



FOTO: WWW.COLOURBOX.DE

ENGPASS NETZVERTRÄGLICHKEIT

Zubau großer BHKW im flexiblen Betrieb trotz Netzengpässen möglich

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojekts „BioPower2Gas“ (www.biopower2gas.de) wird unter anderem der Frage nachgegangen, ob ein weiterer Zubau großer biogasbetriebener Blockheizkraftwerke (BHKW) ohne Netzausbau wirtschaftlich möglich ist, sofern die Anlagen flexibel ausgelegt und zu einer bedarfsgerechten Einspeisung in der Lage sind. Dabei zeigte sich bei einer zur Flexibilisierung beispielhaften untersuchten Biogasanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), dass technische Möglichkeiten bestehen, die nur zeitweise verfügbaren Netzkapazitäten sinnvoll zu nutzen.

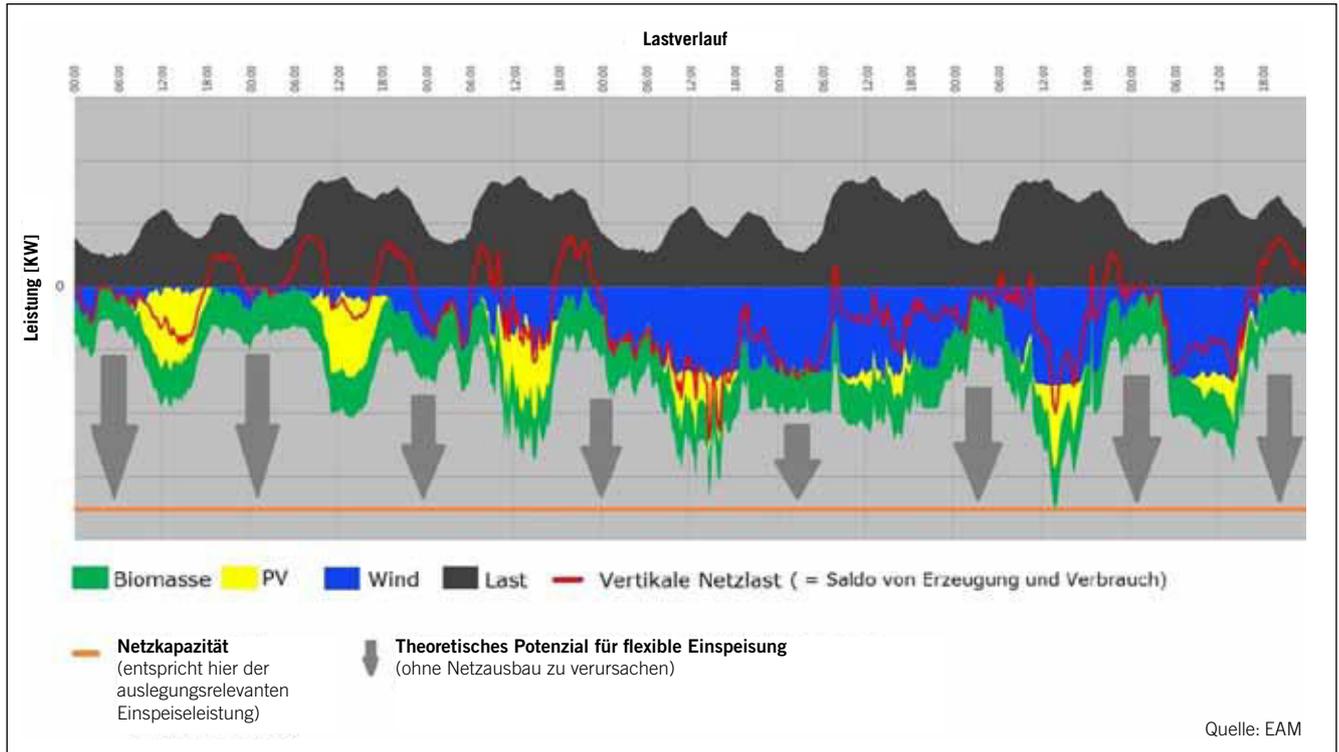
Von Sven Fries, Peter Ritter und Dirk Filzek

Netzbetreiber sind nach § 11 (1) EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energieanlagen unverzüglich und vorrangig abzunehmen. Diese Regelung war von Anfang an ein Kernelement des EEG und hat maßgeblich zu dem sehr dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit zum Erfolg der Energiewende beigetragen. Plant ein Anlagenbetreiber den Anschluss einer neuen

oder die Erweiterung einer bestehenden EEG-Anlage, so führt der Netzbetreiber eine Netzverträglichkeitsprüfung durch. Dabei nimmt dieser eine technische Grenzwertbetrachtung vor.

Dies bedeutet vereinfacht ausgedrückt, dass der Netzbetreiber den Fall simuliert, dass alle Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien und KWK innerhalb einer technischen Netzregion gleichzeitig mit Nennleistung einspeisen. Eine Grenzwertbetrachtung ist deshalb er-

Abbildung 1: Beispielwoche Einspeiselastrgang Erneuerbarer Energien einer Netzregion



forderlich, da der Netzbetreiber nur so die gesetzliche Pflicht zur vollständigen Abnahme zu jedem Zeitpunkt sicherstellen kann. Die konventionelle Netzausbausimulation führt dazu, dass Stromverteilnetzbetreiber ihre Netze insbesondere für Photovoltaik-(PV)-Einspeisespitzen auslegen müssen, obwohl diese nur kurzzeitig auftreten. Dies führt jedoch zu hohen Netzinvestitionen und zu einer geringeren Effizienz hinsichtlich der Netzauslastung. Ein flexibles, mit Biogas betriebenes Blockheizkraftwerk wird in dieser Betrachtung aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht bei der Netzsimulation als dauerhafter Einspeiser simuliert.

Engpass Netzanschluss

Stellt sich bei der Netzverträglichkeitsprüfung heraus, dass eine weitere Anlage nicht an das Netz angeschlossen werden kann, muss entweder der Netzbetreiber, wie gesetzlich geregelt, sein Netz ausbauen oder er kann – sofern die Netzausbaukosten unverhältnismäßig hoch sind – den Anschluss ablehnen. Bei kleineren BHKW ist ein Netzausbau im Vergleich zu Windkraftanlagen seltener begründet, da die Strommengen und Investitionskosten der Energieanlage geringer sind. Die volkswirtschaftliche Unzumutbarkeit ist damit schneller erreicht.

Alternativ kann sich der Anlagenbetreiber an einem anderen Netzverknüpfungspunkt anschließen lassen. Die damit verbundenen Kosten sind für BHKW-Projekte aber verhältnismäßig hoch und führen schnell zur Unwirtschaftlichkeit eines geplanten Vorhabens. Dabei könnte das Netz über den größten Teil des Jahres weiteren Strom aus Erzeugungsanlagen aufnehmen, denn die betrachteten kritischen Netzzustände betreffen spezielle und nicht dauerhaft auftretende Einspeisesituationen, zum

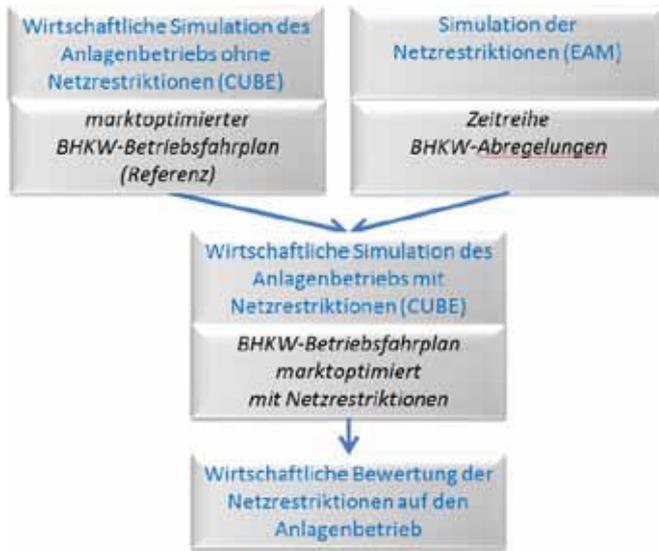
Einspeisemanagement

Nach § 14 (1) EEG können Netzbetreiber EEG-Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 100 kW ferngesteuert abregeln, wenn die Netzstabilität nicht mehr gewährleistet werden kann. Die entgangenen Einnahmen für den abgeregelten Strom müssen dennoch durch den Netzbetreiber vergütet werden. Einspeisemanagement ist nur zur Gewährleistung der Netzstabilität vorgesehen und darf bei der Netzverträglichkeitsprüfung/Netzausbausimulation nicht berücksichtigt werden.

Beispiel eine gleichzeitig hohe Wind- und PV-Einspeisung (siehe hierzu Abbildung 1, die die Einspeisespitzen und freien Zeitfenster illustriert).

Eine Konsequenz daraus ist, dass BHKW-Anlagen in Einzelfällen nicht ans Netz gehen können, obwohl sie technisch so flexibel ausgelegt wurden, dass sie in der Lage wären, zu Zeiten potenziell kritischer Netzzustände stillzustehen. Bisher bestand jedoch kaum Bedarf, zeitlich begrenzte Einspeisungen bei Netzanschlussbegehren zu berücksichtigen, da BHKW üblicherweise auf einen unflexiblen Grundlast-Dauerbetrieb ausgelegt wurden. Darüber hinaus muss für einen flexiblen Betrieb ein intensiver Austausch zwischen Anlagen- und Netzbetreiber stattfinden. Zudem muss der Netzbetreiber über die Möglichkeit zur Abregelung der Einspeiseanlage verfügen und diese auch bei der Netzausbausimulation berücksichtigen. Erst seit kurzem werden BHKW und deren Steuerungs- und Regelungssysteme den technischen Anforderungen für eine flexible Betriebsweise gerecht. Ganz wesentlich ist dabei, dass erst seit dem Jahr 2012 im EEG ein wirtschaftlicher Anreiz für größer ausgelegte flexible BHKW geschaffen wurde. ▶

Abbildung 2: Prozessdarstellung Simulationen



Quelle: CUBE und EAM

Seither wird über eine Flexibilitätsprämie beziehungsweise einen Flexibilitätszuschlag eine Investition in die Anlagenflexibilisierung gefördert, um die Anlagen zu einer bedarfsorientierten Einspeisung zu befähigen. Die flexible Fahrweise wird dadurch möglich, dass eine deutlich erhöhte BHKW-Leistung – verglichen mit der durchschnittlich eingespeisten Jahresleistung – installiert wird. Zusätzliche Wärme- bzw. Gasspeicher sorgen dafür, dass der BHKW-Betrieb zeitlich von der Wärmebedarfsdeckung bzw. von der Gaserzeugung im Fermenter entkoppelt wird. Eine derart konzipierte Anlage erzeugt nicht mehr durchgängig 24 Stunden am Tag Strom und Wärme, sondern nur noch während einer begrenzten Anzahl von Stunden am Tag, jedoch mit entsprechend höherer Einspeiseleistung.

Strommarkt orientiert einspeisen

Für flexible BHKW ist es sinnvoll, gezielt zu den Stunden des Tages Strom einzuspeisen, wenn dies am lukrativsten ist. Ein lukrativer Strompreis wird hier so definiert, dass der zu erzielende Preis für Strom am Spotmarkt oberhalb des Preisdurchschnitts des gesamten Tages liegt. Allein aus wirtschaftlicher Erwägung wird die Anlage also bedarfsgerecht (Spotmarkt orientiert) betrieben. Genau dieser Effekt soll mit der Flexibilitätsprämie bzw. dem -zuschlag im EEG gefördert werden. Im Hinblick auf den Netzanschluss deckt das EEG jedoch auch heute noch nicht die Fähigkeit flexibler BHKW ab, sich flexibel ins Stromnetz integrieren zu lassen. Handeln die Netzbetreiber im Rahmen des Gesetzes und kaufmännisch auch sinnvoll, wird dadurch den flexiblen BHKW der Netzzugang möglicherweise im Einzelfall verwehrt, obwohl der Betrieb der Anlage für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich wäre und es keines Netzausbaus bedürfte. Das Projekt BioPower2Gas (www.biopower2gas.de) verfolgt unter anderem das Ziel, in der niedersächsischen Ortschaft Jühnde eine flexible, netzlastorientierte

Stromeinspeisung in einem Praxisfall zu erproben. Das Bioenergiedorf Jühnde plant derzeit unter dem Titel „Bioenergiedorf Jühnde 2.0“ eine Flexibilisierung der dortigen Biogasanlage. Nach erfolgtem Umbau wird mit der Anlage ein marktoptimierter Fahrplanbetrieb umgesetzt. Im Gegensatz zu PV- und Windenergieanlagen kann die Bioenergieanlage aktiv gesteuert werden, da das Biogas im Gasspeicher zwischengelagert werden kann. Angestrebtes Ziel der Projektpartner im Rahmen des Forschungsprojektes ist, dass die Anlage in den netztechnisch unkritischen Zeitfenstern deutlich höhere Leistungen einspeisen darf, als gesetzlich mit der garantierten Einspeisezusage zulässig wäre, sofern dies ohne Netzausbau und ohne Verletzung netzbetrieblicher und technischer Grenzwerte möglich ist.

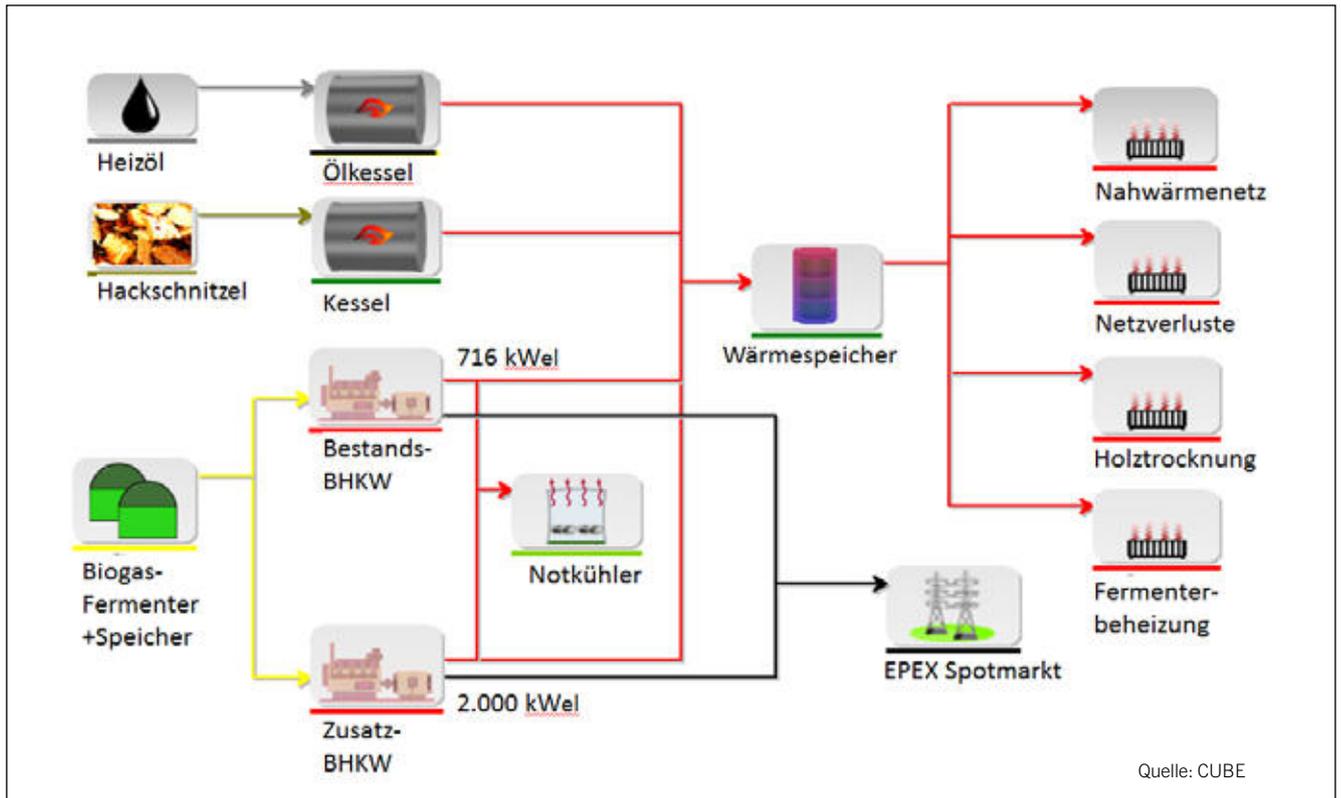
Simulationsergebnisse

Die im Folgenden genauer beschriebenen Simulationen der CUBE Engineering GmbH, der EnergieNetz Mitte GmbH und der EAM EnergiePlus GmbH (beides Unternehmen der EAM Gruppe) für das Bioenergiedorf Jühnde auf Datenbasis von 2013 haben aufgezeigt, wie viele Netzengpässe innerhalb des Modelljahres 2013 aufgetreten wären und welche wirtschaftlichen Auswirkungen netzbegründete Abregelungen der BHKW gehabt hätten. Aus den Simulationen konnte im Beispielfall nachgewiesen werden, dass Abregelungen aufgrund von Netzengpässen im flexiblen, marktorientierten BHKW-Betrieb auf Basis historischer Werte nur sehr selten aufgetreten wären und daher kein finanzielles Risiko für den Betreiber bedeutet hätten. Im Rahmen des Forschungsprojekts wird nun die modellhafte Umsetzung zur flexiblen Netzeinspeisung an der realen Anlage mit allen technischen und rechtlichen Randbedingungen erprobt.

Am Standort Jühnde wurden alle realen Bedingungen für eine praxisorientierte Untersuchung vorgefunden. Das Bioenergiedorf Jühnde (Anlagenbetreiber) betreibt an dem Standort bereits ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 0,7 Megawatt (MW) und plant ein weiteres flexibles BHKW mit 2 MW an das Netz anzuschließen. Gemäß dem in die Untersuchung eingeflossenen Planungsstand würde die Gesamteinspeiseleistung damit 2,7 MW betragen.

Die Netzverträglichkeitsprüfung des Netzbetreibers EnergieNetz Mitte hat ergeben, dass an dem Einspeisepunkt nur eine Gesamtleistung von 1,4 MW möglich ist, da ab dieser Einspeiseleistung der vorgegebene Spannungswert nicht mehr dauerhaft gewährleistet werden kann. Damit sind nach gesetzlicher Auslegung lediglich weitere 0,7 MW Zubau möglich. Der direkte Anschluss für die geplanten 2,7 MW wäre nach der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise abzulehnen und ein neuer Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Der neu zugewiesene Netzanschlusspunkt wäre jedoch nicht wirtschaftlich für den Anlagenbetreiber realisierbar. Bei den Simulationen wurde berücksichtigt, dass das Bioenergiedorf Jühnde einerseits entsprechend dem gesetzlichen

Abbildung 3: Digitales Modell der flexibilisierten Bioenergieanlage Jühnde



Anspruch die garantierte Einspeisezusage für 1,4 MW erhält (durch Netzverträglichkeitsprüfung ermittelt) und darüber hinaus weitere 1,3 MW flexibel einspeisen darf. Die Zusage für die Erweiterung von 1,4 MW auf 2,7 MW besteht jedoch ohne Anspruch auf die Einspeisung und die Leistung von Ausgleichszahlungen durch den Netzbetreiber, wie diese bei Abregelungen nach § 14 (1) EEG zum Tragen kommen (siehe Infobox).

Nur bei freien Kapazitäten darf der Betreiber die volle Leistung einspeisen. Hierfür ist eine Spannungswertüberwachung am Einspeisezähler vorgesehen, die bei Erreichung des zulässigen Spannungsgrenzwertes die Leistung des BHKW automatisch stufenweise bis auf 1,4 MW abregelt. Wird der Spannungswert nicht erreicht, kann die Maximalleistung von 2,7 MW eingespeist werden.

Abregelung wirtschaftlich beurteilt

Ein weiteres Ziel der Simulationen war, den Einfluss der Abregelungen auf die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Betriebes zu beurteilen. Dazu wurden die Markterlöse eines marktoptimierten BHKW-Betriebs einmal ohne und einmal mit Netzrestriktionen miteinander verglichen, wie die Abbildung 2 veranschaulicht.

In einem ersten Schritt wurde von CUBE Engineering die Anlagenkonfiguration mithilfe der Simulationssoftware energyPRO modelliert (siehe Abbildung 3). Die Biogasanlage produziert auch nach der Flexibilisierung die gleiche Menge Biogas im Fermenter wie vor dem Zubau des neuen BHKW. Die elektrische Leistung erhöht sich über das Zusatz-BHKW um 2 MW. Das digitale Anlagenmodell berücksichtigt sämtliche Restriktionen der Bioener-

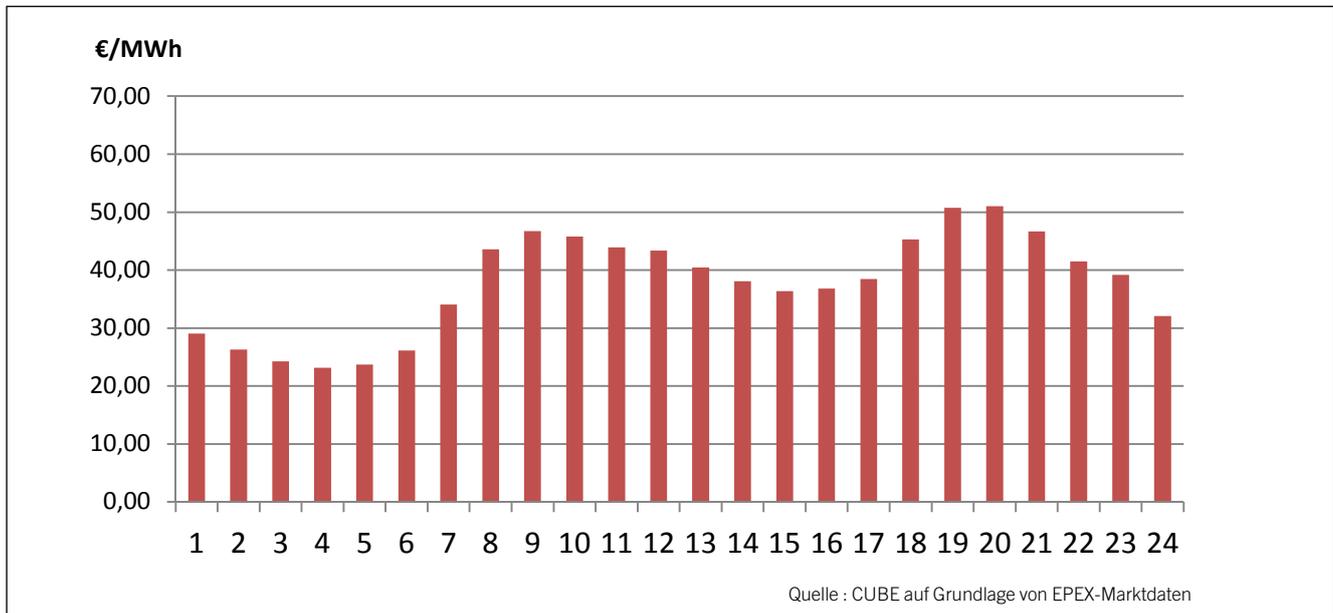
gieanlage hinsichtlich des flexiblen Betriebs, wie zum Beispiel Kapazitäten von Wärme- und Gasspeicher sowie temperaturabhängiger Wärmebedarf im Nahwärmenetz, über das ein Großteil des Dorfes beheizt wird.

Rückwirkend für das Modelljahr 2013 wurde mit diesem Modell ein marktoptimierter Fahrplan unter Berücksichtigung der modellierten Anlagenrestriktionen simuliert. In dieser ersten Simulation wurde angenommen, dass keinerlei Netzrestriktionen bestehen und die volle elektrische Leistung bei gleichzeitiger Einspeisung beider BHKW jederzeit vom Netz aufgenommen werden kann. Die auf Basis dieses Fahrplans erzielten Markterlöse galten als Referenzwert.

Diese Referenzmarkterlöse waren auskömmlich für den Anlagenbetreiber, denn die flexible Auslegung der Anlage basiert auf einer Börsenstromvermarktung als ertragreichste Erlösquelle für hochflexibilisierte Anlagen. Abbildung 4 zeigt zur Veranschaulichung die innertägige Schwankung der Spotmarktpreise im Jahresdurchschnitt. Die Marktpreise der einzelnen Tage unterscheiden sich je nach Stromverbrauch und wetterabhängiger Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen teils deutlich voneinander, weshalb gute Strompreisprognosen für die Einsatzoptimierung wichtig sind.

Die Betriebsstrategie für den erlösoptimierten Anlagenbetrieb berücksichtigt unter anderem die Kosten für die Anlagenstarts (zusätzliche Wartungskosten, Reduzierung der BHKW-Lebensdauer), ebenso den bevorzugten Einsatz des neuen großen BHKW mit einem höheren elektrischen Wirkungsgrad sowie den gezielten Einsatz beider BHKW zur Ausnutzung hoher Preisspitzen. Entsprechend der täglichen Börsenpreiskurve (siehe Ab- ▶

Abbildung 4: 2013 Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf der Auktionspreise am EPEX Day Ahead-Spotmarkt



bildung 4) laufen die BHKW vorwiegend zu den Vormittags- und Abendstunden mit einer durchschnittlichen Betriebsdauer von fünf Stunden (Zusatz-BHKW) bzw. drei Stunden (Bestands-BHKW). Um die Kosten für die Wärmeerzeugung zur Versorgung des Nahwärmenetzes zu minimieren, wurde der Einsatz des Holzhackschnitzelkessels auf die notwendigen Jahresstunden beschränkt und der des Ölkessels vermieden.

Spannungsverläufe ausgewertet

Parallel hat die EAM auf Basis der Werte von 2013 durch Auswertungen des Spannungsverlaufes der nächstgelegenen Schaltstationen eine Zeitreihe der Spannungswerte für den Einspeisepunkt erstellt. Dabei wurden alle Erzeugungsanlagen in dem betroffenen Netzgebiet berücksichtigt. Dieser Spannungsverlauf diente als konkreter Bezug zur Ermittlung der Zeitpunkte, zu denen aufgrund netztechnischer Restriktionen eine Abregelung des BHKW hätte stattfinden müssen. Insgesamt zeigt die Simulation an weniger als 1.000 der 35.040 Viertelstundenwerte des Jahres notwendige Minderungen der Einspeisung bis hin zur Abschaltung. Nur an 2,85 Prozent der Jahreszeit hätte demnach nicht die Gesamtleistung eingespeist werden können. Die meisten Netzengpässe waren auf gleichzeitige Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen zurückzuführen.

Bei CUBE Engineering wurde im nächsten Schritt die Zeitreihe der Netzrestriktionen mit in die energyPRO-Simulation eingebunden. Der nun unter Netzrestriktionen neu erstellte und wiederum marktoptimierte Fahrplan wies etwas andere BHKW-Betriebszeitpunkte auf als der Referenzfahrplan. Einige aus Stromvermarktungssicht vorteilhafte Zeitfenster konnten aufgrund der Netzrestriktionen nicht genutzt werden. Die entsprechenden BHKW-Abschaltungen sind anschließend durch zusätz-

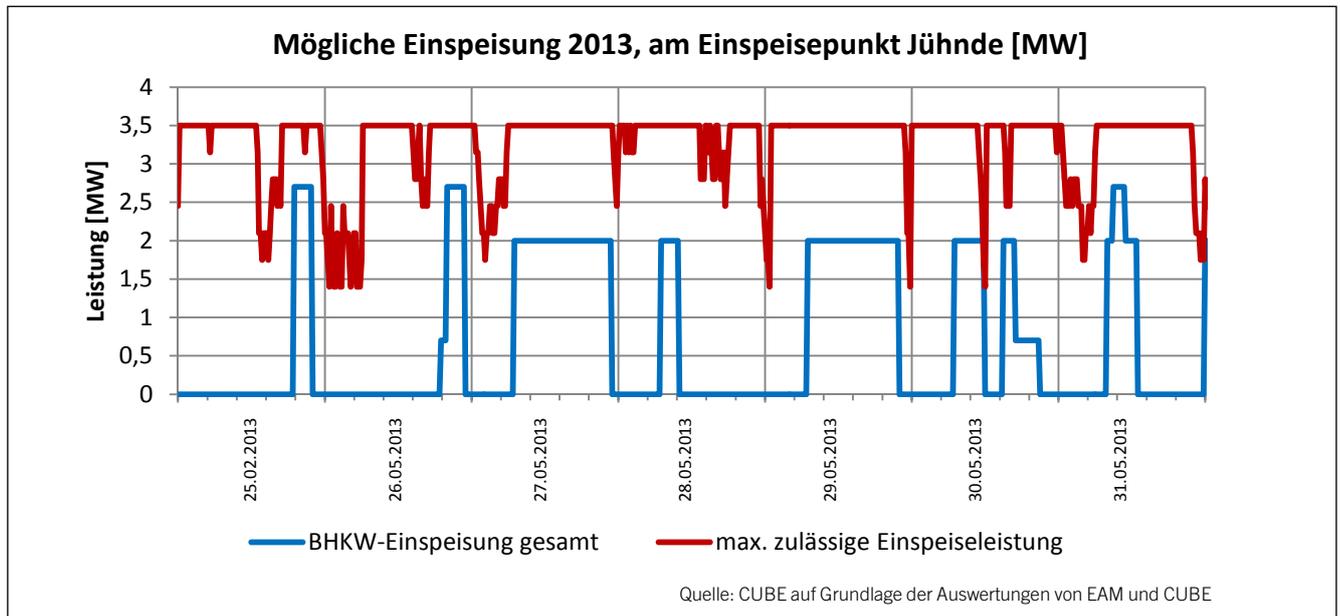
liche Laufzeiten auszugleichen. Gegenüber dem optimalen Fahrplan kommt es dadurch zu Verschiebungen zu Zeiten mit niedrigeren Marktpreisen.

In der Simulation haben die BHKW-Abschaltungen nur geringen Einfluss auf die erzielten Erlöse. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage wurde durch die nur selten auftretenden Abregelungen in keiner Weise beeinträchtigt. Zum einen zeigte sich, dass der überwältigende Teil der theoretischen Abregelungszeiten nicht mit den Zeiten des potenziellen marktpreisgesteuerten BHKW-Betriebs zusammenfiel (siehe Abbildung 5). Zu den sonnenreichen Mittagszeiten, an denen die PV-Stromeinspeisung bei einem gleichzeitigen Betrieb der anderen Stromerzeuger lokal zu Netzengpässen geführt hätte, standen die BHKW aufgrund der niedrigen Börsenpreise still.

Zum anderen war die Anlage aufgrund der Kapazitäten der vorhandenen Wärme- und Gasspeicher ausreichend flexibel, um die aufgrund von Abregelung nicht erfolgte Stromerzeugung zu einer späteren Zeit mit ebenfalls akzeptablen Marktpreisen nachzuholen. Die Erlösminderung durch die Abregelung bezifferte sich demnach nicht auf den vollen potenziellen Markterlös zur betreffenden Handelsstunde: Da die Erzeugung zeitlich verlagert werden konnte, kam nur jeweils die Differenz zu dem zu einer späteren Stunde erzielten Markterlös zum Tragen. Lang anhaltende Abschaltungen, die eine teure Wärmeerzeugung hätten notwendig werden lassen, traten nicht auf.

Fazit: Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im untersuchten Fall der Bioenergieanlage Jühnde der flexibilisierte, strommarktorientierte Betrieb flexibler biogasbetriebener BHKW vermutlich nicht mit den Zeiten hoher Belastung im Stromnetz zusammenfällt. Tatsächlich ist es sehr wahrscheinlich, dass zu Zeiten, zu denen Netzengpässe aufgrund hoher Einspeisungen aus Wind-

Abbildung 5: Beispielhafter Zeitraum der netzseitigen Abregelung und optimaler Fahrplan des flexiblen BHKW



energie- und PV-Anlagen bestehen würden, die BHKW im flexiblen Betrieb stillstehen könnten.

Zu Zeiten hoher lokaler Gesamteinspeisung in der untersuchten Netzregion waren auch die Börsenpreise für die BHKW-Stromeinspeisung weniger lukrativ. Dies bedeutet, dass die Erlöseinbußen bei der Stromvermarktung und Wärmeproduktion betriebswirtschaftlich für den Betreiber der Bioenergieanlagen nicht relevant sind. Zudem bietet die flexible Anlage gute Möglichkeiten der Erzeugungsverlagerung auf andere Stunden mit guten Strommarktpreisen. Für die allgemeine Umsetzung derartiger Lösungen auch an anderen Standorten sind juristisch einige Fragen noch ungeklärt und es fehlen klare Regelungen.

Übertragbarkeit auf Praxisbetrieb und weitere Standorte

Im geplanten Feldtest soll nun erprobt werden, ob in der Realität vorgenommene Netzabschaltungen und die Fahrplanprognosen die guten Ergebnisse aus dieser Simulation bestätigen. In die Berechnung der Fahrpläne für die Stromvermarktung am Day-Ahead-Spotmarkt werden die Netzabschaltungen nicht mit einfließen können, denn erst innertägig sind belastbare Aussagen zu den erwarteten Abregelungsvorgängen in den betreffenden Handelsstunden (bzw. -viertelstunden) möglich. Damit werden Ausgleichsenergiekosten fällig. Diese dürften allerdings nicht ins Gewicht fallen, da – wie die Simulation gezeigt hat – die Abregelungen nur äußerst selten auftreten. Im weiteren Verlauf des Feldtests wird geprüft, ob eine derartige flexible Einspeisezusage auf freiwilliger Basis auch an anderen Standorten als Alternative zu einer Absage des Netzanschlussbegehrens denkbar wäre. Die spezifischen Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen aus der Modellregion Jühnde für das Modelljahr

2013 sind nur begrenzt auf andere Anlagenkonfigurationen in anderen Netzregionen übertragbar. Im Einzelfall wird eine dynamische Netzberechnung notwendig sein, die die Netzsituation vor Ort abbildet. Außerdem ist die Simulation eines marktoptimierten Anlagenfahrplans erforderlich, die die Anlagenrestriktionen berücksichtigt und Aussagen über den Einfluss der Abregelungszeiten auf die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Anlagenbetriebs ermöglicht.

So spielt die Zusammensetzung der unterschiedlichen Einspeiser eine wesentliche Rolle für die flexiblen Zeitfenster. Die netztechnischen Gegebenheiten (beispielsweise Direktanschluss am Umspannwerk oder am Ende einer Mittelspannungsleitung etc.) sowie die Nutzung des BHKW (Laufzeiten, Größe des Speichers) sind individuell zu analysieren. Die Preise an der Strombörse sind stets bei hoher bundesweiter PV- oder Windenergieeinspeisung niedrig, da in diesen Phasen das Stromangebot am Markt entsprechend groß gegenüber der Stromnachfrage ist. Hervorzuheben ist, dass die im Rahmen des Forschungsprojektes erarbeiteten Methoden auch in anderen Fällen gut anwendbar sind. ◀

Autoren

Sven Fries
EAM GmbH & Co. KG
Monteverdistr. 2 · 34131 Kassel
E-Mail: Sven.Fries@EAM.de

Peter Ritter und Dirk Filzek
CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstr. 6 · 34119 Kassel
E-Mail: p.ritter@cube-engineering.com
E-Mail: d.filzek@cube-engineering.com