeugung aus Anlagen auf Gebäuden, Lärmschutzwänden, Konversions- und Freiflächen. Dass die bestehende Einspeisevergütung zumindest bisher sehr auskömmlich war, kann man in Bayern an dem enormen privaten Ausbau erkennen. Ein in der Regel untrügliches Indiz für ein „gutes Geschäft“ ist auch die Investitionsfreudigkeit der Landwirte in diese Art der Energieerzeugung. Mittlererweile wird auch in der Politik erkannt, dass sinkende Preise bei Photovoltaik-Anlagen ohne eine Anpassung der Förderung zu einer nicht marktgerechten Rendite führt. Aus diesem Grund hat der Deutsche Bundestag 2010 und 2011 Gesetze zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes beschlossen. Die Änderungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Förderung und somit auf die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik. Die Vergütung für Dachflächen und Freiflächenanlagen wurde erheblich stärker reduziert als ursprünglich im EEG festgesetzt. Die Förderung von Freiflächenanlagen auf Ackerflächen wurde ganz eingestellt. Generell gilt bei Photovoltaik-Anlagen: Je größer die Anlage, desto spezifisch günstiger wird der Projektvorbereitungs- und Abwicklungsaufwand.

Bei Gebäudeanlagen ist man auf geeignete Dachflächen angewiesen. Diese müssen statisch (Last) und geographisch (Sonneneinstrahlung) geeignet sein und für die Projektlaufzeit uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Die Akquisition von geeigneten Dachflächen ist aufgrund der notwendigen technischen Prüfung und der vertraglichen Sicherung der Dachfläche sehr aufwendig, unabhängig, ob die Dachfläche groß oder klein ist. Da jedes Dach in Bezug auf Alter, Art der Deckung, Statik, Sanierungsintervall und Lage an-

ders ist, ist hier eine standardisierte Vorgehensweise bei Akquisition, Realisierung und Verwaltung kaum möglich.

Freiflächenanlagen bieten hingegen die Möglichkeit, en gros beschaffte Photovoltaik-Module in optimaler Aufstellung auf sehr großen Gebieten zu platzieren. Die Statik ist unkompliziert und die rechtliche Flächensicherung im Verhältnis zur Größe wenig aufwendig. Aus diesem Grund präferierten die großen Projektentwickler bisher Freiflächenanlagen.

Aufgrund der Einstellung der Förderung von Freiflächenanlagen auf Ackerflächen stehen nur noch Konversionsflächen aus wirtschaftlicher und militärischer Nutzung oder bereits versiegelte Flächen zur geförderten Nutzung zur Verfügung. Da diese Flächen nur sehr begrenzt vorhanden sind, stellt dies eine erhebliche Einschränkung des verfügbaren Ausbaupotenzials dar.

Das Errichtungs- und Betriebsrisiko ist zumindest bei standardisierten Freiflächenanlagen gering. Gebäudeanlagen erfordern hier einen größeren Aufwand, da sie individueller und schwieriger erreichbar (Absturzsicherung etc.) sind sowie die Gefahr von Veränderungen während der Vertragslaufzeit (z. B. Dachsanierung) größer ist.

Die beschlossene Reduzierung der Solarförderung wird erhebliche Auswirkungen auf den Photovoltaik-Ausbau haben. Zum einen ist es für große Investoren nicht mehr interessant, in Freiflächenanlagen zu investieren, zum anderen sinkt die aktuelle Rendite bei den noch geförderten Anlagen. Es ist zwar davon auszugehen, dass die Renditen aufgrund sinkender Anlagenpreise wieder steigen, allerdings stellen Gebäudeanlagen wegen ihrer Kleinteiligkeit (Aufwand zu Stromertrag) für große Investoren keine Alternative zu Freiflächenanlagen dar.

Fazit: Es ist davon auszugehen, dass es weitere signifikante Reduzierungen der Einspeisevergütung für Photovoltaik geben wird. Fallende Modulpreise werden aber weiterhin für interessante Renditen sorgen. Wird die Photovoltaik auf Ackerflächen nicht mehr gefördert, werden die restlichen verfügbaren Konversionsflächen genutzt werden, danach wird sich die Photovoltaik-Entwicklung auf das Engagement von Ingenieurbüros, Energieberater und Erneuerbare-Energien-Initiativen beschränken. Der Förderstopp für Freiflächenanlagen muss nicht für alle Ewigkeit in Stein gemeißelt sein, da die Flächeneffizienz der Photovoltaik um ein vielfaches höher ist als die der Biomasse. Die Diskussion über die Priorisierung bei der Flächennutzung (Flächennutzungskonkurrenz) zur Energiegewinnung wird weitergehen, zumal auch Ackerflächen zur Energiepflanzenproduktion für die Nahrungsmittelerzeugung nicht zur Verfügung stehen. Als Kompromisslösung wäre eine gesetzliche (raumplanerische) Begrenzung der Freiflächenphotovoltaik und gegebenenfalls auch des Energiepflanzenanbaus zu untersuchen.

4.3 Biomasse Holz

Das EEG fördert die Erzeugung von elektrischem Strom aus Holz. Die Erzeugung von Wärme wird teilweise durch andere Fördermechanismen unterstützt. Während die Verbrennung von Holz zur Befeuerung eines Kreisprozesses (z. B. Wasser – Dampf) in einem sogenannten Biomasseheizkraftwerk den Stand der Technik darstellt, ist die Holzvergasung und die anschließende Nutzung des Holzgases z. B. in Gasmotoren noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Eine Serienreife der Holzvergasung ist noch nicht absehbar. Anders als bei Wasser, Photovoltaik oder Wind besteht bei der energetischen Nutzung von Holz oder Biogas, wie bei den konventionellen Brennstoffen, immer Kühlungsbedarf. Das heißt, die Anlagen zur Stromerzeugung müssen gekühlt und die Wärme

muss abtransportiert oder an die Umgebung abgegeben werden. Im besten Fall geschieht dies über die Nutzung der Wärme zu Heizzwecken (Kraft-Wärme-Kopplung), im ungünstigeren Fall über Fluss- bzw. Kühlturmkühlung.

Unabhängig von der Technik wird die Stromerzeugung aus Holz nur durch das EEG gefördert, wenn die Stromerzeugung in eigens hierfür errichteten Anlagen stattfindet. Der Einsatz von fossilen Brennstoffen ist hier nur in sehr engen Grenzen (z.B. Start-/Stützfeuerung) zugelassen. Für die Betreiber bedeutet dies, dass die Mitverbrennung von Holz – gilt auch für Biogas – in bestehenden Anlagen, wie Kohle- oder Müllkraftwerken, nicht gefördert wird. Insofern können auch bestehende Wärmesenken (vorhandene Wärmenachfrage), wie bereits vorhandene Wärmeversorgungsnetze, oft nicht genutzt werden.

Die entscheidenden Probleme bei der Nutzung von Holz sind die Verfügbarkeit und das Substratpreisrisiko. Holz hat eine niedrige Energiedichte und muss per Lkw, Bahn oder Schiff transportiert werden. Die Transportkosten spielen aufgrund des notwendigen Fahrzeug- und Personaleinsatzes eine erhebliche Rolle. Muss das Holz zudem umgeladen werden, weil verschiedene Transportmittel nötig sind oder die Versorgung über ein Zwischen- oder Pufferlager erfolgen muss, werden die Bezugskosten für das Holz wirtschaftlich uninteressant. Das heißt, für eine wirtschaftliche energetische Nutzung muss das Holz lokal verfügbar sein oder optimal angeliefert werden können. Die lokale Verfügbarkeit an Wärmeschwerpunkten ist allerdings oft nicht gegeben. In Südbayern besteht zudem eine hohe Nachfrage aus Österreich und Italien. Sind entsprechende Holz-mengen vorhanden, so ist es in der Regel nicht möglich, Holz zu langfristig kalkulierbaren Preisen zu kontrahieren, da Holz zur energetischen Nutzung gegen Holz für die Bauwirtschaft, für die Möbel-, Spanplatten- und Papierindustrie konkurriert und die Holzbesitzer den Markt ausnutzen und sich nicht langfristig binden wollen. Für die Betreiber ergibt sich hieraus ein Substratpreisrisiko, da die EEG-Erlöse für 20 Jahre fix sind, sich die Brennstoffkosten aber am Markt bilden. Ohne einen langfristigen Bezugsvertrag (gegebenenfalls mit einer eingeschränkten Preisgleitklausel) kann eine Amortisierung der Investitionen für ein Biomasse-Heizkraftwerk nicht sichergestellt werden. Dass es in Bayern dennoch eine Vielzahl von Biomasseanlagen gibt, liegt daran, dass bei reinen Heizwerken ohne Stromerzeugung, also ohne EEG-Vergütung, der Wärmepreis teilweise am Holzpreis gleitet und sich keine Schere zwischen Erlösen und Aufwand ergibt.

Altholz, der Brennstoff vieler in Betrieb befindlicher großer Biomasse-Heizkraftwerke, ist auf den Markt nicht mehr verfügbar (vgl. auch VHI 2010).

Fazit: Die privaten Holzreserven bieten das größte erschließbare Potenzial in Bayern. Die Aktivierung dieses Potenzials ist allerdings unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nur kleinteilig möglich. Holz ist in vielen Regionen Bayerns ein knappes Gut und kaum langfristig zu kalkulierbaren Preisen zu kontrahieren. Die Planung von Biomassekraftwerken wird zudem oft von sehr intensiven Bürgerprotesten begleitet, da Anwohner Schadstoff-, Feinstaub- und Verkehrsbelastungen befürchten. Es ist unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht damit zu rechnen, dass leistungsstarke Stromerzeugungsanlagen auf Holzbasis, die Investitionen in zweistelliger Millionenhöhe erfordern, in großer Anzahl in Bayern errichtet werden. Neben kleineren Heizwerken (z.B. Betrieben von Waldbauernvereinigungen mit Zustimmung der Bevölkerung) werden weiterhin Einzelfeuerungsanlagen (Hausbrand) den Großteil der energetischen Nutzung von Holz ausmachen. Politisch ist mit der verstärkten Forderung „erst stoffliche, dann energetische Nutzung von Holz“ zu rechnen, damit steigende Energiepreise nicht zu Marktverwerfungen in der Holzwirtschaft führen.

4.4 Biogas

Das EEG fördert nicht die Produktion von Biogas selbst, sondern nur die Einspeisung von elektrischem Strom, der aus Biogas erzeugt wird. Für die Verwertung von Biogas gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: Stromerzeugung vor Ort (direkt an der Biogasanlage) oder Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz mit anschließender Strom- und Wärmeerzeugung im Erdgasnetzgebiet. Die Stromerzeugung vor Ort ist unkompliziert, allerdings ist gewöhnlich nicht genug Wärmebedarf vor Ort vorhanden, um größere Biogasanlagen betreiben zu können. Die Abwärme – entsteht bei der Kühlung der Stromerzeugungsanlage – muss anteilig durch z. B. Gebäudebeheizung oder Betrieb einer Trocknungsanlage genutzt werden, um eine EEG-Vergütung für Biogas zu erhalten. Das heißt, die zwangsläufig entstehende Abwärme darf nicht ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden. Wärmetechnisch die bessere, aber auch die wesentlich kapitalintensivere Möglichkeit ist, das Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und ins Gasnetz einzuspeisen. Voraussetzung ist ein geeigneter Standort für die Aufbereitungsanlage nahe einer aufnahmefähigen Gasleitung. Das „Bioerdgas“ (quasi Erdgas mit Biogaseigenschaft nach EEG) kann dann an einer beliebigen Stelle im Erdgasnetz, idealerweise an einer Wärmesenke, ausgespeist und in elektrischen Strom verwandelt werden.

Wie bei der Biomasse Holz ist auch bei Biogas eine Mitverbrennung in bestehenden Kraftwerken nicht EEG-vergütungsfähig. Es ist sogar so, dass man in einem Biogas-Blockheizkraftwerk nicht eine einzige Kilowattstunde normales Erdgas einsetzen darf, da die Anlage in diesem Fall dauerhaft nicht mehr förderfähig ist.

Die wirtschaftlichen Herausforderungen bei Biogas liegen somit in der permanenten Verfügbarkeit der Rohstoffe (derzeit überwiegend Mais), im Finden eines geeigneten Standorts für die Biogas- und gegebenenfalls Aufbereitungsanlage, im Finden einer Wärmesenke (im Gasnetzgebiet) und im Betrieb der Anlage.

Damit eine Biogasanlage EEG-Einspeisevergütung erhält, darf in dieser nur Biogas verstromt werden. Da bei der Vor-Ort-Verstromung üblicherweise nur Biogas zur Verfügung steht, gilt hier die einfache Regel: Keine Biogasproduktion – keine Strom- und Wärmeproduktion. Das heißt, bei einem Produktionsausfall steht zeitgleich kein Biogas zur Verfügung. Hat umgekehrt die Verstromungsanlage einen Defekt, muss das Biogas abgefaçkelt werden, wenn kein Speicher (mehr) zur Verfügung steht. Anders verhält es sich bei der Biogaseinspeisung. Hier erfolgt eine Jahresbilanzierung, was bedeutet, dass innerhalb eines Jahres die aus dem Erdgasnetz zur Verstromung entnommene Gasmenge innerhalb eben dieses Jahres als aufbereitetes Biogas eingespeist werden muss. Im Normalfall wird Erdgas mit der Eigenschaft „Biogas“ dem Netz entnommen, unabhängig ob zeitgleich Biogas produziert wird. Dies ist zulässig und notwendig, da bei der Verstromung des eingespeisten Biogases an großen Wärmesenken – dies ist ja der Sinn und Zweck einer Biogaseinspeisung – entsprechende erlösbringende Wärmeversorgungsverpflichtungen eingegangen werden. Hier besteht nun aufgrund der Systemtrennung und dem unterschiedlichen Bedarf im Winter (Heizperiode) verglichen zum Sommer das Risiko, dass bei einem Ausfall oder einer Havarie der Biogasanlagen nicht mehr die Menge produziert und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, die bereits dem Erdgasnetz entnommen wurde. Um in diesem Fall eine dauerhafte Versagung der EEG-Förderung zu verhindern, muss Biogas auf dem freien Markt erworben werden, was ein Preisrisiko darstellt.

Wie bei der Biomasse Holz ist die langfristige, preisstabile Kontrahierung von Substraten (z. B. Maissilage) ein Problem, aufgrund der starken Klimaabhängigkeit sogar ein noch

größeres als bei Holz. Während Holz gemächlich vor sich hin wächst und ein sehr warmer und damit sehr trockener Sommer kein existenzielles Problem darstellt, kann dies beim Anbau von Substraten für Biogasanlagen zu kompletten Ernteausfällen führen. Ist z.B. wegen einer regionalen Störung (Hagel) nur der eigene Anbaubereich betroffen, kann bestenfalls Mais aus Nachbargebieten angekauft werden. Handelt es sich aber um eine landesweite Dürre oder einen Schädlingsbefall, so steht kein Substrat zur Biogaserzeugung zur Verfügung. Doch auch ohne solche Schadensereignisse ist mit starken Preisschwankungen zu rechnen. Basis für die Preisbildung sind in der Regel die Kosten für die Anbaufläche (Pachtpreise) sowie die Düngemittel- und Kraftstoffpreise. Diese sind wiederum vom Geschehen auf den Weltmärkten abhängig. Der einzelne Landwirt hat hier kaum Einflussmöglichkeiten. Gehört ihm der notwendige Grund und Boden, so hat er Glück, wenn er einen guten Biogasliefervertrag hat und die Pachtpreise fallen. Steigen die Pachtpreise hingegen, könnte er seine Flächen besser vermarkten. Die wenigsten Landwirte lassen sich daher auf langfristige, preisstabile Lieferverträge ein. Da die EEG-Vergütung für Biogasanlagen für 20 Jahre fix ist, birgt dies ein erhebliches Investitionsrisiko.

Ebenfalls nicht einfach ist das Finden eines geeigneten Standorts für eine Biogasanlage. Da der Transportaufwand vom Feld zur Biogasanlage (Substrate) und zurück (Gärreste) einen erheblichen Teil des Aufwandes der Biogasproduktion ausmacht, ist es notwendig, große zusammenhängende Flächen zur Verfügung zu haben. Die großen Flächen sind auch notwendig, um mittels Fruchtwechsel ausufernde Monokulturen zu verhindern. Bei Biogasanlagen mit einer Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz kommt hinzu, dass diese erst ab einer gewissen Größe (mit einem entsprechenden Flächenbedarf) wirtschaftlich sind und man eine geeignete einspeisefähige Gasleitung benötigt. Das heißt, die Gasleitung muss in der Lage sein, die kontinuierlich – 24 Stunden, Sommer und Winter – produzierten Biogasmengen aufzunehmen.

Freie Wärmesenken, das heißt große Wohn- und/oder Gewerbegebiete mit hohem Wärmebedarf, sind Voraussetzung für eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK). Diese sind aber Mangelware, da oft schon durch andere Versorgungsanlagen erschlossen, durch Sanierung im Wärmebedarf stark reduziert oder, wenn noch nicht vorhanden, durch Niedrigenergiestandards gar nicht mehr entstehend. Der Bau langer Versorgungsleitungen ist unwirtschaftlich.

Sind Substrate, Standort, gegebenenfalls Einspeiseleitung und Wärmeabnehmer vorhanden, birgt der Betrieb einer Biogasanlage Risiken – abhängig von der Zuverlässigkeit und der Erfahrung des Betreibers (oft Landwirt). Die Erzeugung von Biogas erfolgt durch einen biologischen Gärprozess, der optimal gesteuert werden muss. Steuerungsfehler, Verunreinigungen etc. können einen Gärprozess zum Absturz bringen, sodass er aufwendig wieder angefahren werden muss. Der Produktionsausfall kann erheblich sein, zumal wenn der Betreiber seinen Prozess nicht in den Griff bekommt.

Fazit: Aus Investorensicht ist Biogas bei den derzeitigen Rahmenbedingungen (Verstromungspflicht, Mitverbrennungs-/Zufeuerungsverbot etc.) eine administrativ aufwendige und mit großen Risiken behaftete Art der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die in Biogas gesteckten Hoffnungen werden so nicht erfüllt werden, was nicht bedeutet, dass es in manchen Regionen (strukturschwach, günstige Ackerpreise) nicht zu einem massiven Ausbau von Anlagen kommen wird. Unabhängig von den Rahmenbedingungen wird Biogas immer damit zu kämpfen haben, dass die Flächeneffizienz geringer als bei Photovoltaik ist (vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme 2012: 23) und im erheblichen Maße Düngemittel und Treibstoffe, deren Produktion Treibhausgase

verursachen, benötigt werden. Andererseits ist Biogas aufgrund der kontinuierlichen Produktion und Speicherbarkeit grundlastfähig und flexibler und somit aus energiewirtschaftlicher Sicht werthaltiger. Die Entwicklung läuft in manchen Regionen stark aus dem Ruder. Konzentrieren sich zu viele Biogasanlagen in einem Gebiet, so ist die Gefahr der „Vermaisung“ sehr groß, der Verkehr nimmt stark zu und die Pachtpreise steigen stark, sodass beispielsweise Milchviehhalter nicht mehr mithalten können. Die konzentrierte Produktion von Biogas hat direkte Auswirkungen auf die Futter- und Nahrungsmittelproduktion in diesem Gebiet. Der Bund Naturschutz (NABU) Niedersachsen fordert deshalb einen Baustopp für alle Biogasanlagen bis zum Vorliegen einer regulierenden Regionalplanung (vgl. Lessner 2010).

4.5 Windenergie

Die Nutzung von Windenergie hat wie die Nutzung von Sonnenenergie gegenüber der Biomasse den Vorteil, dass hier „nur“ Investitionskosten zu tätigen sind und die Energieform Wind an sich nichts kostet. Zudem lassen sich im Gegensatz zur Photovoltaik mit einer größeren Anzahl von Benutzungsstunden große Strommengen bei verhältnismäßig geringem Investitionsaufwand produzieren. Anderes als Biomasse fluktuiert die Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung allerdings je nach Witterung.

Die Technik von Windenergieanlagen an Land (onshore) ist im Gegensatz zu Windenergie auf See (offshore) erprobt und unkritisch. Mittlererweile hat die Anlagentechnik einen Stand erreicht, der einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen auch in windschwächeren Regionen zulässt. Nachdem die guten bis sehr guten Standorte im Norden Deutschlands bereits entwickelt sind, wird mit der fortgeschrittenen Technologie (Schwachwindanlagen) auch Bayern interessant. Die größte Schwierigkeit in Bayern war bisher, einen geeigneten Standort entwickeln zu können. Planer und Betreiber machten bislang einen Bogen um Bayern, da der Ausbau der Windenergie nicht auf das Wohlwollen der Politik und Verwaltung zu stoßen schien. Für Investoren lohnt es sich nicht, ihre Ressourcen in potenziell problematische (bayerische) Projekte zu binden, solange es einfacher zu entwickelnde Alternativstandorte gibt. Nur wenn sich an der Verwaltungspraxis und der politischen und öffentlichen Akzeptanz in Bayern bezüglich Windenergie einiges ändert, wofür es derzeit ganz konkrete Anzeichen gibt, könnte Windenergie in Bayern durchaus in größerem Stil als heute betrieben werden (vgl. StMWIVT 2010a; StMWIVT 2011). Windkraft an Land ist für Investoren generell interessant, da der Projektaufwand nach Genehmigung sowie die Winderträge (Windgutachten) gut planbar sind und das Betriebsrisiko gering ist.

Fazit: Windenergie in Bayern ist mit heutiger Technik wirtschaftlich zu betreiben. Ist jedoch der Aufwand für die Erlangung einer Genehmigung so aufwendig, wie es sich bis zur Veröffentlichung des bayerischen Energiekonzepts dargestellt hat, werden weiterhin nur wenige die Energie, Zeit und Streitkraft aufbringen, um vereinzelte Anlagen zu errichten. Die Ausweisung von guten Standorten ist notwendig. Die Änderung der bestehenden Flächennutzungspläne wäre ebenso wichtig wie das Zulassen von Repowering von Altanlagen.

4.6 Tiefengeothermie

Zur Stromerzeugung benötigt Geothermie ein Temperaturniveau, das möglichst größer als 100 °C ist (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2010: 3). Diese Voraussetzung ist ausschließlich im südlichen Teil des Süddeutschen Molassebeckens zu finden. Die Geothermie muss geographisch über den notwendigen geologischen Störzonen gefördert

werden. Das heißt, die Lage von Geothermiekraftwerken orientiert sich an den geologischen Voraussetzungen, weniger an der bestehenden Infrastruktur. Bei der Stromerzeugung aus Geothermie muss wie bei konventionellen Kraftwerken gekühlt werden. Natürliche Gewässer müssen vorhanden sein und/oder technische Kühleinrichtungen und/oder Nah-/Fernwärme müssen installiert werden.

Bei der Aufsuchung von Geothermie gilt das sogenannte Windhundprinzip: Der schnellste Antragsteller bekommt die Genehmigung zur Aufsuchung der Geothermie. Die Aufsuchungserlaubnis gilt nur für eine eingeschränkte Zeit, es müssen konkrete Aktivitäten (z. B. seismische Untersuchungen, Niederbringung der Bohrung) nachgewiesen werden, oder die Erlaubnis erlischt. Danach kann ein Dritter die Aufsuchung beantragen. Diese Vorgehensweise führt teilweise dazu, dass sich „Glücksritter“ Aufsuchungserlaubnisse („Claims“) nur mit dem Ziel einer gewinnbringenden Weiterveräußerung sichern. Dies ist insofern problematisch, als dass die Geothermie ohne Rücksicht auf die versorgungstechnischen Gegebenheiten (z. B. Vorhandensein eines noch nicht abgeschriebenen, KWK-geförderten Blockheizkraftwerkes) möglichst schnell genutzt werden muss. Die Einspeisung von geothermischer Wärme erfordert jedoch bei bestehenden Fernwärmenetzen teilweise jahrelange Vorbereitung, um das Netz geothermiefähig zu machen (z. B. Vorlauftemperaturabsenkung). Ein quasi „gleichzeitiges“ Erschließen aller „Claims“ im Süddeutschen Molassebecken würde zudem aufgrund verstärkter Nachfrage die Bohrkosten in die Höhe treiben.

Die Geothermie wird zwar als erneuerbare Energie bezeichnet, sollte aber als einmalig abzubauen Bodenschatz gewertet werden, da sie sich – einmal abgebaut – nur über einen sehr langen Zeitraum regeneriert. Aus diesem Grund ist es nicht sinnvoll, die Geothermie möglichst schnell zu erschließen. Ziel muss sein, die Geothermie möglichst effizient zu nutzen, was bei bestehenden Wärmeabnehmern in der Regel langfristige Vorbereitungsarbeiten (Änderung der Kundenanlagen) erfordert (Pecka 2010: 41).

Bei der Gewinnung von tiefer Geothermie müssen zwei Verfahren unterschieden werden: Nutzung von Heißwasser-Aquifern (vgl. StMWIVT 2010b) und das Hot-Dry-Rock-Verfahren. Während die Nutzung des Heißwasser-Aquifers des Süddeutschen Molassebeckens bereits stattfindet und weiter ausgebaut wird, befindet sich das Hot-Dry-Rock-Verfahren im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Beim Hot-Dry-Rock-Verfahren werden keine vorhandenen unterirdischen Heißwasserschichten angezapft. Vielmehr werden durch Bohrungen und Einpressen von kaltem Wasser in den tiefen Untergrund riesige unterirdische Wärmetauscher geschaffen, da die thermischen Spannungen (kaltes Wasser – heißes Gestein) zu Rissen führen, in denen später permanent nach unten gepumptes Wasser zu Dampf erhitzt wird, der dann zur Stromerzeugung genutzt wird. Was in der Theorie zu funktionieren scheint, führte bei der Forschungsbohrung Basel zu spürbaren Erdbeben. Die Hot-Dry-Rock-Forschung bzw. die realen Pilotversuche wurden daraufhin in Deutschland bis auf Weiteres eingestellt. Ob und wann es hier weitergeht, kann nicht prognostiziert werden. Aus diesem Grund beschränken sich die nachfolgenden Ausführungen nur auf die Nutzung von vorhandenen Heißwasser-Aquifern. Für ihre Nutzung müssen mindestens zwei Bohrungen (Förderbohrung und Verpressbohrung) niedergebracht werden. Der Erfolg einer Geothermiebohrung hängt von der sogenannten Fündigkeit ab, das heißt von der förderbaren und verpressbaren Wassermenge (Schüttung) und deren Temperatur. Je höher die Menge und Temperatur ist, desto fündiger ist die Bohrung. Die Fündigkeit und die Bohrkosten bestimmen den wirtschaftlichen Erfolg. Bei Geothermiebohrungen schwebt der Bergmannsspruch „Vor der Hacke ist es dunkel“ als Damoklesschwert über allen Projekten. Das Bohrrisiko ist

erheblich und steigt mit zunehmender Bohrtiefe. Erst nach Vollendung der Bohrungen und dem anschließenden Pumpversuch weiß man, ob man fündig im Sinne der Planungen geworden ist. Die „Aufgabe“ einer Bohrung bzw. ein zusätzliches Bohrloch schlägt mit bis zu 10–20 Mio. € zu Buche. Werden die Bohrungen fündig, jedoch mit geringerer Temperatur und Schüttung (z. B. statt 100 °C nur 90 °C bei 100 l/s), so erreicht die Geothermiebohrung nicht die geplante thermische Leistungsfähigkeit (in unserem Beispiel nur 75 %). Das Risiko für Stromerzeugungsprojekte ist deutlich höher als bei reiner geothermischer Wärmeversorgung, da für die bei der Stromerzeugung notwendigen höheren Temperaturen tiefer gebohrt werden muss und das Errichtungs- und Betriebsrisiko der Stromerzeugungsanlage hinzukommt. Es ist theoretisch möglich, das Fündigkeitsrisiko eines Geothermieprojektes privatwirtschaftlich zu versichern. Die Auflagen und Prämien für derartige Versicherungen sind allerdings risikoadäquat so hoch, dass sie negativen Einfluss auf die Projektrendite haben. Eine Minimierung des Bohrrisikos durch schlüsselfertige Bohrverträge ist nicht mehr möglich, da die Bohrunternehmen hiermit sehr schlechte Erfahrungen gemacht haben. Bohranlagen können derzeit nur wie bei der Erdöl- und Gasexploration zu Tagessätzen gebucht werden. Kommt es zu Verzögerungen, entstehen dem Auftraggeber beträchtliche Mehrkosten. Ein derzeit auch bei der Erschließung von Heißwasser-Aquiferen immer stärker in den Fokus rückender Aspekt ist die Angst der Bevölkerung vor Erdbeben, ausgelöst durch Geothermieprojekte. Derzeit laufen diverse Untersuchungen zum Thema Erdbeben durch Geothermienutzung. Die Auswirkungen auf die geothermische Erschließung von Heißwasser-Aquiferen sind noch nicht abzusehen.

Fazit: Die Nutzung von tiefer Geothermie ist in Südbayern aufgrund der geologischen Bedingungen sehr gut möglich, wenngleich durch die Notwendigkeit bergrechtlicher Genehmigungen („Claims“) für den Einzelnen auch begrenzt. Die Nutzung von tiefer Geothermie zur EEG-geförderten Stromerzeugung ist nur bei höheren Thermalwassertemperaturen möglich, die im südlichen Teil des Molassebeckens (südlich Münchens) zu finden sind. Da man umso tiefer bohren muss, je näher man den Alpen kommt, und neben der Tiefe auch die Spannungen im Untergrund aufgrund der andauernden Setzungsbewegung der Alpen mehr werden, steigt das Bohrrisiko und das Risiko von spannungsinduzierten Instabilitäten der Bohrlöcher auch in der Betriebsphase.

Die konkreten Ergebnisse (Fündigkeit, Kraftwerkskosten, Stromertrag etc.) der derzeit in Realisierung befindlichen Geothermieprojekte werden entscheiden, ob es zu einem verstärkten Ausbau der geothermischen Stromerzeugung in Bayern kommt. Für tiefere Bohrung wird entscheidend sein, wie das Bohrrisiko abgesichert werden kann, wie sich die EEG-Einspeisevergütung ändert und welche Fortschritte die Bohrtechnik macht. Geothermie hat den Vorteil, dass sie grundlastfähig und nicht witterungsabhängig ist, aber anders als Biomasse kein Substratpreisrisiko in sich trägt. Das im Bayerischen Energiekonzept genannte Potenzial zur Stromerzeugung in Höhe von 300 MW erscheint allerdings unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sehr optimistisch.

5 Erneuerbare Energien und Infrastruktur

5.1 Regelernergie/Energiespeicher

Von den erneuerbaren Energien sind derzeit lediglich Biomasse, Geothermie und Wasserkraft grundlastfähig bzw. regelfähig und disponierbar, das heißt, diese können kontinuierlich bzw. geplant zur Verfügung gestellt werden. Wind und Photovoltaik hingegen „fluktuieren“. Es wird mittlererweile deutlich, dass bei verstärkter Nutzung der Windenergie der Bedarf an Regelfähigkeit steigt. Zur Sicherstellung der Netzstabilität muss die

erzeugte Strommenge zu jedem Zeitpunkt der Abnahmemenge entsprechen. Schnelle, regelfähige (konventionelle) Kraftwerke müssen sicherstellen, dass dies auch bei unvorhergesehenen Ereignissen, wie z.B. bei einem Kraftwerksausfall oder bei geringerem Windertrag als prognostiziert, der Fall ist. Dies hat zur Folge, dass mittelfristig ein Mehrbedarf an regelfähigen Kraftwerken, an schnell anlaufenden Kraftwerken und an Stromspeichern besteht. In der Branche wird daher ein sogenannter Kapazitätsmarkt diskutiert, in dessen Regime nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch die Vorhaltung von elektrischer Erzeugungsleistung vergütet wird.

Als Stromspeicher sind Pumpspeicherkraftwerke Stand der Technik, sehr effizient, aber als Neuanlage schwer genehmigt zu bekommen. Oft stehen Bevölkerung, Landschafts- und Naturschutz gegen derartige Vorhaben, obwohl sie eine weitgehend emissionsfreie Integration der erneuerbaren Energien gewährleisten. Bei einem hohen Stromangebot bei niedrigen Strompreisen wird überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik) zum Auffüllen eines Pumpspeicherkraftwerkes genutzt, fällt das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien dann wieder ab, kann die gespeicherte Energie zum Ausregeln der Netzstabilität genutzt werden. Andere Energiespeicher, wie z.B. adiabate Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher, befinden sich noch im frühen Forschungs- und Entwicklungsstadium und stellen derzeit keine wirtschaftliche Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken oder schnell regelbaren konventionellen Anlagen dar.

5.2 Netzausbau

Windenergieanlagen stehen in Deutschland typischerweise nicht in Verbrauchsschwerpunkten. Die Küste ist in der Regel dünner besiedelt und weist entsprechend weniger elektrische Verbrauchszentren aus, sodass der dort anlandende Strom zum überwiegenden Teil ins Binnenland abtransportiert werden muss. Somit geht auch ein Offshore-Ausbau immer mit der Notwendigkeit eines Netzausbaus an Land einher. Nur dann, wenn ein ausreichender Netzausbau stattfindet, wird es möglich sein, die an anderer Stelle erzeugte erneuerbare Energie dorthin zu transportieren, wo sie in den europäischen Städten und Lastzentren gebraucht wird. Laut Studien der Deutschen Energie Agentur müssen in Deutschland bis 2015 über 800 km Stromtrassen neu gebaut werden. Bis 2015 wurde der Gesamtbedarf mit 1.600 bis 3.500 km ermittelt (Deutsche Energie Agentur 2010: 13). Von größter Relevanz sind hierbei die Anbindung der geplanten Offshore-Windparks und die Schaffung von Nord-Süd- und Ost-West-Verbindungen.

Fazit: Zur Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung ist ein Ausbau der Energiespeicher- und -transportkapazitäten und ein weiterer Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten notwendig.

5.3 Akzeptanz bei Infrastrukturprojekten

Der Widerstand gegen Infrastrukturprojekte – egal welcher Art – wird in Deutschland zunehmend größer. Dies gilt selbst für die grundsätzlich positiv belegten erneuerbaren Energien. Die nachstehenden in diesem Zusammenhang verwendeten Akronyme geben die Situation sehr gut wieder:

NIMBY – Not in my back yard

NIMFOS – Not in my field of sight

NIMEY – Not in my election year

Kein Biomasseheizkraftwerk oder Hochspannungsleitungsbau ohne Bürgerinitiative, keine Wasserkraft ohne erhebliche Natur- und Gewässerschutzbedenken, keine Windenergie ohne „erhebliche Beeinträchtigung“ des Landschaftsbildes mit der entsprechenden Gegenwehr.

Fazit: Der Widerstand gegen Erneuerbare-Energien-Projekte führt zu mehr Aufwand für den Investor. Dieser Mehraufwand kann gerade bei kleineren Projekten dazu führen, dass diese nicht wirtschaftlich zu entwickeln sind. Wenn die erneuerbaren Energien in dem von der Bundesregierung gewünschten Maße ausgebaut werden sollen, müssen die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen (Stichworte: Verfahrensbeschleunigung, Vorrangregelungen etc.) und am besten eine andere Grundhaltung der Bevölkerung geschaffen werden. Gegebenenfalls kann die Raumordnung hierzu einen Beitrag leisten.

6 Energieversorgung und Klimawandel

Der Klimawandel stellt die Gesellschaft vor neue Herausforderungen. Unternehmen der Energiewirtschaft müssen einerseits einen Beitrag zum Klimaschutz leisten und sich andererseits auf Klimaänderungen einstellen. Temperaturzunahme, eine sich ändernde Niederschlagsverteilung und extreme Wetterereignisse betreffen sowohl die konventionelle als auch die regenerative Energieerzeugung.

6.1 Konventionelle Energieerzeugung

Im „Hitzesommer“ 2003 musste die Leistung mehrerer konventioneller Kraftwerke kurzzeitig erheblich gedrosselt werden. Ohne wasserrechtliche Ausnahmegenehmigungen hätten weitere Kapazitäten vom Netz genommen werden müssen. Im Winter 2005 gab es im Münsterland mehrtägige (!) Versorgungsunterbrechungen aufgrund umgeknickter Hochspannungsmasten in Folge von Eis- und Schneelast. Diese Ereignisse machen deutlich, dass die Energiewirtschaft erheblich von den Folgen des Klimawandels tangiert ist.

Insbesondere Stromerzeugung mittels gewässergekühlter thermischer Kraftwerke (Kohle, Gas, Kernkraft) ist durch wasserrechtliche Auflagen (Begrenzung der Gewässererwärmung) stark betroffen. Bei steigenden Wassertemperaturen und sinkenden Pegelständen während Hitzeperioden müssen diese Kraftwerke aufgrund mangelnder Kühlmöglichkeiten ihre Leistung reduzieren. Durch höhere Kühlwassertemperaturen verschlechtert sich auch der Wirkungsgrad der Kraftwerke. Bei Gasturbinen wird dies sogar noch durch höhere Lufttemperaturen verstärkt.

Aber auch der Transport fossiler Rohstoffe und elektrischer Energie ist betroffen. Vermehrtes Hoch- und Niedrigwasser behindern den Kohletransport über die Wasserstraßen. Häufigere extreme Wetterereignisse, wie z. B. Eisregen, starke Stürme oder Blitzschlag, sind für den Stromtransport mittels Überlandleitungen problematisch. Höhere Lufttemperaturen steigern zudem die Übertragungsverluste der Leitungen. In den Alpen wird der Einfluss des Klimawandels besonders in Bezug auf die Schutzwaldfunktion zu betrachten sein, da Steinschlag, Muren und Bergrutsche den Energietransport auf der Straße, Schiene und per Stromleitung behindern können.

Doch nicht nur die Energieerzeugung und der Energietransport werden durch den Klimawandel beeinflusst, als weitere Folge werden sich auch die Nachfrage und die Verbrauchsmuster ändern. Ein allgemeiner Temperaturanstieg senkt den Wärmebedarf im Winter, während sich zugleich der Bedarf an Elektrizität zur Kühlung im Sommer erhöht. In Hitzeperioden treffen dann möglicherweise erheblicher Mehrbedarf für Klimatisie-

rung und eingeschränkte Produktionskapazität aufgrund eines geringen Kühlwasserangebots aufeinander.

Fazit: Die konventionelle Energieversorgung muss sich verstärkt mit den Folgen des Klimawandels beschäftigen. Hierbei sind besonders thermische Anlagen ohne eigene technische Kühlung sowie die Stromnetze betroffen. Anpassungsmaßnahmen, wie z.B. die (nachträgliche) Errichtung von Kühlanlagen/-türmen und die Erhöhung der Redundanzen (Sicherheit der Verkabelung), werden die Folge sein (müssen).

6.2 Regenerative Energieerzeugung

Von der Kühlwasserproblematik sind prinzipiell auch alle thermischen regenerativen Energieerzeugungsanlagen betroffen, die auf Gewässerkühlung setzen. Da regenerative Kraftwerke im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken jedoch wesentlich kleiner oder leistungsschwächer sind sowie öfter auch mit technischen Kühleinrichtungen (z.B. luftgekühlte Kondensationsanlagen) statt mit Gewässerkühlung versehen sind, ist hier ein eher kleiner Teil der Stromerzeugung betroffen.

Schwerer wiegen die Witterungsbedingungen beim Biomasseanbau und beim Betrieb von Wind- und Wasserkraft. Ungünstige Verhältnisse können zu Ernteausfällen führen. Sowohl ein Zuviel als auch ein Zuwenig an Sonne (Hitze) oder auch an Niederschlag kann bei der heutzutage wissenschaftlich betriebenen Ertragsmaximierung erhebliche Auswirkungen haben. Bei dauerhaften klimatischen Änderungen muss die derzeit betriebene Landwirtschaft „neu justiert“ (Saatgut, -zeiten etc.) werden. Die Bereitstellung von Substraten für Biomasseanlagen (Substratpreis) ist der wesentlichste Faktor für den Erfolg oder den Misserfolg einer Stromerzeugung aus Biomasse. Neben Auswirkungen auf den Ackerbau sind auch Einflüsse auf die Forstwirtschaft – Vegetation und Brandgefahr – denkbar. Ändert sich aufgrund des Klimawandels das lokale Wind- und Wasserangebot, so hat dies ebenfalls langfristigen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen.

Fazit: Auch die regenerative Energieversorgung wird von den Folgen des Klimawandels betroffen sein. Je nach Region und Art der Erzeugung müssen zu erwartende klimainduzierte Ereignisse, wie z.B. Änderung der Niederschlagsverteilung, Häufung von Hochwässern etc., in der Ausgestaltung der Projekte (Reserven, Versicherungen etc.) berücksichtigt werden.

7 Ausblicke

Erneuerbare Energien brauchen Raum. Erneuerbare Energien sind nicht unsichtbar und prägen teilweise aufgrund ihrer Dimensionen das Landschaftsbild erheblich – sei es durch die Anlagen selbst, wie bei Windenergie und Photovoltaik, das Leitungsnetz oder indirekt durch den Anbau von Energiepflanzen.

Erneuerbare Energien haben zudem Einfluss auf die vor Ort vorhandene Sozialstruktur und das örtliche Wirtschaftsgeschehen. Erneuerbare Energien führen zu Steuereinnahmen für die Kommunen und schaffen Arbeitsplätze vor Ort. Ist es für Landwirte lukrativer, ihre Flächen für Solaranlagen zu verpachten oder Energiepflanzen anzubauen, hat dies direkte Auswirkung auf die Vieh- und Milchwirtschaft und die Nahrungsmittelbranche. Die verstärkte Verbrennung von Holz führt zu Verwerfungen in der Bau-, Spanplatten-, Papier- und Möbelindustrie. Durch die marktunabhängige Förderung von erneuerbarer Energieerzeugung werden Marktmechanismen außer Kraft gesetzt und Märkte beeinflusst, was zu erheblichen Veränderungen in der regionalen Entwicklung führen kann.

Strukturschwache Regionen können profitieren, strukturstarke Regionen können überfordert werden.

Dies zu betrachten und zu berücksichtigen ist eine wichtige Aufgabe für die Raumordnung. Durch die Ausweisung von Vorranggebieten oder Ausschlussgebieten kann die Regionalplanung gestalten und unter Berücksichtigung drohender Klimawandelfolgen auch schützen. Vorrangregelungen, Verfahrensvereinfachung und eine einheitliche Verwaltungspraxis sollten das Ergebnis der Raumordnung sein, da stabile überörtliche Rahmenbedingungen eine wesentliche Voraussetzung für die wirtschaftliche Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten sind. Hierzu zählt auch, dass die Blockademöglichkeiten durch Volksbegehren und Bürgerinitiativen gegen Erneuerbare-Energien-Projekte durch entsprechendes politisches und behördliches Handeln stark vermindert werden.

Bei Erneuerbare-Energien-Projekten (in Bayern) handelt es sich um Investitionsalternativen, die mit anderen Investitionsmöglichkeiten konkurrieren. Das Kapital fließt dorthin, wo es mit dem geringsten Risiko am gewinnbringendsten eingesetzt werden kann.

Neben einer monetären Förderung wird es ganz entscheidend sein, mit welchem Genehmigungsaufwand Energieprojekte konfrontiert werden. Soll eine bezahlbare erneuerbare Energieversorgung in großem Umfang neu entstehen, muss es möglich sein, Anlagen in industriellem Maßstab zu errichten. Die Planung, die Genehmigung, die Errichtung und der Betrieb muss reproduzierbar sein. Muss man um jedes einzelne Windrad, jeden Stromleitungsbau einen individuellen harten „Kampf“ führen, wird sich die Energiewende in der gewünschten Größenordnung und Geschwindigkeit nicht realisieren lassen.

Die Politik muss daher neben stabilen Rahmenbedingungen und positivem Investitionsklima auch den Boden für die tatsächliche Realisierung vor Ort bereiten.

Die Raumordnung hätte die Kompetenz und den notwendigen Überblick, eine führende Rolle in der strukturellen Gestaltung der erneuerbaren Energieerzeugung einzunehmen. Der politische Wille und der entsprechende politische Auftrag für diese Rolle muss deutlich zum Ausdruck gebracht werden. Die Raumordnung muss offiziell und öffentlich mit der räumlichen Koordinierung der Energiewende beauftragt werden. Hierbei muss die Nutzung aller zur Verfügung stehenden Instrumente dauerhaft politisch unterstützt werden.

Literatur

Bayerisches Landesamt für Umwelt (2010): UmweltWissen. Erdwärme – die Energiequelle aus der Tiefe. Augsburg.

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Erneuerbare Energien 2011 – Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angabe der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand 08. März 2012. Berlin. Online unter: http://www.bmw.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee-inzahlen_2011_bf.pdf (letzter Zugriff am 13.11.2012).

Deutsche Energie Agentur (2010): dena-Netzstudie II; Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2012): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, zusammengestellt von Dr. Harry Wirth, Fassung vom 02.02.2012. Freiburg. Online unter:

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positions-papiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland> (letzter Zugriff am 04.12.2012).

Lessner, A. (2010): Widerstand formiert sich. In: Erneuerbare Energien 4, 76-78.

Pecka, M. (2010): Wo sich Geothermie und KWK ergänzen. In: Energie&Management Jahresmagazin 2010, 41.

StMWIVT – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (2010a): Bayerischer Windatlas. München.

StMWIVT – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (2010b): Bayerischer Geothermieatlas. München.

StMWIVT – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (2011): Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“. München.

VHI – Verband der deutschen Holzwerkstoffindustrie (2010): Medieninformation zum Internationalen Tag des Waldes am 21.03.2010: Zuviel deutscher Wald wird verbrannt. Gießen.

Autor

Peter Steuer (*1968) studierte Maschinenbau (Dipl.-Ing. FH) und Wirtschaftsingenieurwesen (Dipl.-Wirtschaftsing. FH) in München. Seit 1995 ist er in unterschiedlichen Funktionen und Positionen in der Energiewirtschaft tätig, seit 2007 bei den Stadtwerken München. Derzeit leitet er die Abteilung Energiestrategie im Bereich Energiewirtschaftliche Grundsatzfragen der Stadtwerke München.