

FRAUNHOFER-INSTITUT WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IWES

## **BEITRAG VON BIOGAS ZU EINER VERLÄSSLICHEN ERNEUERBAREN STROMVERSORGUNG**

# BEITRAG VON BIOGAS ZU EINER VERLÄSSLICHEN ERNEUERBAREN STROMVERSORGUNG

**Dr. Uwe Holzhammer, Dr. Bernd Krautkremer, Dr. Mareike Jentsch, Julia Kasten**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik  
Fraunhofer IWES - Institutsteil Energiesystemtechnik  
Königstor 59  
34119 Kassel

Projektnummer: 112178

Projektpartner: Fachverband Biogas e.V. Angerbrunnenstr. 12, 85356 Freising

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Herausforderungen der Energiewende .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Aktuelle Diskussion zur Bioenergieförderung .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Der Flexibilitätsbedarf des Energiesystems mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien .....</b>	<b>11</b>
3.1	Residuallastversorgung durch flexiblen BiogasPark .....	14
3.2	Beitrag zur Systembilanz und zum Absichern der Stromübertragung durch den flexiblen BiogasPark.....	15
<b>4</b>	<b>Die Flexibilisierung des Stroms aus Biogas verursacht keine Zusatzkosten im Vergleich zur Grundlasterzeugung.....</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>Mögliche Entwicklungspfade des BiogasParks bis zum Jahr 2030 – Ein Blick in die Zukunft .....</b>	<b>21</b>
<b>6</b>	<b>Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014 .....</b>	<b>29</b>
<b>7</b>	<b>Fazit und Zusammenfassung .....</b>	<b>37</b>
<b>8</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>40</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>42</b>

# 1

## Herausforderungen der Energiewende

Die für eine hohe **Versorgungssicherheit** der Energieversorgung notwendigen gesetzlichen Regelungen wurden durch den Beschluss des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Ende 1935 festgelegt. Das EnWG in der damaligen Fassung bewertete den Wettbewerb in der Präambel als volkswirtschaftlich schädlich, somit galt es diesen zu verhindern. Die Stromproduktion und die Stromverteilung wurden nur gemeinsam betrachtet und galten als natürliches Monopol. Die Stromversorgung entwickelte sich mit dieser Magna Charta entsprechend zu einem komplexen Gebilde von wenigen, z.T. über Beteiligungen miteinander und mit dem Staat verflochtenen, großen Energieversorgungsunternehmen (z.B. PreussenElektra, RWE, Bayernwerk) mit vielen Erzeugungskapazitäten. Diese Energieversorgungsunternehmen organisierten die Stromerzeugung, den Stromtransport und größtenteils auch die Verteilung aus einer Hand. Die Versorgungsgebiete hatten sich über einen langen Machtkampf Anfang des 20. Jahrhundert entwickelt und wurden über die beschriebenen gesetzlichen Beschlüsse in Demarkationsgebiete gefestigt. Bis 1998 wurden unter wenig geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen und dem Anspruch hoher Versorgungssicherheit enorme konventionelle Kraftwerkskapazitäten installiert. Die Kosten für die Energieversorgung, den Transport und die Verteilung wurden den Stromkunden wettbewerbsfrei in Rechnung gestellt [1].

1998 führte der Gesetzgeber den zusätzlichen Anspruch der Kosteneffizienz (**Wirtschaftlichkeit**) in das EnWG ein und liberalisierte den Strommarkt im Rahmen einer umfangreichen Novelle. Dadurch schaffte er die Voraussetzung, die (Strom-)Erzeugung über die nächsten Jahre vom natürlichen Monopol des Stromtransports zu trennen. Das sogenannte Unbundling, die Trennung der Erzeugung vom Transport, gilt als die Basis für einen diskriminierungsfreien Wettbewerb am Strommarkt und wurde in den nachfolgenden EnWG-Änderungen vorangetrieben. Daraufhin entwickelte sich über die Jahre ein liquider Stromhandel an der Börse [1]. Die Strombörse kann mittlerweile transparent den Gleichgewichtspreis zwischen Angebot und Nachfrage für unterschiedliche Stromprodukte ermitteln. Der Börsenpreis wurde zunehmend der Leitwert für die restlichen Märkte.

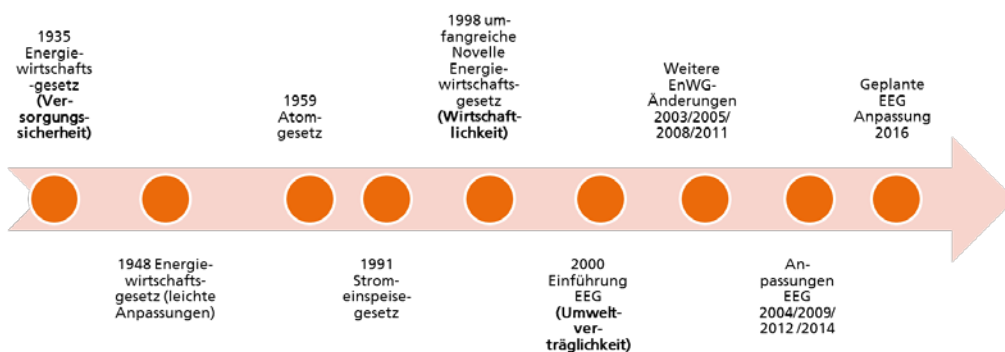


Abbildung 1-1 Zeitstrahl gesetzliche Änderungen (nicht abschließend) zur elektrischen Energieversorgung [1]

Der Stromtransport wird hingegen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert und mittlerweile in eigenständigen, i.d.R. von der Stromerzeugung getrennten, Unternehmen

organisiert. Die Optimierung der Stromübertragung über die alten Versorgungsgebiete hinaus ermöglichte das Nutzen zusätzlicher Ausgleichseffekte und Synergien, die eine hohe Versorgungssicherheit mit geringerer Kraftwerkskapazität als vor der Liberalisierung, gewährleistete.



Abbildung 1-2 Energiewirtschaftliches Dreieck

Zunehmend spielt neben der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit auch der Umwelt- und Klimaschutz, also die **Umweltverträglichkeit** der Stromversorgung eine wachsende Rolle. Somit schließt sich das Energiewirtschaftliche Dreieck (Abbildung 1-2). Die erneuerbare Stromerzeugung erhielt und erhält durch diesen neuen Anspruch an die Energieversorgung immer mehr Einzug. Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 beginnt ein relevanter Zuwachs von erneuerbaren Kapazitäten im Stromerzeugungsportfolio<sup>1</sup>. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE, Photovoltaik und Windenergie), erfolgt seither in einem rasanten Tempo. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen konnten seit 2000 in Summe um 61 Mio. Tonnen reduziert werden. Die erneuerbare Stromproduktion leistet dabei ihren Anteil [2].

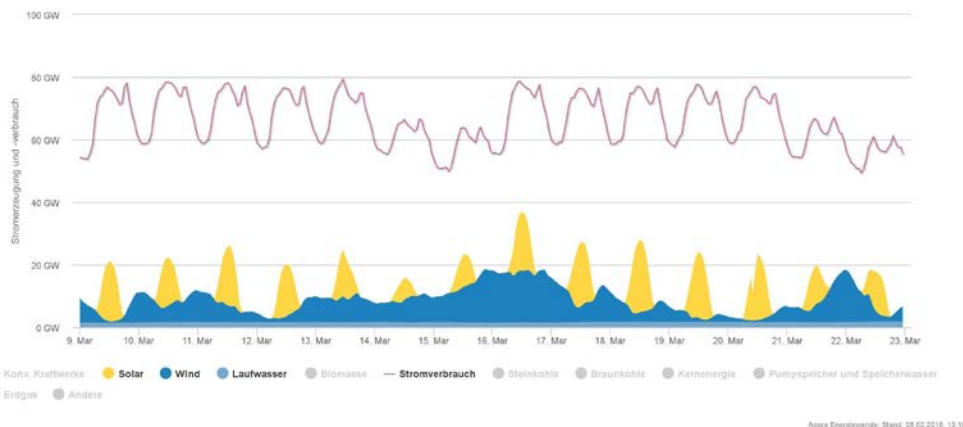


Abbildung 1-3 Aktueller Strombedarf und Erzeugung mittels Wind- und Sonnenenergie und Wasserkraft, Beispiel März 2015 (Quelle Agorameter, Abruf Januar 2015)

<sup>1</sup> Das Stromeinspeisegesetz von 1991 war ein wichtiger Grundstein für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und auch für das EEG, da es einen ersten rechtssicheren Rahmen für die EE-Stromproduktion vorgab, wengleich der EE-Zubau in dieser Zeit noch auf sehr niedrigem Niveau lag. Die in dieser Zeit gemachten Erfahrungen können als Grundlage für die Überlegung zum EEG 2000 angesehen werden.

Die Energieversorgungsstruktur verändert sich durch die vorrangige Behandlung der Erneuerbaren Energien für die konventionellen Erzeugungskapazitäten sehr stark. Die restlichen Kraftwerke haben die Aufgabe, die verbleibende, restliche Last, die sog. Residuallast (weiße Fläche zwischen Last und fEE-Erzeugung) verlässlich zu versorgen.

Die Erneuerbaren Energien (EE) erreichten laut Agentur für Erneuerbare Energien 2015 an der Bruttostromerzeugung einen Anteil von 30,0 % [3]. Laut den Zielen der Bundesregierung soll die Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien auf 40 % bis 45 % im Jahre 2025, auf 55 % bis 60 % im Jahr 2035 und auf über 80 % im Jahr 2050 ansteigen. Andere Akteure<sup>1</sup> könnten sich ein noch rasanteres Wachstum vorstellen. Allesamt haben diese Szenarien eines miteinander gemein: Eine völlige Neuordnung der Stromerzeugungsstruktur, welche von fEE geprägt sein wird. Auf dem Weg zu einer Energieversorgung mit nahezu vollständiger Erzeugungsstruktur mittels EE, werden fossile Strommengen immer weiter reduziert und gleichzeitig flexible elektrische Kapazitäten erhöht. Die konventionellen Erzeugungsanlagen müssen im Ergebnis mit einer immer stärker sinkenden Auslastung bei gleichzeitig höheren Anforderungen an die Flexibilität, technisch sowie ökonomisch, zurechtkommen. Gleichzeitig können auch steuerbare Erneuerbare Energien, insbesondere die Bioenergie, einen Beitrag leisten, die Residuallast zu decken und die fEE dadurch zu integrieren. Die Bioenergieanlagen können in Zukunft einen Teil der steuerbaren Stromerzeugungskapazität im Energiesystem darstellen.

Die Energiewende muss unter Berücksichtigung der Aspekte des energiewirtschaftlichen Dreiecks entsprechend vorangetrieben und optimiert werden. Dieses Kompaktgutachten soll den Blick auf die energiewirtschaftliche Rolle der Stromproduktion mittels Biogas in der Zukunft richten und dadurch eine konstruktive Basis für die weiteren Entscheidungsprozesse liefern.

---

<sup>1</sup> B90/Grüne: 43 % im Jahr 2020, BEE: 45 % im Jahr 2020, WWF, Greenpeace e.V. Climate Action Network Europe (CAN): 45 % europaweit im Jahr 2045,

## 2

### Aktuelle Diskussion zur Bioenergieförderung

Die Bioenergie-, insbesondere die Biogasförderung steht inmitten einer Zerreißprobe. Viele „Zerrkräfte“ spielen bei der Ausgestaltung und Weiterführung der Förderung eine Rolle (Abbildung 2-1), welche für den Fortbestand der Biogas-Branche mit aktuell noch 44.000 Arbeitsplätzen elementar sind<sup>1</sup> [4]. Der BiogasPark besteht aktuell aus knapp 9.000 Biogasanlagen [4] mit unterschiedlicher elektrischer Leistung und technischer Ausgestaltung.

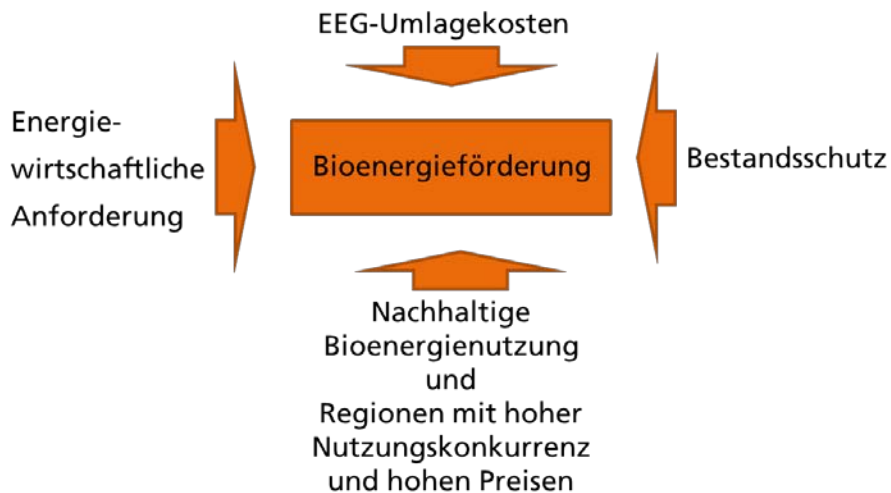


Abbildung 2-1 Biogasförderung in der Zerreißprobe – Einflusskräfte

**Energiewirtschaftliche Anforderungen:** Eine steuerbare, flexible Stromproduktion ist auch bei zukünftig steigender installierter fEE Leistung und dem damit verbundenen steigenden Anteil an der Stromversorgung weiterhin notwendig, um während dargebotsschwacher Zeiten die vorhandenen Deckungslücken zu füllen.

Das energiewirtschaftliche Dreieck von Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Klimaschutz/Umweltverträglichkeit stellt ein komplexes Optimierungsproblem dar, welches aktuell Energiewende genannt wird. Es ist somit, neben dem Zubau fluktuierender Erzeugungsanlagen notwendig, die residuale Stromversorgung kosteneffizient und klimaschonend mit hoher Versorgungssicherheit zu realisieren. Hierfür gilt es alle technischen Möglichkeiten zu prüfen und entsprechend zu nutzen.

Eine dieser technischen Optionen stellt der BiogasPark mit seinen zukünftigen flexiblen Erzeugungsleistungen dar. Die Forschungsergebnisse<sup>2</sup> der letzten Jahre, die Praxisversuche der Anlagenbetreiber/innen und Hersteller zur Flexibilisierung der

<sup>1</sup> Zum Vergleich: 2011 beschäftigte die Biogasbranche 63.000 Mitarbeiter/innen.

<sup>2</sup> Z.B. Hochschule Ingolstadt: OptFlex (FKZ: 03KB073) technisch-ökonomisch optimierter Betrieb von flexiblen Biogasanlagen, Fraunhofer IWES: UBEDB (FKZ: 22401614): Erprobung flexibler Biogasproduktion von Bestandsbiogasanlagen durch ein gezieltes Fütterungsmanagement, HAWK, Fraunhofer IWES: ReBi (FKZ: 22400611) widmete sich der gesteuerten Biogasproduktion durch ein angepasstes, innovatives Anlagenkonzept, DBFZ: Einsatz von Biomasse zur bedarfsgerechten Energieerzeugung (FKZ 22403811)

Biogasanlagen waren und sind sehr vielversprechend. Die technischen Lösungen wurden im Markt verstärkt aufgrund der zunehmenden Nachfrage angeboten und dadurch wurden praktische Erfahrungen gesammelt.

Die Biogasanlagen können somit Teil der Optimierung und dadurch Teil der Lösung sein und helfen, fluktuierende erneuerbare Energien in das Energiesystem zu integrieren.

**EEG-Umlagekosten:** Die Strombezugsbedingungen inkl. der Kosten für den Stromtransport liegen für die Industrie im europäischen Vergleich inkl. aller Abgaben und Steuern im oberen Viertel, wengleich sich bestimmte stromintensive Unternehmen unter bestimmten Voraussetzungen von einem Teil der Abgaben befreien lassen können [5]. Die Endverbraucher beziehen ihren Strom gegenüber den europäischen Nachbarn ebenfalls verhältnismäßig hochpreisig. Aufgrund dessen ist es besonders wichtig, die EEG-Umlage als relevanten Teil des Strompreises nicht weiter ansteigen zu lassen.

Die Diskussion zur Förderung der Stromerzeugung mittels Biogas hat regelmäßig den Fokus auf der in den letzten Jahren stark gewachsenen EEG-Umlage (2016: 6,354 ct/kWh<sub>el</sub><sup>1</sup>), welche die Förderkosten für die Etablierung klimaschonender Erzeugungsanlagen durch Erneuerbare Energien deutlich macht. Die Höhe der EEG-Umlage wird von der Differenz des anzulegenden Werts (ehemalig Vergütung) und den Börsenpreis stark bestimmt. Dämpfende Einflüsse auf den Börsenpreis des Stroms, welche durch erneuerbare Stromerzeugung erreicht werden (seit 2008 ist der Durchschnittsbörsenpreis um 3,41 ct/kWh<sub>el</sub> gesunken<sup>2</sup>) [6], bleiben bei einer ausschließlichen Diskussion um die EEG-Umlagehöhe unberücksichtigt. Sinkende Börsenpreise wirken sich sogar negativ auf die EEG-Umlage aus, d.h. diese steigt umso mehr, je besser es den EE gelingt die Börsenpreise zu senken<sup>3</sup>, da die Differenz zwischen Börsenpreis und anzulegendem Wert steigt. Werden die EEG-Umlage und der Börsenpreis zusammen betrachtet, so sind diese in Summe ab 2013 wieder leicht gefallen [7]. Dennoch verliert sich der wertvolle kostensenkende Effekt der EE auf den Strombörsenpreis oft in der Diskussion, da die Strompreise zuvor für den Verbraucher zwischen 2010 bis 2012 um 24 % gestiegen waren<sup>4</sup> [8].

Die Stromproduktionskosten von Biogasanlagen liegen zwischen 10 und 25 ct/kWh<sub>el</sub><sup>5</sup>, durchschnittlich bei ca. 18,8 ct/kWh<sub>el</sub> [9]. Die Stromproduktionskosten können auch durch eine weitere Steigerung der Wärmenutzung nicht relevant gesenkt werden. Dennoch sollte eine Steigerung der sinnvollen Nutzung der gleichzeitig produzierten Wärmemengen vorangetrieben werden, um zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu erreichen. Die Stromproduktionskosten liegen (stark abhängig von der genutzten Biomasse und der technischen Ausführung) somit verhältnismäßig hoch, ohne relevantes

---

<sup>1</sup> www.netztransparenz.de

<sup>2</sup> 2008 lag der Baseload Preis für Strom bei 6,57 ct/kWh<sub>el</sub>, 2015 bei 3,16 ct/kWh<sub>el</sub>

<sup>3</sup> Auch andere Effekte senken den Börsenpreis: niedrige CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise, Überkapazitäten von (abgeschriebenen) konv. Kraftwerke (hohe Anzahl betriebsbereiter Kraftwerke, mehr Angebot), geringe Brennstoffkosten, Energieeffizienzmaßnahmen (geringere Nachfrage nach Strom),

<sup>4</sup> Für die Großabnehmer (< 20.000 MWh) liegt der Strompreis bei ca. 17,49 ct/kWh<sub>el</sub>, bei Haushaltskunden (zwischen 2500 bis 5000 kWh<sub>el</sub>) bei 29,51 ct/kWh (inkl. aller Steuern und Abgaben, Quelle EID Stand Oktober 2015 für erstes Halbjahr 2015, allerdings können Großabnehmer unter bestimmten Bedingungen die Steuern und Abgaben reduzieren).

<sup>5</sup> Beispielanlagen: organische Reststoffe: (Teigabfälle, Fette, überlagerte Lebensmittel): 10 bis 13 ct/kWh<sub>el</sub>, Anlagen, welche Biotonne als Einsatzsubstrat nützen: 14 bis 16 ct/kWh<sub>el</sub>, Güllekleinanlagen 75 kW<sub>el</sub>: 24 ct/kWh<sub>el</sub>, Anlagen, welche Energiepflanzen nützen: 19 bis 23 ct/kWh<sub>el</sub> (bei bis zu 500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung, größere Anlagen können etwas darunter liegen).



Kostensenkungspotential. Der Vergleich der Stromerzeugungskosten unter den EE (z.B. zu Strom mittels Photovoltaik 5 kW<sub>el</sub> Dachanlage: 16,5 ct/kWh<sub>el</sub> [10], Freiflächenanlagen 8,0 ct/kWh<sub>el</sub>, [11], Windenergie (onshore / offshore) 4,5 ct/kWh<sub>el</sub> bis 19,4 ct/kWh<sub>el</sub> [12]) erfolgt dabei allerdings bezogen auf die reine elektrische Arbeit (kWh<sub>el</sub>). Dieser Vergleich ist im Grunde nicht korrekt, da die Strommengen unterschiedliche Eigenschaften aufweisen<sup>1</sup>, die so unberücksichtigt bleiben. Die Biogasstrommengen sind steuerbar und können dann mit hoher Verlässlichkeit geliefert werden, wenn die größte Nachfrage an Strom besteht. PV-Strom hingegen wird genau dann günstig geliefert, wenn die Sonne scheint – unabhängig vom Strombedarf. Darüber hinaus können Biogasanlagen gezielt Systemdienstleistungen (SDL) zur Stützung einer sicheren Stromübertragung und Verteilung bereitstellen und dadurch Aufgaben übernehmen, welche aktuell die konventionellen Kraftwerke wahrnehmen. Es fällt deshalb schwer, die erneuerbaren Strommengen aus Biogas im Konzert der technischen Möglichkeiten zur Residuallastversorgung und Stützung der Stromübertragung und Verteilung abschließend ökonomisch zu bewerten, inwieweit diese tatsächlich teurer für das Energieversorgungssystem sind.

**Bestandsschutz:** Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und auch bei Biogas im Speziellen basiert auf einer hohen Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen. Die Kontinuität im Förderwillen der letzten Jahre, in der großen Linie unabhängig von politischen Konstellationen, führte zu geringen Risikoaufschlägen bei der Finanzierung der Projekte und einer hohen Investitionsfreudigkeit unterschiedlichster Akteure. Dies war wiederum die Basis für einen kontinuierlichen, stetig wachsenden und aus Sicht auf die Finanzierungskosten effizienten EE-Zubau. Die generelle Risikobereitschaft von Investoren wurde und wird so eher in neue Verfahren, technische Lösungen oder Betriebskonzepte gelenkt, was relevante Innovationen in den letzten Jahren vorangetrieben hat<sup>2</sup>. Umso mehr diese Einschätzung aus Sicht der Investitionen erhalten bleibt, umso weniger muss die Förderung der Erneuerbaren Energien Kosten für Risikoaufschläge berücksichtigen, um den angestrebten EE-Ausbau zu realisieren. Wird der Markt für erneuerbare Stromerzeugung verunsichert, d.h. gibt es aus Marktsicht berechtigte Gründe für die Annahme, dass die Förderkontinuität und Verlässlichkeit der Förderzusagen abnimmt, so werden die Finanzierungskosten aufgrund zusätzlicher Risikoaufschläge und somit die Förderkosten für den EE-Ausbau steigen.

**Nachhaltige Bioenergienutzung sowie Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz und hohen Preisen:** Die Stromproduktion aus Energiepflanzen ist besonders in Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz in die Diskussion gekommen. Der Anspruch relevanter Teile der Bevölkerung auf eine nachhaltige Landwirtschaft mit entsprechender Biodiversität und Fruchtfolge spielt bei der Bewertung von Strom aus Biogas eine große Rolle. Ebenso wird diese mit Blick auf die Pachtpreisentwicklung und die Gärproduktausbringung (Nitratfracht) in manchen Regionen kritisch auf die Biogasbranche zurückgeführt. Zudem wird die regionale Nachfrage der Biogasanlagen nach Energiepflanzen für die steigenden Pachtpreise von Ackerland verantwortlich gemacht. Steigende Pachtpreise führen wiederum zu steigenden Kosten für den Ackerfruchtanbau, woraufhin sich der Kostendruck bei der Milchproduktion und der Viehhaltung sowie ebenso bei der Biogasstromproduktion erhöht.

---

<sup>1</sup> Strom aus Biogas kann gezielt und steuerbar eingesetzt werden und somit zur gesicherten Leistung beitragen, PV-Strom weist nur einen sehr geringen Beitrag zur gesicherten Leistung (<0,5 %) auf.

<sup>2</sup> Relevante elektrische Wirkungsgradsteigerung im BHKW-Bereich, neue Rührwerkstechnik, neue Vorbehandlungstechnologien der eingesetzten Substrate, Mischfruchtanbauversuche, flexible Betriebskonzepte, Spurenelemente zur Effizienzsteigerung.

Gleichzeitig gibt es Anbauregionen in Deutschland mit hohen Getreideanteilen, in denen Mais als Energiepflanze die Fruchtfolge auflockert und das Endsubstrat der Biogasanlage eine der wenigen Alternativen zur mineralischen Düngung darstellt<sup>1</sup>. Die stabilisierende Wirkung des Betriebszweiges Biogas auf die betriebswirtschaftliche Lage des landwirtschaftlichen Betriebes, welche immer mehr mit schwankenden Weltmarktpreisen zu kämpfen hat, gilt als wichtiges Argument für Biogas. Gleichzeitig führt die Stromproduktion mittels Biogas aus tierischen Exkrementen zu einer relevanten Absenkung der Treibhausgas-Emissionen der Fleisch-, Käse- und Milchproduktion.

Die (möglichen) positiven Einflüsse auf das Grundwasser sowie das Potential zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien in das Energiesystem bleiben regelmäßig verdeckt bzw. bleiben dadurch in der Diskussion unberücksichtigt. In diesem Umfeld befindet sich nun der Entscheidungsprozess über die Förderung der Biogastechnologie.

---

<sup>1</sup> Dr. Gerd Reinhold TLL, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, 2016

### 3

## Der Flexibilitätsbedarf des Energiesystems mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien

Eine sichere und verlässliche Stromversorgung aller Stromverbraucher in Deutschland gilt als wichtiger Faktor für das Wirtschaftswachstum und den Erfolg von „Made in Germany“. Die Unternehmen können sich auf ihre Kernkompetenzen konzentrieren und mit einer hohen Versorgungssicherheit Strom in ausreichenden Mengen und mit der notwendigen Leistung beispielsweise für ihre Produktionsprozesse beziehen.

Die Stromerzeugung erfolgt durch unterschiedliche Erzeugungskapazitäten und ihre entsprechenden Eigenschaften. Diese Kraftwerke stellen mit sehr hoher Gesamtverfügbarkeit die benötigte Leistung bereit. Darüber hinaus müssen diese Kraftwerke die Stromübertragung stützen, um den Strom von der Erzeugung hin zum Verbrauch mittels der elektrischen Netze effizient und sicher transportieren zu können.

Durch den wachsenden Anteil an fluktuierenden Einheiten (Wind und Sonne) als Teil des Erzeugungsparks wachsen die Anforderungen an den verbleibenden Kraftwerkspark. Dieser Teil des Erzeugungsparks muss somit die residualen<sup>1</sup> Strommengen bereitstellen und gleichzeitig eine sichere Stromübertragung gewährleisten. Selbst wenn zukünftig die technischen Möglichkeiten<sup>2</sup> des Lastmanagements und der Stromspeicher genutzt und die beschriebene Residuallast in ihrer Höhe verändert werden, bleiben die beschriebenen Aufgaben für die steuerbare Stromproduktion bestehen. Die Erzeugungskapazitäten können dann die Residuallast mit etwas weniger Flexibilität decken als ohne Lastmanagement<sup>3</sup> und elektrische Speicher. Dennoch muss die gezielte Stromproduktion zu Zeiten mit hohem residualem Bedarf erfolgen und die Stromübertragung stützen. Die Abbildung 3-1 zeigt das Ergebnis einer Simulation, welche mittels des Fundamentalmodells SCOPE<sup>4</sup> und dessen komplexer Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung des EE-Ausbaus bis 2030, erarbeitet wurde. Die Abbildung 3-1 beschreibt die Herleitung der Residuallast aus der Differenz der Stromnachfrage und der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung, welche sich für das Jahr 2030 bei ca. 60 % EE-Anteil beispielhaft über zwei Wochen im März einstellt. Diese Residuallast muss mittels des restlichen Kraftwerksparks versorgt werden (Fläche zwischen der Stromnachfrage – graue Linie und den farbigen Flächen, welche für die Strommengen aus PV, Wind-Offshore/Onshore, Wasserkraft stehen).

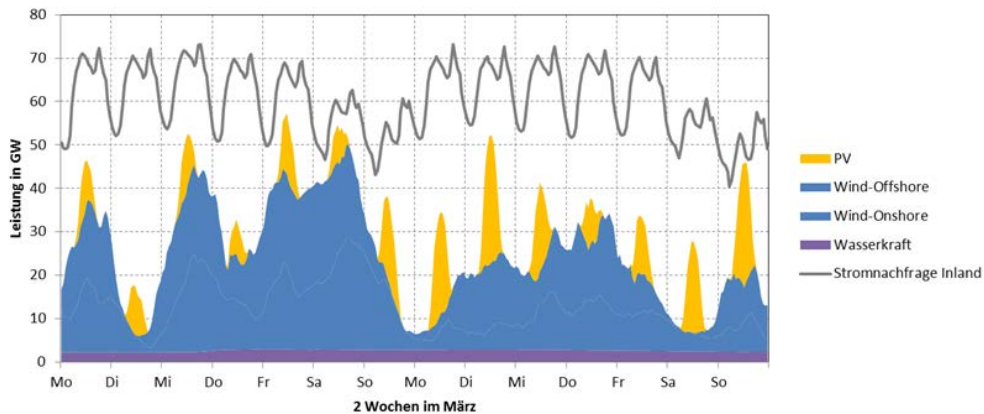
---

<sup>1</sup> Die Residuallast beschreibt den verbleibenden Strombedarf, der nach der Lastbereitstellung durch fEE ungedeckt ist.

<sup>2</sup> Beispiele: Lastmanagement – die Beeinflussung des Strombedarfs in Abhängigkeit des Stromangebots, Stromspeicher – die Nutzung von überschüssigen Strommengen in Zeiten mit hohem Strombedarf.

<sup>3</sup> Demand Side Management, gezielte Steuerung des Stromverbrauchs in Abhängigkeit des Stromangebots

<sup>4</sup> SCOPE: SEKTORENÜBERGREIFENDE EINSATZ- UND AUSBAUOPTIMIERUNG FÜR ANALYSEN DES ZUKÜNFTIGEN ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEMS STROM (Fraunhofer IWES)



Der Flexibilitätsbedarf des  
Energiesystems mit hohen  
Anteilen an Erneuerbaren Energien

Abbildung 3-1 Stromnachfrage (Inland) abzüglich der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasserkraft ergibt die residuale Last, zwei Wochen im März 2030 bei ca. 60 % EE (auf Basis simulierter EE-Einspeisezeitreihen des Fraunhofer IWES)

Das Erzeugungsportfolio, welches die Flexibilität zur bedarfsgerechten Deckung der Residuallast gewährleisten muss, setzt sich aus unterschiedlichen Kraftwerken mit ihren spezifischen Eigenschaften zusammen. Jede dieser Erzeugungskapazitäten beeinflusst mit ihren Eigenschaften das Betriebsverhalten der verbleibenden Anlagen im Portfolio. Ist eine Erzeugungskapazität im Energiesystem verhältnismäßig unflexibel, so müssen die restlichen Anlagen entsprechend flexibler agieren, um dies auszugleichen. Darüber hinaus können entsprechende Energiespeicher, wie Pumpspeicherkraftwerke oder auch Batteriespeicher dazu beitragen, diese Unflexibilität auszugleichen. Auch der Austausch mit den Nachbarländern spielt dabei eine wichtige Rolle.

Welche Erzeugungskapazität zur Deckung der Residuallast wie lange betrieben wird, wird über die Strommärkte ermittelt. Der sich einstellende Marktpreis für den Strom ist ein Gleichgewichtspreis zwischen Angebot und Nachfrage. Die Angebotskurve der Stromerzeugung ist bestimmt von den Brennstoffkosten und evtl. den Kosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte und bestimmt<sup>1</sup> somit die Einsatzreihenfolge der Einzelanlage z.B. viertelstündlich.

Darüber hinaus sind die Erzeugungskapazitäten und ihre Einsatzreihenfolge durch mögliche vertragliche Verpflichtungen, z.B. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, beeinflusst. D.h. manche Erzeugungsleistung nehmen negative Deckungsbeiträge am Strommarkt in Kauf, um anderen vertraglichen Verpflichtungen nachkommen zu können. Die Erlöse dieser „Verpflichtungen“ müssen diese Kosten überkompensieren.

Der Strommarkt übernimmt somit grundsätzlich die entsprechende Optimierung, um den geringsten Marktpreis für Strom zwischen Angebot und Nachfrage zu ermitteln. Die Einsatzreihenfolge der Erzeugungsleistung berücksichtigt entsprechend die Kosten für die Laständerung, Start- und Stopp-Vorgängen, usw. Diese Reihenfolge wird, wie beschrieben, wiederum durch andere Märkte (z.B. den Regelleistungsmarkt, Wärmelieferverpflichtung) oder auch durch SDL-Verpflichtungen (z.B. Redispatch<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> Grenzkosten

<sup>2</sup> Redispatch nennt man Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken durch den Netzbetreiber, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen (BNetzA-Definition).

Blindleistungsbereitstellung, EinsMan<sup>1</sup>, Momentanreserve<sup>2</sup>, usw.) negativ<sup>3</sup> beeinflusst. Darüber hinaus stehen bestimmte gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen (Netzentgelte, Eigenstromnutzung, Wärmeversorgung durch KWK-Wärme, usw.) einer optimal auf die Residuallast abgestimmten Betriebsweise entgegen<sup>4</sup>. Im Ergebnis werden aufgrund dessen manche Erzeugungskapazitäten zumindest z.T. unabhängig vom Strombedarf betrieben und stellen dann sogenannte MustRun<sup>5</sup>-Kapazitäten dar<sup>6</sup>.

Der Flexibilitätsbedarf des  
Energiesystems mit hohen  
Anteilen an Erneuerbaren Energien

Wird die Stromproduktion des BiogasParks in Zukunft stark flexibel ausgeführt, beeinflusst dies die Stromproduktion aus den konventionellen Kraftwerken. Stellt der BiogasPark somit dem Energiesystem verlässlich Flexibilität zur Verfügung, deckt er einen Teil des residualen Strombedarfs, welchen der konventionelle Kraftwerkspark nicht mehr übernehmen muss. Der BiogasPark ist darüber hinaus technisch in der Lage, auch die Stromübertragung zu stützen und dafür die notwendigen Systemdienstleistungen (z.B. die Blindleistungsversorgung) bereitzustellen. Dadurch übernimmt der BiogasPark Aufgaben zur Netzstützung und reduziert somit die MustRun-Kapazität des konventionellen Kraftwerksparks. Die Flexibilität des BiogasParks reduziert so die Anforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerkportfolios. Der BiogasPark steht somit in Wechselwirkung mit den Strommengen der konventionellen Kraftwerke (wie durch die Abbildung 3-2 schematisch dargestellt).

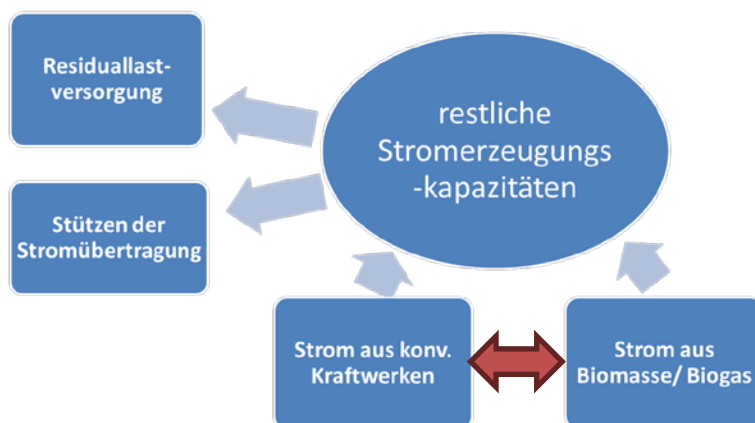


Abbildung 3-2 Flexible Stromproduktion (Residuallast und SDL) aus Biogas steht in Wechselwirkung mit dem konventionellen Kraftwerkspark bei der Residuallastversorgung und dem Stützen der Stromübertragung.

<sup>1</sup> Einspeisemanagement: „Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen. Gemäß EEG § 14 (BNetzA-Definition) sind Netzbetreiber dazu berechtigt an ihr Netz angeschlossene Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln.“

<sup>2</sup> Momentanreserve ist die Fähigkeit des Stromsystems, Leistungsschwankungen durch Trägheit (z.B. durch Schwungmasse) zu kompensieren bzw. abzufedern.

<sup>3</sup> Negativ beeinflusst bedeutet, dass im Vergleich mit der kostenoptimalen Betrachtung ein suboptimales Ergebnis zustande kommt.

<sup>4</sup> Darüber hinaus wird die Einsatzreihenfolge der elektrischen Kapazitäten von gesetzlichen Regelungen beeinflusst.

<sup>5</sup> Must Run-Kapazitäten (MRU) sind elektrische Anlagenleistungen welche in dem Moment nicht auf den Strombedarf reagieren. Dafür können technische, organisatorische oder auch ökonomische Gründe verantwortlich sein.

<sup>6</sup> Grund für den Effekt der MRU-Kapazitäten sind auch die aktuellen und langfristigen Ausschreibungsbedingungen am Regelleistungsmarkt. Der Ergebnisbericht zum Energiemarkt der Energiewende greift diesen Sachverhalt entsprechend auf.

### 3.1 Residuallastversorgung durch flexiblen BiogasPark

Der Flexibilitätsbedarf des  
Energiesystems mit hohen  
Anteilen an Erneuerbaren Energien

Zur hohen Versorgungssicherheit gehören die Absicherung<sup>1</sup> der maximal benötigten elektrischen Leistung aller gleichzeitig betriebenen Verbraucher (Jahreshöchstlast<sup>2</sup>) und der maximal benötigte positive Regelleistungsbedarf<sup>3</sup>. Diese gesamte Erzeugungsleistung und die entsprechenden Einzelkraftwerke werden dafür jederzeit betriebsbereit vorgehalten.

Die EE-Erzeugungsanlagen, insbesondere die fEE, können nur eine geringe gesicherte Leistung (bezogen auf die installierte Leistung<sup>4</sup> knapp 6 % inkl. Wind, PV, Geothermie und Wasserkraft, wobei Wind und PV ca. 3 % [13] ausmacht) beitragen. Deshalb sinkt der Bedarf an gesicherter Leistung durch den Zubau von fluktuierenden Erzeugungskapazitäten<sup>5</sup> nur in geringen Umfang. Die Kapazität des BiogasParks kann im Gegensatz dazu mit ca. 88 % [14] der installierten Leistung als gesichert angesehen werden. Eine Steigerung der Flexibilität des BiogasParks bei gleichbleibender Stromproduktion führt durch die Steigerung der installierten Leistung. Dadurch ergibt sich eine weitere Erhöhung der gesicherten Leistung durch den BiogasPark. Wird eine stärkere erneuerbare Absicherung des elektrischen Leistungsbedarfs gewünscht, so ist eine Flexibilisierung des BiogasParks im Vergleich zu einer Grundlaststromproduktion in Zukunft anzustreben. Die installierte Leistung des flexibel ausgeführten BiogasParks kann dann gezielt nach dem Bedarf ausgerichtet werden und bietet dem Energiesystem entsprechende Flexibilität um die fEE zu integrieren. Die benötigte konventionelle Erzeugungsleistung zur Absicherung der Jahreshöchstlast und zur Integration der fEE reduziert sich durch den flexiblen BiogasPark entsprechend.

Der Einfluss eines flexiblen Verhaltens des BiogasParks im Vergleich zur Grundlaststromproduktion auf das Energiesystem kann mit nachfolgenden aufgeführten Punkten zusammengefasst werden:

- Geplante Stilllegung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten müssen nicht wieder konventionell kompensiert werden. Dadurch können die damit verbundenen langen Refinanzierungslaufzeiten konventioneller Kraftwerke (i.d.R. zwischen 45 bis 50 Jahre) [13] vermieden werden.
- Der flexible BiogasPark stellt höhere Kapazitäten bereit um „Dunkelflauten“<sup>6</sup> zu überbrücken. Konventionelle Kapazitäten, welche zur Absicherung des Kapazitätsbedarfs während dieser Phasen benötigt werden, reduzieren sich dadurch entsprechend.
- Der Bedarf an Neubau flexibler Kraftwerkskapazitäten (Gaskraftwerke / Gasturbinen) reduziert sich.

<sup>1</sup> Laut Leitstudie 2010 gesicherte Leistung: 77,6 GW<sub>el</sub> (2020) (inkl. Lastmanagement sowie Holz- und Müllkraftwerken) [13]

<sup>2</sup> Laut Leitstudie 2010: Jahreshöchstlast: 71,1 GW<sub>el</sub> 2030) [13]

<sup>3</sup> Laut Leitstudie 2010: 7,1 GW<sub>el</sub> (2020) [13]

<sup>4</sup> Aufgrund der Abhängigkeit vom Dargebot der Sonne und des Windes und der gleichzeitig hohen installierten Leistung.

<sup>5</sup> Ein relevanter Leistungszubau im Bereich Wasserkraft und Geothermie (welche grundsätzlich einen Beitrag zur erneuerbaren Absicherung der benötigten gesicherten Leistung liefern könnten), wird in den nächsten Jahren nicht erwartet.

<sup>6</sup> Als Dunkelflaute werden Phasen bezeichnet, während denen keine Sonne scheint und kein Wind weht und somit mittels PV- und Windkraftanlagen kein Strom produziert werden kann.

- Die Notwendigkeit Retrofitmaßnahmen<sup>1</sup> bei konventionellen Kraftwerken durchzuführen verringert sich, da die konventionellen Erzeugungsleistungen weniger flexibel sein müssen.
- Die Merit-Order<sup>2</sup> des Kraftwerkseinsatzes, also die Kraftwerksreihenfolge, verändert sich positiv<sup>3</sup>, denn die Steigerung der gesicherten Leistung führt zu einer Reduzierung des Betriebes von tendenziell teurerer Kraftwerkskapazität.
- Der KWK-Strom-Anteil an der gesamten Stromproduktion erhöht sich etwas<sup>4,5</sup>.
- Der Bedarf Strom zu speichern, um ihn zeitlich versetzt dem Energiesystem wieder zuzuführen, sinkt.
- Die anfallenden EE-Überschüsse verringern sich.
- Die EE-Strommengen werden zusätzlich direkt nutzbar (müssen nicht gespeichert werden, gehen nicht als Überschüsse oder Verluste verloren)
- Der Brennstoffbedarf der konventionellen Kraftwerke ändert sich, der Bedarf an Erdgas als Brennstoff steigt leicht an<sup>6,7</sup>.
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung verringern sich etwas<sup>8</sup>.

Der BiogasPark ist die einzige bis zum Jahr 2030 verfügbare flexible erneuerbare Stromerzeugungskapazität.

### 3.2 Beitrag zur Systembilanz und zum Absichern der Stromübertragung durch den flexiblen BiogasPark

Ein relevanter Teil der elektrischen Kapazitäten des Energieversorgungssystems übernimmt neben der Residuallastversorgung noch Aufgaben zur Sicherstellung der Systembilanz und zur Stützung der Stromübertragung (Netzführung).

Diese Kapazitäten stellen z.B. positive und negative **Regelleistung** bereit, um die **Netzfrequenz** auf einem stabilen Niveau von 50 Hz zu halten und somit Abweichungen bei Verbrauch und Erzeugung auszugleichen. Ab einem Defizit von +/- 10 mHz wird Regelleistung in ihren unterschiedlichen Formen aktiviert, um der Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch entgegenzuwirken [15]<sup>9</sup>. Dies wird mit dem gezielten Zu- oder Abschalten der elektrischen Kapazitäten<sup>10</sup> erreicht. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Aufgabe, in der ihm zugewiesenen Regelzone das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen.

Darüber hinaus muss die Spannung innerhalb bestimmter Toleranzbänder gehalten werden, um eine bestimmte **Spannungsqualität** zu gewährleisten. Die gezielte **Blindleistungsbereitstellung** zur Systemsicherheit kann entsprechend

---

<sup>1</sup> Technische Maßnahmen/Umbauten, welche das Kraftwerk modernisieren und entsprechend für einen zukunftsfähigen Betrieb befähigen.

<sup>2</sup> Grenzkostenbasierte Kraftwerksreihenfolge

<sup>3</sup> Bei der Annahme eines vollständigen Marktes, ohne Marktmacht und Marktverzerrung.

<sup>4</sup> Bei Unterstellung der KWK-Förderung.

<sup>5</sup> Grund: Anlagen mit KWK-Nutzung (BHKW, Gegendruck-, Entnahmekondensationsanlagen) können besser in das Versorgungssystem integriert werden. KWK-Anlagen sind oft erdgasbetrieben.

<sup>6</sup> Bei Unterstellung der KWK-Förderung.

<sup>7</sup> Siehe Fußnote 6

<sup>8</sup> Geringere Überschüsse, weniger Verluste durch Stromspeicherung, höherer KWK-Anteil, mehr Erdgas als Brennstoff.

<sup>9</sup> Siehe auch [www.netzfrequenzmessung.de](http://www.netzfrequenzmessung.de)

<sup>10</sup> Die Kapazität kann eine Erzeugungskapazität ebenso wie eine Last darstellen.

Spannungsschwankungen ausgleichen. Der Blindleistungsbedarf muss für den Aufbau von elektrischen und magnetischen Feldern zur Verfügung stehen. Die entsprechenden technischen Einheiten (Erdkabel, Trafo, elektrische Motoren) müssen in Abhängigkeit ihres Bedarfs gezielt versorgt werden. Durch die gezielte regionale Blindleistungsbereitstellung wird auch die Transportkapazität der entsprechenden Netze erhöht. Diese Systemdienstleistung muss möglichst am Ort des Bedarfs bereitgestellt werden, um die Wirkung effizient zu entfalten. Die Spannungshaltung und die, z.T. auch dafür notwendige, Blindleistungsversorgung, wird auf der Nieder- und Mittelspannungsebene durch den Verteilnetzbetreiber<sup>1</sup> organisiert.

---

Der Flexibilitätsbedarf des  
Energiesystems mit hohen  
Anteilen an Erneuerbaren Energien

---

Die **Kurzschlussleistung** muss, um einen **Netzfehler** beherrschen zu können, in ausreichender Geschwindigkeit und in bestimmter Höhe bereit stehen. Durch die Anforderungen an die Kurzschlussleistung durch den Netzbetreiber wird die Funktionsfähigkeit der Sicherheitskette im Fehlerfall – insbesondere zum Schutz der Betriebsmittel – sichergestellt.

Ist ein nicht beherrschbarer Fehler aufgetreten und kam es dadurch zu **Schwarzsaltungen von Teilnetzen**, dann muss der Netzbetreiber in der Lage sein, die Stromversorgung wieder aufzubauen. Aufgrund dessen wiederum muss ein Teil der Erzeugungsanlagen die Fähigkeit besitzen, ohne Netz von außen die Stromerzeugung zu starten<sup>2</sup> bzw. im Inselnetze weiter aufrecht zu halten. Insbesondere da immer mehr konventionelle Kraftwerke diese Aufgaben in Zukunft nicht mehr übernehmen können, gilt es das Energieversorgungssystem darauf vorzubereiten und entsprechende Vorkehrungen zu treffen.

Alle diese Systemdienstleistungen zur Sicherung der Versorgungssicherheit können durch die Einzelanlagen des BiogasParks bereitgestellt werden, da die Anlagen das entsprechende technische Potential aufweisen.

Nachfolgend werden die wichtigsten Einflüsse auf das Energieversorgungssystem einer aktiven Bereitstellung von SDL durch den BiogasPark, unterteilt in direkte und indirekte, aufgezeigt:

#### **Direkter Einfluss von SDL-Bereitstellung durch den BiogasPark**

- Systembilanz: Stabilisieren der **Netzfrequenz** in Form von **Regelleistung**
- Netzführung: **Stabilisieren der Spannung** in Form von Bereitstellen von **Blindleistung**
- Netzführung: Erhöhung der **Auslastung** und **Übertragungseffizienz** der Stromnetze und Betriebsmittel durch die gezielte Bereitstellung von **Blindleistung** zur Spannungsregulierung
- Netzführung: Stützung des Netzes im **Fehlerfall**
  - Bereitstellen von **Kurzschlussleistung**
  - **Schwarzstartfähigkeit**
  - **Inselnetz-Versorgung**

---

<sup>1</sup> In Stromverteilgebieten mit sehr hohem Strombedarf (z.B. Städte) betreiben Verteilnetzbetreiber ebenso auch höhere Netzebenen (z.B. Hochspannungsnetze)

<sup>2</sup> Schwarzstartfähigkeit, Arealnetzversorgung



### Indirekter Einfluss von SDL-Bereitstellung durch den BiogasPark

- Bedarf an konventionellen Kraftwerken zur SDL-Bereitstellung sinkt
- Konventionelle Must-Run-Kraftwerksleistung wird reduziert<sup>1</sup> [16][15]
- Kraftwerksreihenfolge der konventionellen Erzeuger kann sich so stärker an der kostenoptimalen Reihenfolge zur Residuallastversorgung orientieren<sup>2</sup>

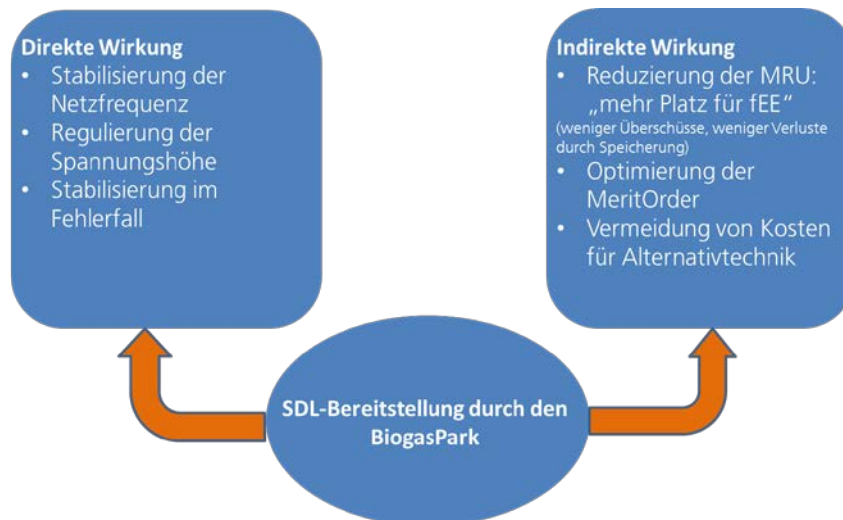


Abbildung 3-3 Direkte und indirekte Wirkung der Bereitstellung von SDL durch den BiogasPark

Aktuell müssen die Stromnetzbetreiber, auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu halten, in den Netzbetrieb aktiv durch Einspeisemanagementmaßnahmen eingreifen. Dabei entstanden knapp 400 Mio. € Kosten im 1. und 2. Quartal 2015 [17], welche über die Stromnetzentgelte kompensiert wurden. Die wachsende Anzahl der notwendigen Eingriffe ist durch den verzögerten Ausbau der Stromnetze zu begründen, welcher nicht mit dem Zubau, insbesondere von fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, mithalten kann.

---

<sup>1</sup> Mindestlast z.B. eines 600 MW<sub>el</sub> Braunkohlekraftwerks liegt bei 440 MW<sub>el</sub> (Anlagen ohne Retrofit), Quelle RWE Power, 2013 Schulze, Hoffman.

<sup>2</sup> Durch die geringere SDL-Bereitstellung durch den konv. Kraftwerkspark sinkt der negative SDL Einfluss auf die Kraftwerksreihenfolge.

## 4

# Die Flexibilisierung des Stroms aus Biogas verursacht keine Zusatzkosten im Vergleich zur Grundlastherzeugung

---

Die Flexibilisierung des Stroms aus Biogas verursacht keine Zusatzkosten im Vergleich zur Grundlastherzeugung

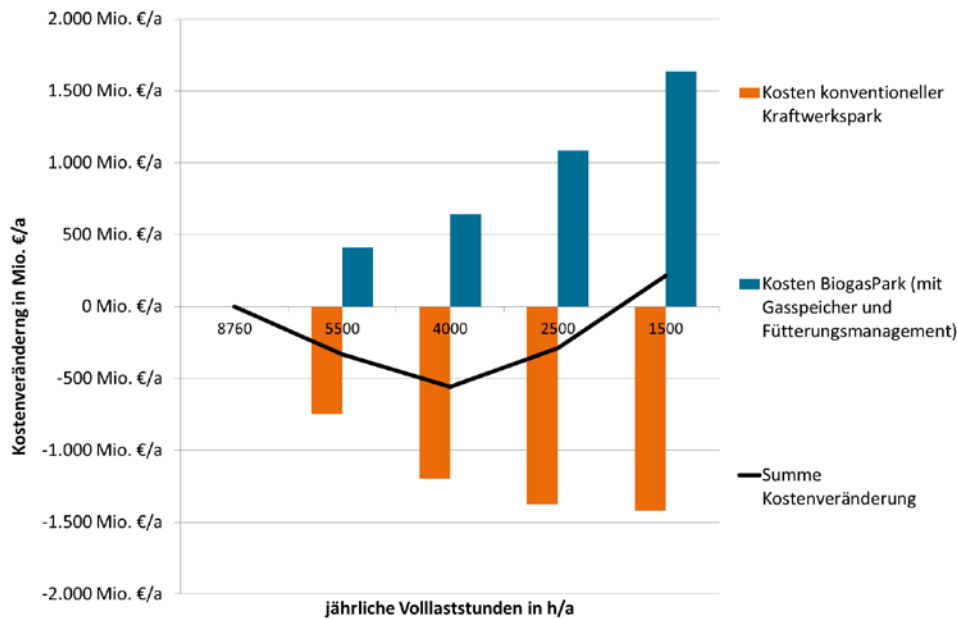
---

Das Fraunhofer IWES ist in den letzten Jahren der Fragestellung nachgegangen, wie sich eine Flexibilisierung eines in Grundlast betriebenen BiogasParks auf die Residuallastversorgung und auf die Gesamtkosten auswirkt. Die Untersuchungen zeigen im Ergebnis, dass eine flexible Stromproduktion aus Gesamtkostensicht gegenüber der Grundlaststromproduktion geeignet ist, einen positiven Beitrag zur Integration der fEE in das Energiesystem zu leisten. Die in Zukunft (2030) dafür anzustrebende Flexibilität des gesamten BiogasParks stellt sich aus drei wesentlichen Komponenten zusammen. Zum einen müssen die Stromerzeugungskapazitäten sehr geringe Reaktionszeiten realisieren können. Hier kommt den BHKW-Herstellern eine besondere Rolle zu, die BHKW-Anlagen so zu konzipieren und technisch auszustatten, dass ohne relevante Zusatzkosten verlässlich ca. 1.000 Start- und Stopp-Vorgänge im Jahr aufgrund der Residuallast realisiert werden können. Darüber hinaus kommen noch weitere Start- und Stopp-Vorgänge aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung hinzu. Ebenso müssen die Biogasanlagenbauer und -planer die Gesamtanlage auf die neuen Anforderungen anpassen und entsprechend Biogasproduktions- und Biogasspeichermanagement, Kommunikationstechnik und Visualisierung, Automatisierung und Zustandsüberwachung weiterentwickeln. Nur so kann mittels des flexiblen Betriebs weiter eine hohe Verfügbarkeit der Gesamtanlagen sichergestellt werden. Die jährliche Auslastung der installierten Leistung des BiogasParks sollte in Zukunft bei ca. 4.000 h liegen, so ein weiteres Ergebnis der Untersuchungen. Die Bedarfsberücksichtigung als zusätzlicher Aspekt der Flexibilität sollte neben den täglichen auch die wöchentlichen Strombedarfsschwankungen einbeziehen. Perspektivisch gilt es neben einem intelligenten Biogasspeicher- auch ein Fütterungsmanagement zu etablieren, um die Kosten für die Gasspeicherung an der Anlage zu begrenzen. Dadurch können Fahrpläne für die Stromproduktion erstellt werden, die Bedarfsschwankungen im Wochenverlauf berücksichtigen. Dies wird in den nächsten Jahren mit steigenden fEE immer wichtiger, da die residuale Stromnachfrage, z.B. am Wochenende, regelmäßig signifikant niedriger liegt als wochentags, aber der Wind und die Sonne auch in Zukunft am Wochenende „arbeiten“.

Forschungsergebnisse zeigen, dass, eine hohe Reaktionsfähigkeit der BHKW-Anlagen vorausgesetzt, für eine Bedarfsberücksichtigung Tag und Woche<sup>1</sup> eine Auslegung auf 4.000 Volllaststunden aus Gesamtkostensicht sinnvoll ist. Die Gesamtkosten für das Energieversorgungssystem sinken bei dieser Flexibilität des BiogasParks am stärksten. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Einsparungen auf der konventionellen Erzeugerseite höher liegen als die Zusatzkosten für die Flexibilisierung des BiogasParks. Die Flexibilisierung des BiogasParks nach den genannten Kennwerten führt somit innerhalb des Jahres 2030 zu ca. 500 Mio. € Gesamtkosteneinsparung. Wird der BiogasPark allerdings weiter flexibilisiert, das zeigen die Untersuchungen ebenso, können die Einsparungen die Kosten nicht kompensieren. Die Flexibilisierung würde dann zu Zusatzkosten führen.

---

<sup>1</sup> Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche: Die Stromerzeugungskapazität ist in der Lagen gleichzeitig Bedarfsschwankungen über den Tagesverlauf und darüber hinaus über den Wochenverlauf zu berücksichtigen.



Die Flexibilisierung des Stroms aus Biogas verursacht keine Zusatzkosten im Vergleich zur Grundlasterzeugung

Abbildung 4-1 Gesamtkostenveränderung in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks

Die ermittelten Einsparungen sind von vielen Annahmen abhängig, darüber hinaus berücksichtigen die Berechnungen für das Jahr 2030 kein Lastmanagement (DSM), ebenso wurde angenommen, dass Batteriespeicher keine große Rolle spielen. Lastmanagement und auch die Batteriespeicher würden tendenziell eher kurzfristige Schwankungen ausgleichen. Batteriespeicher agieren insbesondere auf dem Regelleistungsmarkt. Aufgrund dessen kann auch bei stärkerer Umsetzung von DSM und Batteriespeichern bis zum Jahr 2030 als in der Simulation angenommen von einer Gesamtkosteneinsparung ausgegangen werden.

Die Einzelanlagen des BiogasParks müssen mittels Investitionen in zusätzliche Anlagentechnik<sup>1</sup> für die flexible Betriebsweise ausgestattet werden. Hierbei entstehen Zusatzkosten, die üblicherweise über das Förderregime des EEG transparent auf einen großen Teil der Stromkunden<sup>2</sup> umverteilt werden. Die Einsparungen, welche sich auf der konventionellen Kraftwerksseite gleichzeitig ergeben, werden etwas weniger sichtbar für den Stromkunden in niedrigeren Börsenstrompreisen und geringeren Kosten für Reservekraftwerkskapazitäten spürbar.

Der flexibilisierte BiogasPark weist darüber hinaus noch zusätzliche Fähigkeiten auf Systemdienstleistungen zur Netzfürung und für die Systembilanz bereitzustellen. Die Auswirkungen auf die Kosteneinsparungen werden im Forschungsvorhaben Symbiose<sup>3</sup> untersucht. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass der Transport der flexiblen Strommengen des BiogasParks zu keinem relevanten zusätzlichen Stromnetzausbau führt<sup>4</sup>. Der geplante Stromnetzausbau ist insbesondere notwendig, um die Integration der

<sup>1</sup> Im Vergleich zu einer Betriebsweise des BiogasParks in Grundlast.

<sup>2</sup> Ausnahmen: exklusive energieintensive Unternehmen, Eigenstromnutzung aus PV usw.

<sup>3</sup> Forschungsvorhaben Symbiose, Fraunhofer IWES, IZES Saarbrücken, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

<sup>4</sup> Mit Ausnahme des Netzanschlusses am einzelnen Anlagenstandorten, welcher aufgrund der Flexibilisierung entsprechend erweitert werden muss.

fEE zu gewährleisten. Das Stromnetz ist dann mit ausreichender Übertragungskapazität für den Transport von Strommengen aus Biogas ausgestattet, wenn diese flexibel produziert werden. Die flexiblen Biogas-Strommengen werden i.d.R. nur dann produziert, wenn geringe PV- und Windstrommengen im Stromnetz sind, weshalb die Leitungskapazitäten tendenziell für die Biogas-Strommengen dann „frei“ sind. Aufgrund dieses Effektes kann erwartet werden, dass Erzeugungsmanagementmaßnahmen des Netzbetreibers, die Biogasanlagen betreffen, etwas reduziert werden können. Um eine präzise Bewertung des Einflusses der flexiblen Strommengen des BiogasParks auf den Stromnetzausbau, Stromnetzbetrieb und dessen Kosten vorzunehmen, sind allerdings weitere Forschungsarbeiten notwendig. Aufgrund dessen sind in diesem vorliegenden Kompaktgutachten dafür keine Kosteneinsparungen ausgewiesen.

-----  
Die Flexibilisierung des Stroms aus  
Biogas verursacht keine  
Zusatzkosten im Vergleich zur  
Grundlasterzeugung  
-----

## 5 Mögliche Entwicklungspfade des BiogasParks bis zum Jahr 2030 – Ein Blick in die Zukunft

Mögliche Entwicklungspfade des  
BiogasParks bis zum Jahr 2030 –  
Ein Blick in die Zukunft

Seit Inkrafttreten des EEG 2000 hat der Ausbau der EE im Allgemeinen, aber auch der der Biogasanlagen, kontinuierlich zugenommen. Die technische Ausführung dieser Anlagen wurde bis 2012 so umgesetzt, dass die Stromerzeugung über den Tages-, Wochen- und Jahresverlauf kontinuierlich erfolgen kann.

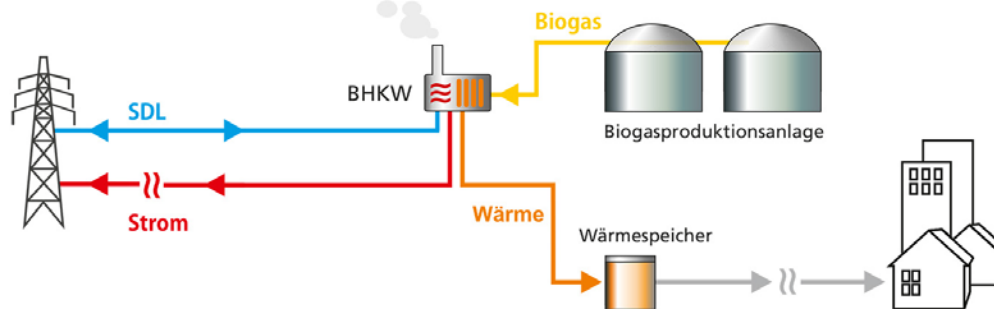


Abbildung 5-1 Unflexible Biogasanlagen (schematische Darstellung)

Biogasanlagen speisten somit aufgrund der bis 2012 geltenden Vergütungsregelungen den produzierten Strom nahezu konstant und unabhängig vom (residualen) Strombedarf ins Stromnetz ein. In dieser Zeit gab es keinen verlässlichen Rechtsrahmen für die Bereitstellung von SDL durch den BiogasPark, weshalb der SDL-Markt keine Relevanz für die Biogasanlagenbetreiber/innen hatte. Der erzeugte Strom wurde gesetzlich geregelt vom Stromnetzbetreiber abgenommen und von diesem an der Strombörse veräußert. Eine betriebswirtschaftliche Alternative zu dieser Betriebsweise gab es im Grunde nicht. Die Grundlastauslegung schien aus damaliger Sicht, mit geringen Anteilen an fluktuierenden Erzeugungsleistungen im Energieerzeugungsportfolio, auch als sehr zielführend.

Biogasanlagen sind allerdings mit Hilfe zusätzlicher Gasspeicher und durch den Zubau elektrischer Erzeugungskapazitäten, wie schon beschrieben, verhältnismäßig einfach in der Lage, auf Strombedarfsschwankungen, zumindest im Tagesverlauf, zu reagieren.

Mit den stark wachsenden Kapazitäten der fEE Wind (aktuelle 41,6 GW<sub>el</sub>, 2015 [18]) und PV (aktuell 39,7 GW<sub>el</sub>, 2015 [19]) der letzten Jahre musste diese Auslegung der Biogasanlagen auf den Grundlastbetrieb überdacht und auf Sinnhaftigkeit überprüft werden.

Eine gleichzeitige Stromproduktion aus fEE und dem BiogasPark – unabhängig von der Stromnachfrage – kann darüber hinaus zu zusätzlichem Netzausbaubedarf, bzw. aufgrund von Netzengpässen zu einer zusätzlichen Abregelung von EE-Anlagen führen<sup>1</sup>. Die Marktpreissignale, als Indikator für Angebot und Nachfrage, sollten auch deshalb bei den EE-Anlagen und somit auch bei Biogasanlagen ankommen.

<sup>1</sup> Der verzögerte Stromnetzausbau führt z.T. heute schon, insbesondere in Norddeutschland, zur Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen. Die gleichzeitige Stromproduktion aus Biogas und fEE in voller Leistung erhöht die benötigte Stromübertragungskapazität. Eine flexible Stromproduktion aus Biogas hingegen kann in manchen Regionen die Notwendigkeit reduzieren, EE-Strommengen bei gleicher Netzkapazität abzuregeln.

Seit der Einführung der Direktvermarktung im Jahr 2012, welche mittels der Marktprämie ermöglicht wird den Strom an der Börse zu vermarkten, steigt die elektrische Leistung dieser Anlagen, kontinuierlich an. Insgesamt werden in Deutschland derzeit (Stand Januar 2016) knapp 4,8 GW<sub>el</sub> Strom aus Biomasse direkt vermarktet, der Großteil, ca. 70 %, sind Biogasanlagenleistungen. Aktuell wird über 75 % der Biogasanlagenleistung direkt vermarktet, mit weiter leicht steigender Tendenz. Gleichzeitig haben sich immer mehr Biogasanlagen dazu entschieden, die Flexibilitätsprämie zu nutzen, um die Anlagen für den flexiblen Betrieb auszustatten. 50 % der Biogasanlagenleistung, verglichen mit der direktvermarkteten Anlagenleistung, haben sich zur Nutzung der Flexibilitätsprämie angemeldet und richten ihre Stromproduktion (in unterschiedlicher Ausprägung) nach dem Strombedarf aus. Die Flexibilisierung der Biogasstromerzeugung schreitet aktuell voran, die Anlagenbetreiber/innen beschäftigen sich zunehmend damit, wenngleich die Flexibilität der Einzelanlage noch gesteigert werden kann und auch sollte.

Der Beitrag der Biogasanlagen am Ausgleich der Systembilanz und somit am sicheren Stromtransport entwickelt sich gleichzeitig weiter. Ca. 30 % der Biogasanlagenleistung, die direkt vermarktet wird, ist für den Regelleistungsmarkt – aktuellen Schätzungen des Fraunhofer IWES zufolge – präqualifiziert. Viele Biogasanlagen stellen seit 2008 Blindleistung zur Spannungshaltung bereit, was den effizienten Transport der Strommengen insbesondere auf Verteilnetzebene stützt und hilft, die Spannungsqualität sicher zu stellen. Die technischen Möglichkeiten von Biogasanlagen zum Netzwiederaufbau im Fehlerfall und die Potentiale, gezielt Kurzschlussleistung bereit zu stellen, werden ausführlich diskutiert, in Forschungsprojekten untersucht und in der Praxis getestet<sup>1</sup> bzw. angewendet<sup>2</sup>.

Die Tabelle 1 zeigt unter der Spalte mit der Überschrift „2015“ die aktuellen Kenndaten des BiogasParks im Jahr 2015. Aus Sicht von Fraunhofer IWES und der Branche kann der BiogasPark in Richtung flexible Stromproduktion weiterentwickelt werden. Das technische Potential des BiogasParks im Jahr 2030 stellt dann eine relevante Flexibilitätsoption für das Energiesystem dar. Die Spalte „Potential der Branche bei Rahmenbedingungen, die den Bestand erhalten<sup>3</sup>“ unter der Überschrift 2030 beschreibt dieses technische Potential mit einigen Kenndaten. Zum einen können die Kenndaten mit den aus dem Jahr 2015 und zum anderen auch dem der Spalte „Beibehaltung der Regelungen 2014“ verglichen werden. Dieser Vergleich zeigt auf, wie sich der BiogasPark mit den aktuell seit dem Jahr 2014 festgelegten Regelungen, aus Sicht der Biogasbranche entwickeln würde.

Die rechte Spalte „Bedarf“ beschreibt den möglichen Gesamtbedarf, differenziert nach einzelnen Kennwerten für das Jahr 2030. So kann der Beitrag des BiogasParks in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung eingeordnet werden.

---

<sup>1</sup> Beispiel: Forschungsprojekt Netz:kraft (NETZWIEDERAUFBAU UNTER BERÜCKSICHTIGUNG ZUKÜNFTIGER KRAFTWERKSSTRUKTUREN), 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, E.ON Hanse AG, EAM GmbH & Co. KG, MITNETZ Strom GmbH, DREWAG NETZ GmbH, Avacon AG, ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH, SMA Solar Technology AG, ÖKOBIT GmbH, PSI AG, Dutrain GmbH, GridLab GmbH, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Universität Kassel, DERlab e.V.

<sup>2</sup> Kurzschlussleistung

<sup>3</sup> Einschätzung von Fachverband Biogas e.V. und Fraunhofer IWES

Tabelle 1: Vergleich zwischen aktuellem Stand des BiogasParks, den Möglichkeiten und der aktuell angestoßenen Entwicklung im Vergleich zu den möglichen Gegebenheiten im Jahr 2030.

Mögliche Entwicklungspfade des BiogasParks bis zum Jahr 2030 – Ein Blick in die Zukunft

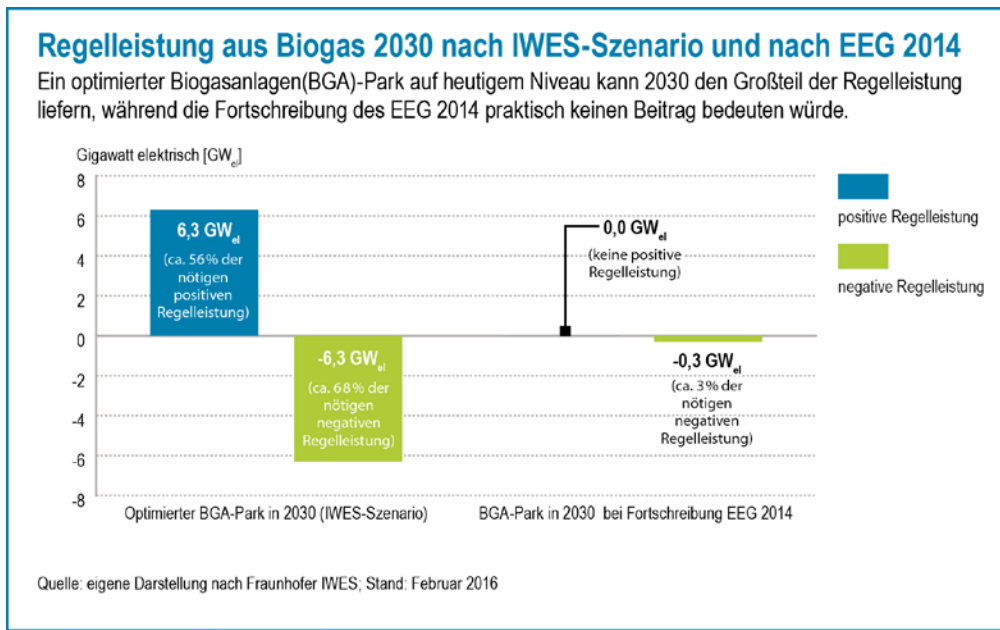
	2015	2030			2030		Quelle
		Potential bei Bestands-erhaltung	Beibehaltung der Regelungen 2014		Bedarf	Einheit	
<b>max. elektrische Leistung (ohne fEE)</b>	4,2	<b>7,9</b>	0,7		63,2**	GWel	IWES S (LS 2011)
elektrische Bemessungsleistung:	3,7	<b>3,5</b>	0,5			GWel	FvB + IWES S
Strommenge:	32,5	<b>30,5*</b>	4,5		551***	TWwhel	IWES S
<b>max. thermische Leistung</b>	4,8	<b>7,7</b>	0,7		177****	GWth	FvB + IWES A***
relative Wärmenutzung:	38%	<b>50%</b>	5%				FvB, DBFZ, IWES
genutzte Wärmemenge:	14,0	<b>14,9</b>	0,2		547*****	TWwh	FvB, DBFZ, IWES
<b>Betriebsweise</b>	verhältnismäßig unflexibel	flexibel	unflexibel		Flexibilität		IWES
<b>Volllaststunden im Jahr</b>	7650	3880	6500			h/a	FvB, IWES S
<b>Regelleistung (Art)</b>	insbesondere neg. RL, z.T. pos. RL	neg. und pos. RL	neg. RL		neg. und pos. RL		IWES A
Präqualifizierte Leistung am RL-Markt:							IWES A, INESS
neg. RL:	1,2	6,3	0,3		-9,3	GWel	IWES A, INESS
pos. RL:	0,3	6,3	0		11,3	GWel	IWES A, INESS
<b>Blindleistung (technisches Potential)</b>	0,9	2,6	0,2		n. B.	Gvar	FvB, IWES A
vom Netzbetreiber genutztes Potential:	n.B.	2,3	0,2		19	Gvar	IWES Ax
<b>Technische Schwarzstartfähigkeit</b>	Nutzung: möglich keine Nutzung ausserhalb zu Forschungszwecken bekannt	möglich Ja, in Abhängigkeit der Stromnetzgebenheiten	nein Nein, Anlagen zu klein, bzw. Einbindungsaufwand zu groß		ja		FvB, IWES A FvB, IWES A
<b>Technische Inselnetzfähigkeit</b>	Nutzung: möglich selten (< 20 % der Anlagen, stark von den betrieblichen Vorortgegebenheiten abhängig)	möglich regelmäßiger, allerdings abhängig vom Bedarf am Standort der Anlage	möglich selten, stark abhängig von den betrieblichen Vorortgegebenheiten		ja		FvB, IWES A
<b>Substrataufteilung der Einsatzstoffe</b>							
organische Reststoffe (massebezogen):	48%	60%	78%				DBFZ 2015, FvB
Energiepflanzen (massebezogen):	52%	40%	22%				DBFZ 2015, FvB
<b>Abkürzungserklärung:</b> LS2011 (Leitstudie 2011), FvB (Fachverband Biogas e.V.), DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum), IWES (Insitut für Windenergie und Energiesystemtechnik, S=Simulation, A=Abschätzung, Ax=Abschätzung auf Basis Kombikraftwerk 2), INEES (dynamische Dimensionierung RL, Maximalwerte), *= Strommengen bei leicht sinkender absoluten EEG Umlage im Vergleich zum Status Quo 2015 für Biogas, ** Bedarf an gesicherter Leistung laut LS2011 für 2030, ***= Bruttostrombedarf 2030 OptikoBi <sup>2</sup> Studie, ****= max. Wärmeleistung Haushalte 2030 Studie Interaktion Strom/Wärme/Verkehr, ***** Wärmemenge Roadmap Speicher Haushalte 2030 inkl. WW							

Die Biogasbranche sieht das Potential bis ins Jahr 2030 den BiogasPark zu modernisieren und entsprechende Retrofitmaßnahmen umzusetzen. Ist dies geschehen, so kann ein Großteil der Anlagen des BiogasParks folgende Rolle im Energiesystem einnehmen:

Mögliche Entwicklungspfade des BiogasParks bis zum Jahr 2030 – Ein Blick in die Zukunft

- Stillstandzeiten von 1 bis über 2 Tagen (Gasspeicher + Fütterungsmanagement) können realisiert werden.
- Relevante Teile des Blindleistungsbedarfs auf Verteilnetzebene können geliefert werden.
- Der weit überwiegende Teil der Anlagen stellt Regelleistung bereit.
- Der flexible BiogasPark stellt keine Must-Run-Kapazität dar und verursacht keinen relevanten zusätzlichen Stromnetzausbau.
- Der BiogasPark mildert die Effekte einer „Dunkelflaute“ für den restlichen Kraftwerkspark ab.
- Die Wärmeversorgung wird weiter ausgebaut und trägt so relevant zur Energiewende im Wärmesektor bei.

Die Biogasanlagen integrieren durch dieses Engagement die fluktuierenden Erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne in das Energiesystem und stellen eine Flexibilitätsoption mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen bereit. Gleichzeitig werden Regelleistung und weitere Systemdienstleistungen für die sichere Stromübertragung bereitgestellt. Ein Wegfall der Erzeugungskapazitäten des BiogasParks, wie in Tabelle 1 aufgezeigt, hätte Auswirkungen auf die Versorgung mit Regelleistung (von ca. 6,3 GW<sub>el</sub> auf ca. 0,3 GW<sub>el</sub>) und SDL (z.B. Blindleistungspotential von 2,6 Gvar auf 0,2 Gvar<sup>1</sup>). Dies müssten dann wieder stärker konventionelle Erzeugungsanlagen übernehmen. Oder es muss in alternative Technik investiert werden, um den Must-Run-Anteil der konventionellen Kraftwerke nicht zu erhöhen. Dieser könnte nämlich dann wiederum die Integration der fEE erschweren (bzw. verteuern).



Grafik 5 – 1: Regelleistung aus Biogas 2030 nach IWES-Szenario und nach EEG 2014

<sup>1</sup> Einheit für Blindleistung: Gvar: Giga- voltampère réactif



Davon abgesehen sieht sich die Biogasbranche in der Lage, in den nächsten Jahren, bei entsprechenden Rahmenbedingungen, auf die Kritik an der Energiepflanzennutzung und der starken Fokussierung auf Mais als Substrat einzugehen. Es ist für die Branche vorstellbar,

- dass sich die Anlagen von Gebieten mit hoher (Mais-) Nutzungskonkurrenz zu anderen Regionen mit geringem Maisanbau hin entwickeln,
- dass sich die Energiepflanzendiversität der eingesetzten Substrate weiter steigert (z.B. durch Zwischenfrüchte),
- dass vermehrt Pflanzen zum Einsatz kommen, die zunächst die Nahrungs- und Futtermittelproduktion nachhaltiger machen und anschließend energetisch genutzt werden (Erweiterung der Greening-Liste),
- dass die Biogasbranche weiter dazu beiträgt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Tierhaltung für die Fleisch- und Milchprodukteerzeugung zu reduzieren, dass der Anteil an organischen Reststoffen an den Substraten gesteigert werden kann und Mais als Energiepflanze entsprechend reduziert wird.

Die klassische und etablierte Biogasproduktion erfolgt konstant, d.h. Biogas fällt kontinuierlich an. Dies stellt sich unabhängig von den eingesetzten Substraten so dar. Soll zukünftig die Stromproduktion von der Biogasbereitstellung entkoppelt werden, um die Stromproduktion entsprechend von der Biogasproduktion zu emanzipieren und dadurch zu flexibilisieren, müssen entsprechende technische Anpassungen vorgenommen werden. Zum einen gilt es, die Stromerzeugungskapazität im Verhältnis zur jährlich, durchschnittlich bereitgestellten Erzeugungsleistung spürbar zu erhöhen (im Durchschnitt bis zum Jahr 2030 zu verdoppeln). Erst so können, beeinflusst vom Strombedarf, Phasen des Betriebes und des Stillstandes der elektrischen Kapazität ausreichend realisiert werden. Wie lange die Stillstände am Stück umgesetzt werden können, wird von den verfügbaren Gasspeicherkapazitäten bestimmt. Je größer die Gasspeicherkapazitäten dimensioniert werden, desto länger kann die Erzeugungskapazität verlustarm stillstehen, um PV-Strommengen und Windstrommengen im Energiesystem Platz zu machen. Gleichzeitig kann in Phasen mit hohem Strombedarf der Strom in Volllast, also mit der gesamten installierten elektrischen Kapazität, produziert werden (schematische Darstellung Abbildung 5-2). Durch die Beeinflussung der Biogasproduktion, durch entsprechendes Fütterungsmanagement<sup>1</sup> oder auch angepasste Fermentertechnik<sup>2</sup>, können die zusammenhängenden Phasen der Stromproduktion mit voller Leistung verlängert werden (ebenso die zusammenhängenden Stillstandszeiten). Die aktuellen Forschungsergebnisse und erste praktische Erfahrungen sind vielversprechend [20, 21].

---

<sup>1</sup> Fütterungsmanagement: Variation der Substratzufuhr, um die Biogasproduktion entsprechend zu beeinflussen. Gesteigerte Gasproduktion bei hoher Stromnachfrage, niedrige Gasproduktion bei geringer Stromnachfrage.

<sup>2</sup> Beispiel: ReBi-Verfahren, <http://www.flexbio.de>

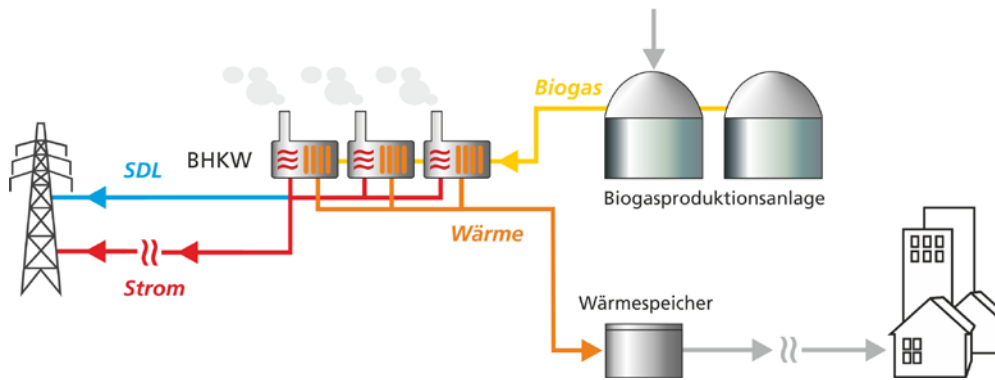


Abbildung 5-2 Schematische Darstellung einer für den flexiblen Betrieb ausgestatteten Biogasanlage (inkl. zusätzliche Erzeugungskapazitäten und Gasspeichervolumen).

Eine weitere technische Lösung stellt die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität (Biomethan) und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz dar. Das Erdgasnetz und die Erdgasspeicher können so als Speicher für das aufbereitete Biogas genutzt werden. Das Biomethan kann dadurch nahezu restriktionsfrei immer dann aus dem Gasnetz entnommen und im BHKW verwertet werden, wenn die Nachfrage an Strom sehr hoch oder positiver Regeleistungsbedarf vorhanden ist.

Der für das Jahr 2030 in der Simulation unterstellte BiogasPark setzt sich aus unterschiedlichen Anlagen zusammen. 10 % der Anlagenleistung weist 5.500 Volllaststunden (VLH) auf, weitere 10 % der Anlagenleistung sind biomethanbetriebene BHKW-Anlagen mit 2.500 VLH im Jahr, welche die etwas unflexibleren Anlagen ausgleichen. Das restliche Portfolio des BiogasParks produziert die Strommengen mit 4.000 VLH im Jahr. Den Biogasanlagen wurde ein Fütterungsmanagement unterstellt, welches es erlaubt, auch Bedarfsschwankungen über den Wochenverlauf zu berücksichtigen. Dieser unterstellte BiogasPark soll die realen Biogasanlagen im Jahr 2030 mit seinen Eigenschaften ausreichend beschreiben.

Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt einen Vergleich dieses flexiblen BiogasParks im Jahr 2030 zu weiteren Bestandteilen des Energieversorgungssystems im gleichen Betrachtungsjahr. So kann die Stromproduktion aus Biogas entsprechend eingeordnet werden, wodurch die Größenordnung mit welcher der BiogasPark im Energiesystem agieren kann, deutlich wird. Der BiogasPark übernimmt bei der Lieferung der Strommengen zur Stromversorgung mit 30,5 TWh<sub>el</sub> bei einem Bedarf von ca. 551 TWh<sub>el</sub> keine tragende Rolle. Die Strommengen mittels Biogas liegen im Jahr 2030 nach Wind und PV dennoch auf dem dritten Platz der EE-Strommengen. Die flexible Erzeugungskapazität liegt mit ca. 7,9 GW<sub>el</sub> bei ca. 80 % der im nationalen Netzentwicklungsplan 2014 für 2030 vorgesehenen Stromspeicherkapazität (Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher usw.). Der flexible BiogasPark würde sich auf ca. 1/3 der Leistung der flexiblen Erdgaskraftwerke bewegen, oder die Hälfte der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2030 darstellen können. Die Stationärbatteriespeicher, welche nicht im Zusammenhang der Eigenstromoptimierung im Ein- oder Mehrfamilienhausbereich umgesetzt werden, sind voraussichtlich bis zum Jahr 2030 stark von Primärregeleistungsbedarf geprägt, so die Abschätzung von Fraunhofer IWES. Aufgrund dessen kann bis dahin von einer Batteriespeicherleistung von maximal ca. 0,5 GW<sub>el</sub> ausgegangen werden. Die Batterieleistung der Elektromobilität, welche dem Energiesystem im Jahr 2030 mit 6

Millionen Elektrofahrzeugen zur Verfügung gestellt werden könnte, liegt bei ca. 9 GW<sub>el</sub><sup>1</sup>. Diese Leistung kann allerdings voraussichtlich ausschließlich als steuerbare Last genutzt werden (somit nicht zur Rückspeisung).

Mögliche Entwicklungspfade des BiogasParks bis zum Jahr 2030 – Ein Blick in die Zukunft

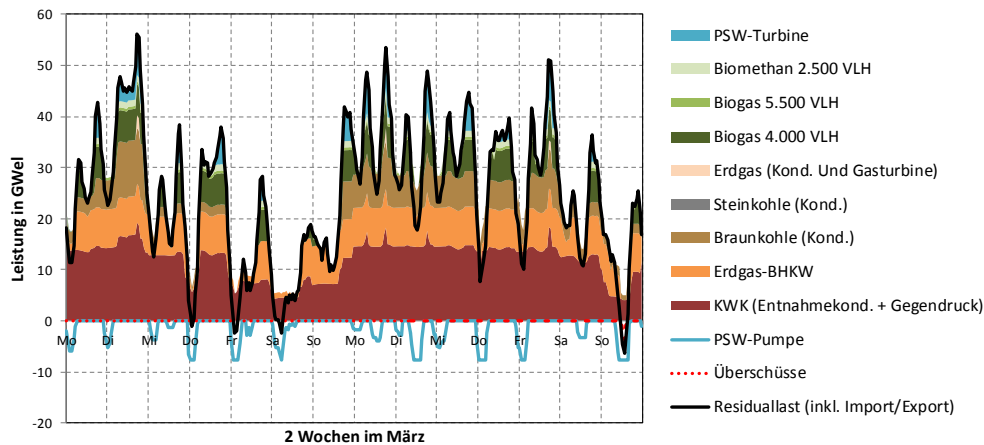
**Tabelle 1 Vergleich des BiogasParks mit weiteren technischen Komponenten der Energieversorgung im Jahr 2030**

Jahr 2030		Einheiten	Quelle
Flexible Biogasanlagen	Leistung	7,9	GWel IWES A
	Energie	30,5*	TWheI
Zum Vergleich: Kennwerte für das Jahr 2030			
Strom aus Windenergie (Onshore)	Leistung	71,2	GWel NEP SZ B 2025/35
	Energie	164	TWheI IWES A
Strom aus Sonnenenergie (Photovoltaik)	Leistung	58,2	GWel NEP SZ B 2025/35
	Energie	55,3	TWheI IWES A
Stromspeicher (PSW, Batteriespeicher, usw.)	Leistung	10,5	GWel NEP SZ B 2025/35
e-Kfz-Batteriespeicher (nutzbare Ladeleistung)	Leistung	9,0	GWel IWES A
Stationärspeicher	Leistung	0,5	GWel IWES A **
Erdgaskraftwerke	Leistung	31,9	GWel NEP SZ B 2025/35
Braunkohlekraftwerke	Leistung	16,8	GWel NEP SZ B 2025/35

Hinweis: NEP Netzentwicklungsplan Stand 2014 Szenario B, interpoliert, IWES A: Abschätzung Fraunhofer IWES, \*= Strommengen bei leicht sinkender absoluten EEG-Umlage im Vergleich zum Status Quo 2015 für Biogas, IWES A: IWES Abschätzung,  
 \*\* IWES-Abschätzung: stationäre Batteriespeicher maximal in der Höhe der benötigten Primärregelleistung (ohne Eigenstrom)

Der BiogasPark leistet somit einen Beitrag zur Deckung der Residuallast und zur Absicherung der benötigten elektrischen Leistung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Abbildung 5-3 zeigt beispielhaft die Versorgung der Last zwei Wochen im März 2030, als Ergebnis der Simulation.

<sup>1</sup> Bei 6. Mio. Elektrofahrzeuge, bei 10 kW<sub>el</sub> Ladeleistung, Abschätzung IWES 2016 Tobias Trost



Mögliche Entwicklungspfade des  
BiogasParks bis zum Jahr 2030 –  
Ein Blick in die Zukunft

Abbildung 5-3 Residuallastversorgung mittels eines flexiblen BiogasParks im Jahr 2030, im Jahr 2030, zwei Wochen im März (KWK-Betrieb: Gegendruck, Entnahme-Kondensation sind zusammengefasst) (mit dem Energiesystemmodell SCOPE ermittelt)

Der BiogasPark kann aus Sicht von Fraunhofer IWES diese technischen Fähigkeiten entwickeln. Wichtig scheinen dafür ein für die Branche, insbesondere für die BHKW-Hersteller verlässliches Rahmenwerk. Die für den flexiblen Betrieb notwendigen technischen Lösungen bedeuten eine Anpassung der aktuellen gängigen technischen Ausführungen. Die Hersteller sammeln in diesem neuen Feld nur dann Erfahrungen, wenn dies auch mit ökonomischen Chancen verbunden ist.

## 6

# Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014

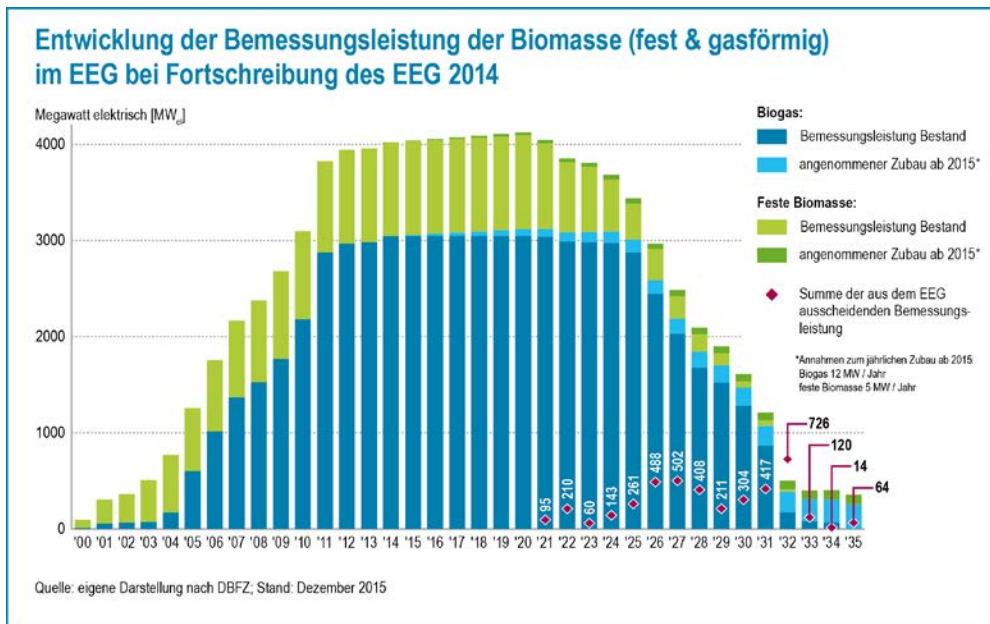
Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014

Die ausführliche politische Diskussion über die Förderwürdigkeit und die anschließenden gesetzlichen Regelungen zur Stromerzeugung aus Biogas der letzten Jahre haben zu starken Veränderungen der Biogasbranche geführt. Ohne Anpassungen der aktuell geltenden Regelungen wird sich der Stellenwert der Stromerzeugung aus Biogas im Energieversorgungssystem aber auch unter den Erneuerbaren Energien verringern<sup>1</sup>.

### Was ist passiert?

Die gesetzlichen Anpassungen des EEG 2012 führten zu einer massiven Reduzierung des Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland. Die Unternehmen der Biogasbranche<sup>2</sup> sahen sich mit einem stark geschrumpften Heimatmarkt konfrontiert und verstärkten ihre Aktivitäten im (insbesondere) europäischen Ausland und bauten gleichzeitig die Bestandsanlagenbetreuung im Inland aus (Instandhaltung und Retrofitmaßnahmen: Effizienzsteigerung und Flexibilisierung).

Die weiteren gesetzlichen Anpassungen, die im EEG 2014 folgten, hatten eine weitere Reduzierung des Zubaus von Biogasanlagen auf unter 50 MW<sub>el</sub> im Jahr 2015 zur Folge [22]. Die Situation für die Hersteller verschärfte sich ein weiteres Mal. Manche Auslandsvertretungen mussten aus Liquiditätsgründen wieder aufgegeben werden, mehrere Insolvenzen folgten.



Grafik 6 – 1: Entwicklung der Bemessungsleistung der Biomasse bei Fortschreibung des EEG 2014

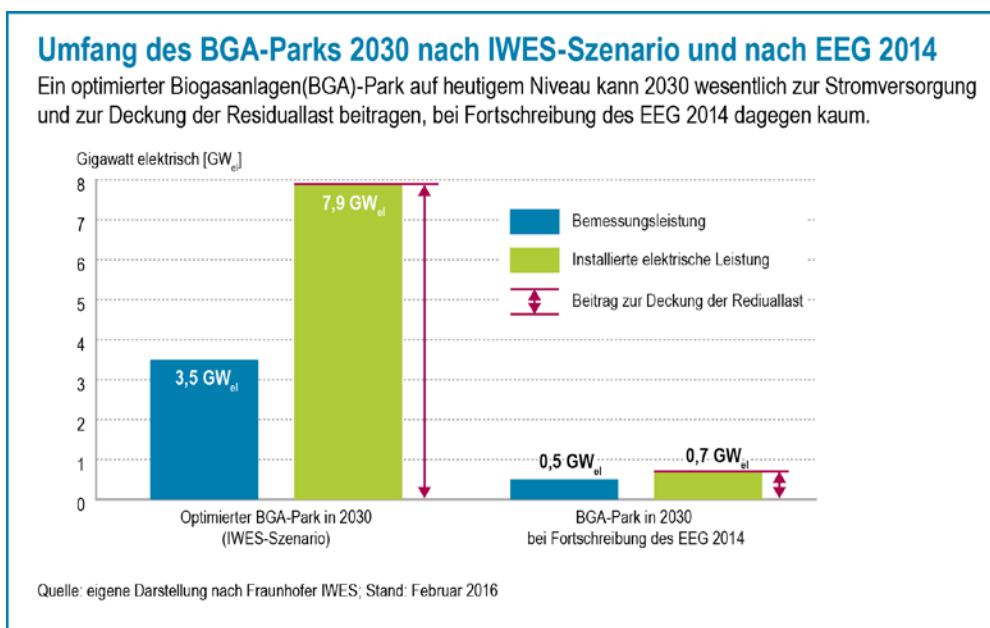
<sup>1</sup> Strom aus Biomasse liegt aktuell an zweiter Stelle nach Windenergie.

<sup>2</sup> Biogasanlagenhersteller, BHKW-Hersteller, Biogasspeicherhersteller, Behälterbauer, Pumpenbauer, Komponentenhersteller

### Was könnte noch passieren?

Die Diskussion um Veränderungen der Förderung von Anlagen im Bestand<sup>1</sup> und die förderstrukturelle Verhinderung von Retrofitmaßnahmen, welche mit einer Bemessungsleistungserhöhung verbunden sind, verunsicherten jetzt zusätzlich auch die Biogasanlagenbetreiber/innen<sup>2</sup>. Diese beobachten sehr aufmerksam die politischen Entwicklungen und stellen seither Investitionsentscheidungen, zumindest vorerst, zurück. Der Binnenmarkt für die Betreuung der Bestandsanlagen reduziert sich entsprechend, was zu einem weiteren Stellenabbau bei Herstellern, Servicedienstleistern und Zulieferern führt.

Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014



Grafik 6 -2: Umfang des Biogasanlagenparks 2030 nach IWES-Szenario und nach EEG 2014

Wird die aktuelle gesetzliche Regelung beibehalten, dann reduziert sich die installierte Leistung des BiogasParks in 15 bis 20 Jahren unter 500 MW<sub>el</sub> (bei aktuell 4,3 GW<sub>el</sub>). Die Branche erwartet darüber hinaus, dass ein relevanter Teil der Anlagen die Betriebszeit von 20 Jahren nicht voll ausschöpfen wird [22]. Diese Anlagen werden manche kostenintensive Instandhaltungsmaßnahme und – aus genehmigungsrechtlicher Sicht – notwendige technische Anpassungen<sup>3</sup> nicht mehr vornehmen und die Anlage deshalb frühzeitig außer Betrieb nehmen. Als Grund für diese möglichen Entscheidungen wird die politische Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Rolle von Biogas im Energiesystem von Anlagenbetreiber/innen genannt. Diese Ungewissheit lässt es aus betriebswirtschaftlicher Sicht – nach Abwägung von wirtschaftlichen Risiken und Chancen – sinnvoller erscheinen, den Anlagenbetrieb vor Ablauf der maximalen Betriebszeit von 20 Jahren zu beenden. So kann laut Fachverband Biogas e.V. bei Beibehaltung der aktuellen Regelungen im EEG 2014 davon ausgegangen werden, dass der BiogasPark im Jahr 2030 nur noch knapp eine installierte Leistung von 700 MW<sub>el</sub> aufweist. Dem Energiesystem wird somit nur noch ca. 4,4 TWh<sub>el</sub> Strom bereitgestellt. Der BiogasPark wird dann von kleinen Anlagen geprägt

<sup>1</sup> Rücknahme Güllebonus usw.

<sup>2</sup> Die Regelungen im EEG 2014 lassen an einen Standort einer Bestandsanlage keine Erhöhung der produzierten Strommengen mehr zu. Eine Erhöhung der Bemessungsleistung ist auch dann nicht zulässig, wenn sich diese aufgrund einer Effizienzsteigerung einstellt, oder durch eine erhöhte Nachfrage an der Wärmelieferung ergibt.

<sup>3</sup> Anforderungen an Gewässerschutz, Emissionen, usw.

sein, welche Gülle einsetzen. Dieser Anlagenpark, wird nur ein Drittel des nationalen GÜlleaufkommens verarbeiten und den Strom verhältnismäßig unflexibel bereitstellen können<sup>1</sup>. Ebenso werden diese Anlagen keinen nennenswerten Beitrag zur Wärmeversorgung leisten (können), da die gleichzeitig produzierten Wärmemengen für den Biogasproduktionsprozess benötigt werden. Die Strommengen aus Biogas fehlen dem System entsprechend und müssen durch den Zubau von anderen EE kompensiert werden, um die Ziele zum EE-Ausbau zu erreichen.

Hinter den nachfolgenden Auswertungen steht eine umfangreiche Simulation des Energiesystems mittels des Werkzeuges SCOPE<sup>2</sup> zur Kraftwerkseinsatzoptimierung. Die Simulationsergebnisse zeigen auf, wie sich die Strommengen der einzelnen Kraftwerkstypen, die genutzte Erzeugungsleistung selbst und weitere Kenndaten des Energiesystems ändern<sup>3</sup>. Im Rahmen dieser Untersuchung zu den Auswirkungen einer Reduzierung der Strommengen aus Biogas um über 26 TWh<sub>el</sub>, wurden die zur Erreichung der EE-Ausbauziele fehlenden Strommengen mit Kapazitäten von Wind- und PV-Anlagen bereitgestellt<sup>4</sup>. Entsprechend der spezifischen Volllaststunden, den zusätzlichen Speicherverlusten und Überschüssen speisen PV-Anlagen ca. 9,2 TWh<sub>el</sub> und Windkraftanlagen ergänzend ca. 24 TWh<sub>el</sub> ein und stellen so den gleichen EE-Anteil am Stromverbrauch sicher (Abbildung 6-1).

Die genauere Analyse der Simulationsergebnisse zeigt, dass insbesondere Erdgas-BHKW und GuD-Gegendruckanlagen die Stromproduktion reduzieren (siehe auch Abbildung 6-1). Günstigere Erzeugungsleistungen (Steinkohle-Kondensationskraftwerke und Steinkohle-Entnahmekondensationskraftwerke) kommen in der kostenoptimalen Kraftwerksreihenfolge öfter zum Einsatz.

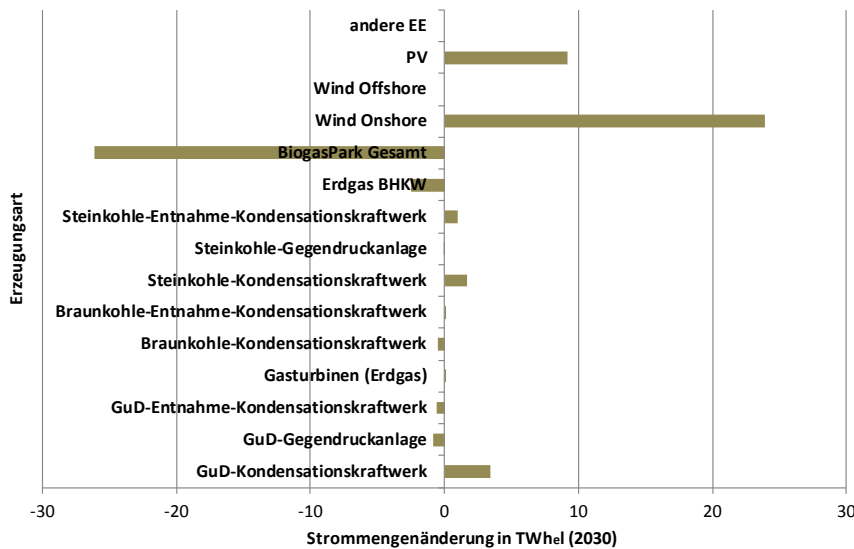


Abbildung 6-1 Änderung der produzierten Strommengen Kraftwerkstypenscharf durch die Reduzierung der Strommengen aus Biogas, bei gleichbleibenden EE-Strommengen aus EE an der Stromversorgung

<sup>1</sup> Annahme: 2/3 der Strommengen basieren auf Gülle, GÜlleaufkommen in D. von ca. 150 Mio. Tonnen 2015 (Quelle Fachverband Biogas e.V.)

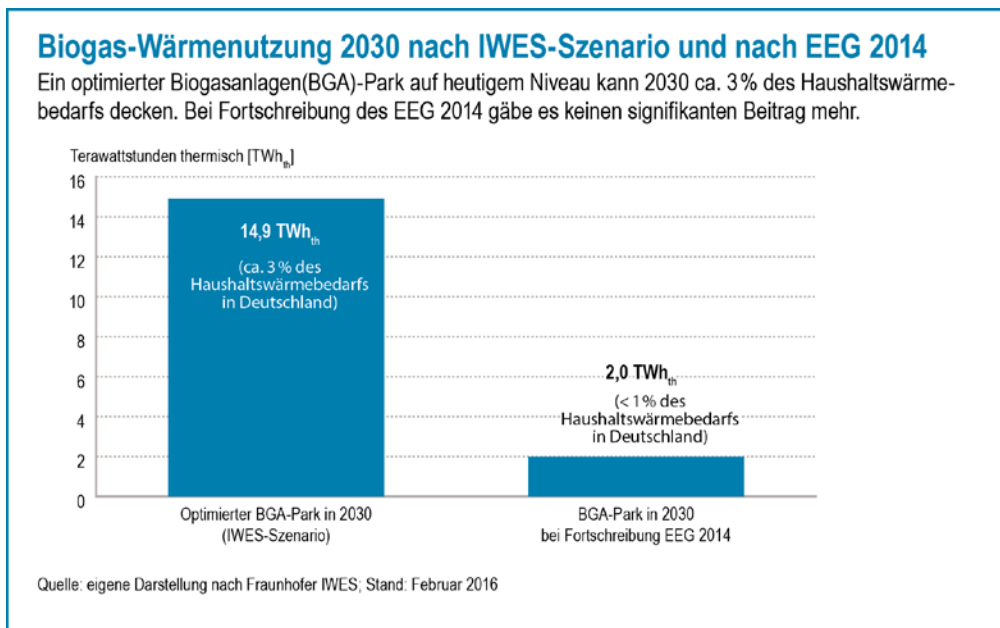
<sup>2</sup> SCOPE Fraunhofer IWES Kraftwerkseinsatzoptimierungstool zur Simulation des Energieversorgungssystems

<sup>3</sup> Simulationsgrundlage ist die Leitstudie 2011 [13]

<sup>4</sup> 50 % / 50 % bezogen auf die Anlagenleistung

Aber auch GuD-Kondensationskraftwerke erhöhen ohne relevante flexible Biogasstrommengen die Produktion. Diese im Vergleich zum flexiblen BiogasPark z.T. unflexibleren Kraftwerke erschweren es KWK-Anlagen, Strom zur Residuallastdeckung bereitzustellen<sup>1</sup>

Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014



Grafik 6 – 3: Biogas-Wärmenutzung 2030 nach IWES-Szenario und nach EEG 2014

Die Wärmeversorgung muss dann mit alternativen Heizkesseln<sup>2</sup> erfolgen. Dies wirkt sich wiederum negativ auch auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz des konventionellen Kraftwerksparks aus, wie weiterführende Untersuchungen zeigen.

Die Abbildung 6-2 weist Strommengenänderungen als Ergebnis der SCOPE-Simulation des Energiesystems graphisch ohne relevante flexible Strommengen mittels Biogas aus (700 MW<sub>el</sub>)<sup>3</sup>. In der Darstellung ist aufgrund der geringen Leistung des BiogasParks und dessen Einsatz nicht erkennbar.

<sup>1</sup> Die Simulation unterstellt eine Förderung von KWK-Anlagen, d.h. die Strommengen aus KWK-Anlagen sind in der Merit-Order weit vorne, vergleichbar mit den günstigen Braunkohle-Kondensationskraftwerk.

<sup>2</sup> Unterstellung: Erdgaskessel

<sup>3</sup> BiogasPark mit Biogasanlagen mit 6.600 VLH und 3 h Netto-Gasspeicherkapazität und Biogasanlagen mit 6.300 VLH und 6 h Netto-Gasspeicherkapazität (Aufteilung bezogen auf die Leistung: 2/3 zu 1/3)



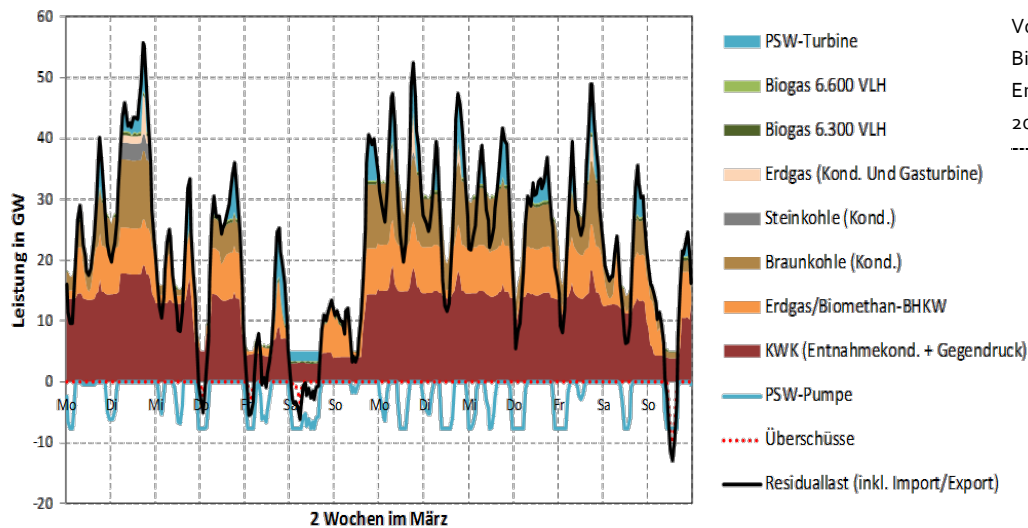
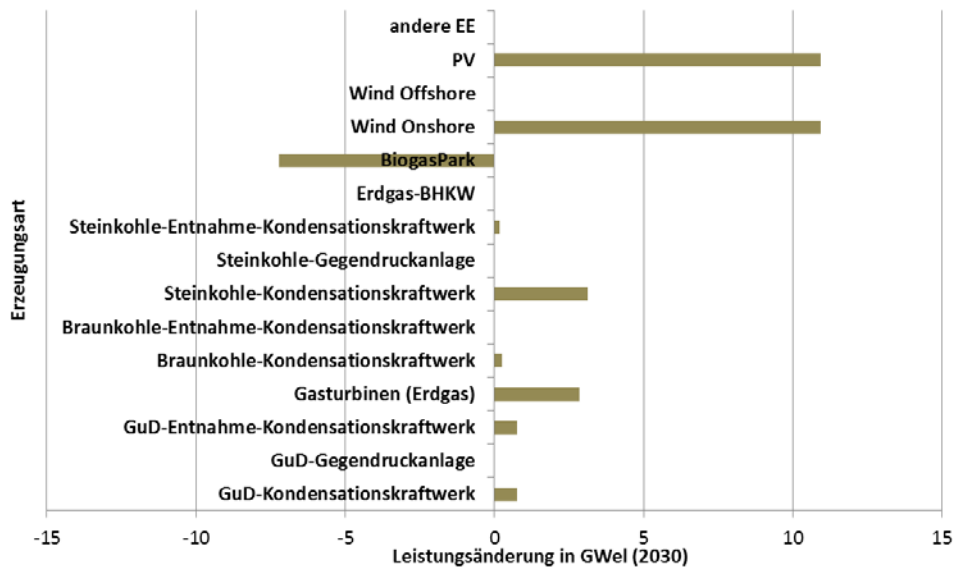


Abbildung 6-2 Versorgung der Last, differenziert nach den unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten (Biogas mit 700 MW<sub>el</sub>) im Jahr 2030

Insgesamt müssen ca. 7 TWh<sub>el</sub> mehr Strom mittels Wind und PV produziert werden (als ausschließlich für einen Ausgleich der fehlenden Biogasstrommengen notwendig wären), um die gleichen EE-Anteile am Stromverbrauch zu realisieren. Grund hierfür sind die zusätzlichen Energieverluste und Überschüsse durch die höheren fluktuierenden Anteile, bei gleichzeitig geringerer flexibler Erzeugungsleistung im Erzeugungsportfolio.

Diese Analysen stützen sich auf die Annahme eines optimalen Stromnetzausbaus bis 2030. Eine quantitative Aussage über einen mit steigenden fEE-Kapazitäten verbundenen zusätzlichen Bedarf an Stromnetzausbau kann im Rahmen dieser Studien nicht getroffen werden. Es ist zu erwarten, dass die zusätzliche Installation von 22 GW<sub>el</sub> PV- und Windenergiekapazitäten und deren produzierte Strommengen (welche die reduzierte Stromerzeugung aus Biogas ausgleichen) zu einer Steigerung des Bedarfs an Transportkapazitäten bis 2030 führt. Gleichzeitig wird aufgrund der Absenkung der Erzeugungsleistung des BiogasParks eine Steigerung der gleichzeitig betriebenen konventionellen Erzeugungskapazität um knapp 8 GW<sub>el</sub> notwendig, da die Wind und PV-Anlagen keinen relevanten Beitrag zur gesicherten Leistung liefern (Abbildung 6-3).



Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014

Abbildung 6-3 Änderung der betriebenen Einzelleistungen durch die Reduzierung der Biogasleistung

Eine Reduzierung der flexiblen Strommengen aus Biogas führt zu einer zusätzlichen negativen Residuallast (Steigerung der Überschussleistung) um knapp 13 GW<sub>el</sub><sup>1</sup>. Es steigt somit in manchen Phasen des Jahres die Überschussleistung um diesen Betrag und führt zu einer Erhöhung der überschüssigen, nicht ökonomisch nutzbaren Strommenge in Höhe von 6 TWh<sub>el</sub>. Auch z.T. unflexible Erzeugungsleistungen sind für die steigenden Stromüberschüsse mitverantwortlich. Die Abbildung 6-4 stellt die beschriebenen Auswirkungen entsprechend graphisch dar. Die Pumpspeicherkraftwerke werden in der Simulation stärker eingebunden, um Überschüsse, soweit ökonomisch sinnvoll, zu verhindern. Die PSW speichern aufgrund der geringeren flexiblen Strommengen aus Biogas entsprechend mehr Strom zwischen, um diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder dem Energiesystem bereitzustellen. Der ermittelte kostenoptimale Kraftwerkseinsatz sieht somit keine ökonomische Möglichkeit, die ausgewiesenen Überschüsse von 6 TWh<sub>el</sub> weiter zu reduzieren.

Kann der Netzausbau bis zum Jahr 2030 nicht entsprechend aufgrund der zusätzlichen 22 GW<sub>el</sub> fEE-Kapazitäten beschleunigt werden, so ist wiederum mit der darüber hinaus gehenden Anzahl von Abregelungen der fluktuierenden Anlagen, einem Absinken des EE-Anteils am Stromverbrauch<sup>2</sup> und mit einem Ansteigen der nicht genutzten lokalen Überschüsse zu rechnen.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks steigen an, insbesondere da KWK-Anlagen dem Energiesystem weniger Strom bereitstellen und so mittels (Erd-) Gaskessel die Wärmesenken bedient werden müssen. Allerdings wird in diesem Zusammenhang keine Gesamtbilanz der CO<sub>2</sub>-Emissionen über den vollständigen Kraftwerkspark (inkl. EE und Netzrestriktionen) vorgenommen. Die Kompensation der

<sup>1</sup> Das Ergebnis bezieht sich auch hier auf eine restriktionsfreie Stromübertragung, evtl. im Jahre 2030 bestehende Netzengpässe können diesen Wert entsprechend erhöhen.

<sup>2</sup> Aufgrund zusätzlicher ungenutzter fEE-Strommengen.

Strommengen aus Biogas mit Strommengen aus PV und Wind bringt CO<sub>2</sub>-Einsparungen mit sich, da die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromproduktion aus PV und Wind niedriger liegen als aus Biogas. Dieser Effekt wird voraussichtlich die höheren Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks und zusätzliche Überschüsse durch fehlenden Netzausbau kompensieren.

Voraussichtliche Entwicklung des BiogasParks ohne Anpassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014

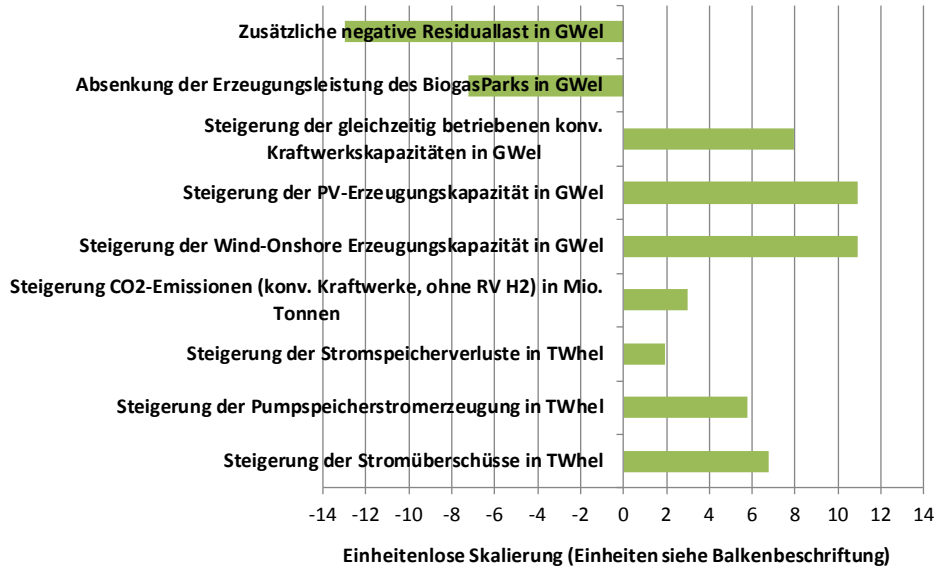


Abbildung 6-4 Einfluss der Reduzierung der flexiblen BiogasPark-Leistung auf weitere Aspekte der Energieversorgung im Jahr 2030

Die Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Bilanz des konventionellen Kraftwerksparks begründet sich durch die Veränderung des Brennstoffbedarfs (Abbildung 6-5). Der Brennstoffbedarf der einzelner konventionellen Kraftwerke, insbesondere der Bedarf an Steinkohle, erhöht sich z.T. entsprechend. Darüber hinaus steigt sogar der Bedarf an Erdgas als Brennstoff leicht, wobei sich der zusätzliche Erdgasbedarf durch den stärkeren Einsatz von Gaskesseln zur Wärmeversorgung ergibt. Diese übernehmen die Wärmeversorgung der Wärmesenke, welche aufgrund des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes nicht durch KWK-Anlagen versorgt werden können.

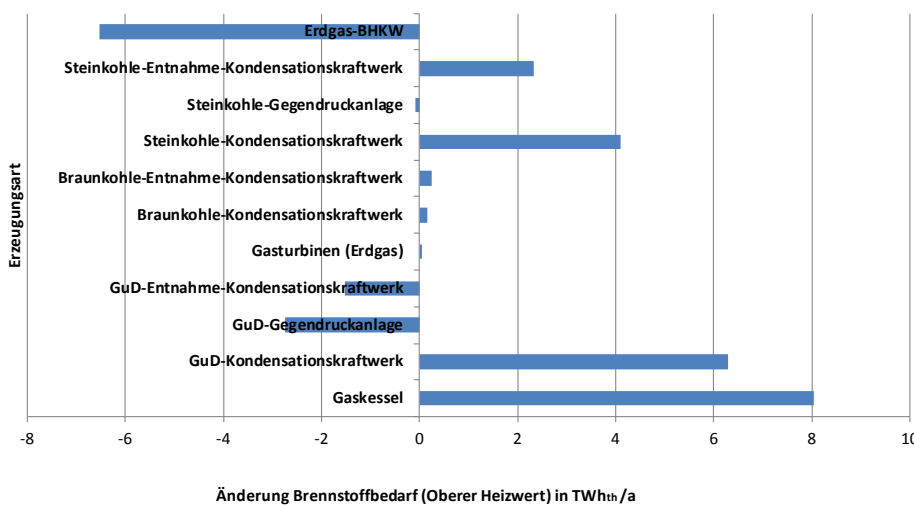


Abbildung 6-5 Änderung des Brennstoffbedarfs der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen bei einer Reduzierung der flexiblen Strommengen des BiogasParks von über 30 TWh<sub>el</sub> auf unter 5 TWh<sub>el</sub>

Die SCOPE-Simulation berücksichtigt im Rahmen dieses Gutachten nicht, dass das durch den reduzierten BiogasPark fehlende Angebot an Regelleistung und Systemdienstleistung von alternativer Anlagentechnik realisiert werden muss. Darüber hinaus wird unterstellt, dass die alternative RL- und SDL-Bereitstellung nicht zu höheren MustRun-Kapazitäten konventioneller Kraftwerke führt. Die Bereitstellung von RL und SDL durch konventionelle Kraftwerke würde diesen voraussichtlich etwas in der Flexibilität beschränken. Zusätzliche MustRun-Kapazitäten würden die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzreihenfolge entsprechend negativ beeinflussen. Diese Vereinfachung musste im Rahmen dieser Kurzstudie vorgenommen werden, um den Untersuchungsrahmen nicht zu überschreiten. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die ausgewiesenen Werte tendenziell niedriger sind, als wenn der Einfluss der RL- und SDL-Bereitstellung berücksichtigt worden wäre.

---

Voraussichtliche Entwicklung des  
BiogasParks ohne Anpassung des  
Erneuerbaren-Energien-Gesetzes  
2014

---

## Fazit und Zusammenfassung

Die Energiewende im Stromsektor stellt das Stromversorgungssystem vor eine Reihe neuer energiewirtschaftlicher Herausforderungen. Künftig wird die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie mengenmäßig den Kern der Stromversorgung darstellen. Alle anderen Akteure des Stromsektors müssen sich auf die Bedürfnisse eines solchen Systems einstellen. Dazu gehört, den Strombedarf in Zeiten zu decken, in denen witterungsbedingt nicht ausreichend Wind- und Solarenergie zur Verfügung steht (Residuallast). Zudem müssen Systemdienstleistungen zur Sicherung des Stromnetzes übernommen werden, die bisher vor allem von konventionellen Kraftwerken erbracht werden.

Auf Basis einer SCOPE-Simulation des Fraunhofer IWES wurde ermittelt, welchen Beitrag ein technisch optimierter und auf eine flexible Stromerzeugung umgerüsteter Biogasanlagenpark (kurz: BiogasPark) im Jahr 2030 zur verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung und Systemstabilität leisten kann. Des Weiteren wurde untersucht, welche energiewirtschaftlichen Konsequenzen es mit sich brächte, würde sich der BiogasPark gemäß den Regelungen im EEG 2014 bis 2030 entwickeln. Ebenso konnten Aussagen über die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Stützung einer sicheren Stromübertragung formuliert werden.

Im Ergebnis zeigt sich, dass ein technisch optimierter und für die flexible Stromerzeugung umgerüsteter BiogasPark ohne die eingespeiste Strommenge gegenüber dem heutigen Niveau zu steigern, im Jahr 2030 12,5 % der dann benötigten Residuallast decken kann. Für die Flexibilisierung der Biogasanlagen des gesamten Parks würden keine zusätzlichen Kosten gegenüber einer Grundlaststromproduktion entstehen, da dadurch gleichzeitig Kosten für die Strombereitstellung durch die konventionellen Kraftwerke eingespart werden. Außerdem können Biogasanlagen einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen leisten. Als zusätzlichen Effekt kann der BiogasPark ca. 3% des Wärmebedarfs für Haushalte (inkl. Warmwasser (WW)) in Deutschland im Jahr 2030 abdecken.

Bei einer Fortführung der Regelungen des EEG 2014 hingegen würde es aufgrund der darin festgelegten niedrigen Vergütungssätze sowie des vorgesehenen Rückbaus von Bestandsanlagen zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas auf ein Sechstel des heutigen Niveaus kommen. Der BiogasPark würde im Jahr 2030 dann nach Abschätzung des Fachverbandes Biogas e.V. vor allem aus kleinen Anlagen zur Vergärung von Gülle und Mist bestehen. Aufgrund der spezifischen Eigenschaften dieser Einsatzstoffe sind diese Anlagen technisch nur mäßig für die flexible Stromerzeugung sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen geeignet. Auch würde der hohe Wärmeeigenbedarf dieser Anlagen dazu führen, dass der BiogasPark praktisch keinen erwähnenswerten Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung leisten kann. Die folgende Tabelle 1 fasst einen Teil der Ergebnisse entsprechend zusammen.

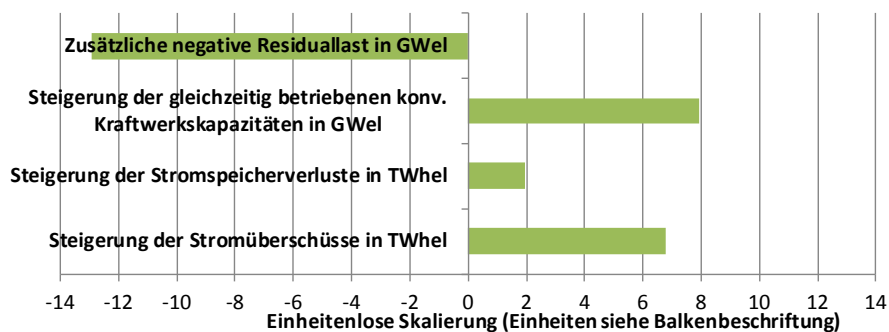
Tabelle 1: Vergleich zwischen aktuellem Stand des BiogasParks, den Möglichkeiten und der aktuell angestoßenen Entwicklung im Vergleich zu den möglichen Gegebenheiten im Jahr 2030.

Fazit und Zusammenfassung

	2015	2030			2030		
		Potential bei Bestands-erhaltung	Beibehaltung der Regelungen 2014		Bedarf	Einheit	Quelle
<b>max. elektrische Leistung (ohne fEE)</b>	4,2	<b>7,9</b>	0,7		63,2**	GWel	IWES S (LS 2011)
elektrische Bemessungsleistung:	3,7	<b>3,5</b>	0,5			GWel	FvB + IWES S
Strommenge:	32,5	<b>30,5*</b>	4,5		551***	TWwel	IWES S
<b>max. thermische Leistung</b>	4,8	<b>7,7</b>	0,7		177****	GWth	FvB + IWES A***
relative Wärmenutzung:	38%	<b>50%</b>	5%				FvB, DBFZ, IWES
genutzte Wärmemenge:	14,0	<b>14,9</b>	0,2		547*****	TWwh	FvB, DBFZ, IWES
<b>Betriebsweise</b>	verhältnismäßig unflexibel	flexibel	unflexibel		Flexibilität		IWES
<b>Volllaststunden im Jahr</b>	7650	3880	6500			h/a	FvB, IWES S
<b>Regelleistung (Art)</b>	insbesondere neg. RL, z.T. pos. RL	neg. und pos. RL	neg. RL		neg. und pos. RL		IWES A
Präqualifizierte Leistung am RL-Markt:							IWES A, INESS
neg. RL:	1,2	6,3	0,3		-9,3	GWel	IWES A, INEES
pos. RL:	0,3	6,3	0		11,3	GWel	IWES A, INEES
<b>Blindleistung (technisches Potential)</b>	0,9	2,6	0,2		n. B.	Gvar	FvB, IWES A
vom Netzbetreiber genutztes Potential:	n.B.	2,3	0,2		19	Gvar	IWES Ax
<b>Technische Schwarzstartfähigkeit</b>	Nutzung: möglich keine Nutzung ausserhalb zu Forschungszwecken bekannt	möglich Ja, in Abhängigkeit der Stromnetzgegebenheiten	nein Nein, Anlagen zu klein, bzw. Einbindungsaufwand zu groß		ja		FvB, IWES A FvB, IWES A
<b>Technische Inselnetzfähigkeit</b>	Nutzung: möglich selten (< 20 % der Anlagen, stark von den betrieblichen Vorortgegebenheiten abhängig)	möglich regelmäßiger, allerdings abhängig vom Bedarf am Standort der Anlage	möglich selten, stark abhängig von den betrieblichen Vorortgegebenheiten		ja		FvB, IWES A
<b>Substrataufteilung der Einsatzstoffe</b>							
organische Reststoffe (massebezogen):	48%	60%	78%				DBFZ 2015, FvB
Energiepflanzen (massebezogen):	52%	40%	22%				DBFZ 2015, FvB
<b>Abkürzungserklärung:</b> LS2011 (Leitstudie 2011), FvB (Fachverband Biogas e.V.), DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum), IWES (Insitut für Windenergie und Energiesystemtechnik, S=Simulation, A=Abschätzung, Ax=Abschätzung auf Basis Kombikraftwerk 2), INEES (dynamische Dimensionierung RL, Maximalwerte), *=Strommengen bei leicht sinkender absoluten EEG Umlage im Vergleich zum Status Quo 2015 für Biogas, **Bedarfan gesicherter Leistung laut LS2011 für 2030, ***=Bruttostrombedarf 2030 OptikoBi² Studie, ****=max. Wärmeleistung Haushalte 2030 Studie Interaktion Strom/Wärme/Verkehr, ***** Wärmemenge Roadmap Speicher Haushalte 2030 inkl. WW							

Die SCOPE-Simulation des Fraunhofer IWES zeigt, dass ein starker Rückbau der Stromerzeugung aus Biogas signifikante Auswirkungen auf das restliche Stromversorgungssystem mit sich brächte.

Um die aus dem System fallenden Biogas-Strommengen durch andere Erneuerbare Energien zu ersetzen, müssten in größerem Umfang zusätzliche Strommengen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen produziert werden. Bei einem Rückbau des BiogasParks müssten zur Kompensation der durch Biogas bereitgestellten erneuerbaren Strommengen zusätzlich 22 GW<sub>el</sub> an fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) installiert werden (50% Wind, 50 % PV). Weiter kommt es - durch diese zusätzliche fluktuierende Erzeugung - zu stärkeren Schwankungen in der Stromproduktion, die durch die Installation von 8 GW<sub>el</sub> konventioneller Kraftwerkskapazität abgesichert werden muss. Diese Schwankungen wiederum verursachen in Zeiten mit umfangreicher Stromproduktion aus fEE eine verstärkte Nutzung von Speichern bzw. regelmäßig überschüssige Strommengen. Der konventionelle Kraftwerkspark muss damit insgesamt flexibler auf Residuallastschwankungen reagieren, was sich negativ auf die KWK-Strommengen auswirkt und diese hocheffiziente Strombereitstellungsmöglichkeit zurückdrängt. Darüber hinaus müssen die vom BiogasPark nicht mehr gelieferten Wärmemengen durch fossil betriebene Heizkessel (oder alternative Wärmeerzeuger) kompensiert werden, was wiederum zu einer Erhöhung des fossilen Brennstoffbedarfs führt. Der in Abbildung 17 dargestellte zusätzliche Bedarf an konventionellen Kraftwerken und fossilen Brennstoffen berücksichtigt nur die Residuallastversorgung. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser noch weiter ansteigt, wenn die sonst vom BiogasPark erbrachten Systemdienstleistungen verstärkt durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden. Die in Abbildung 6 ausgewiesenen Simulationsergebnisse berücksichtigen diesen Effekt nicht, da diese ausschließlich die kostenoptimale Residuallastversorgung adressieren.



**Abbildung 7 -1 Einfluss der Reduzierung der flexiblen BiogasPark-Leistung auf weitere Aspekte der Energieversorgung im Jahr 2030 (Auszug)**

Die vorliegende Studie zeigt, dass die mit der im EEG 2014 in Bezug auf die Biogasnutzung vorgenommene Weichenstellung, den bestehenden Biogasanlagenpark bis zum Jahr 2030 weitgehend vom Netz zu nehmen, erhebliche Verschiebungen innerhalb des erneuerbaren Energieversorgungssystems zur Folge haben würde. Die Auswirkungen wären eine gegenüber den Flexibilisierungsplänen der Biogasbranche zusätzliche Installation von fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen. Diese müssten wiederum mittels zusätzlicher konventioneller Kraftwerksleistung und Infrastruktur abgesichert werden.

- 
- [1] Becker, P. (2011): Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne. Zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts, Bochum, 2., überarb. Aufl., 2011
- [2] Umweltbundesamt (2014): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2012. Unter der Verwendung von Berechnungsergebnissen der Nationalen Koordinierungsstelle Emissionsberichterstattung, 2014
- [3] AGEE-Stat: Arbeitsgemeinschaft Erneuerbaren Energien Statistik (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2014. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin, 2015
- [4] Dr. Stefan Rauh, Fachverband Biogas e.V. (2016): Beschäftigungszahlen der Biogasbranche in den Jahren 2011 und 2015. Mailaustausch. 22.01.2016
- [5] BMWi und BAFA: Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2014 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2015
- [6] Peters, J. (2016): Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom. Analyse EEX Auktionsmarkt, Hiddenhausen, 2016
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): EEG-Umlage 2016. Fakten & Hintergründe. BMWi, Berlin, 2015
- [8] Heino Elfert (2016): Entwicklung der Energiepreise für Haushalte. Energie Informationsdienst - Das Energiejahr 2016 2016(03/16), S. 5
- [9] Fachverband Biogas e.V. (2016): Durchschnittsvergütung der Stromproduktion aus Biogas der gesamten Bestandsanlagen. Datenbasis DBFZ, FvB, Stand 2015. Januar 2016
- [10] Kelm, T. (2014): Vorbereitung des Erfahrungsberichts 2014 - Vorhaben IIc. Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht. ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch und Partner, GfK, 2014
- [11] Bundesnetzagentur (2016): Pilotausschreibung zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Bundesnetzagentur, Bonn, 2016
- [12] Christoph Kost (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie. Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem (ISE), 2013
- [13] Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y., et al. (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010, Berlin, 2011
- [14] Kunz, C. (2013): Dossier Versorgungssicherheit. Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Stromsystem. Studienvergleich, Berlin, 2013
- [15] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.; Consentec; Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (Hg.) (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, Aachen, 2012
- [16] Ulrich Schulze (2016): Vom Grundlastbetrieb zur flexiblen Leistungsbereitstellung. 10. Jahrestagung: Kraftwerke - Rückgrat der Energieversorgung!, Düsseldorf. 13. November 2016
- [17] Bundesnetzagentur (2015): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015, Bonn, 2015
- [18] (2016): Für den Ausbau von Onshore-Windenergie in D war 2015 das zweitstärkste Jahr. Deutsche Windguard beziffert Nettozubau. EUWID - Neue Energie 9(5), S. 1–4
- [19] Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE, Freiburg, 2015



- [20] Mauky, E.; DBFZ Leipzig (2015): Fütterungsmanagement, Kosten zur Etablierung, Abschätzung über Erfahrungswerte. persönliche Mitteilung. Juli 2015
- [21] Trainer, P. (2015): DBFZ erhält den Biogas-Innovationspreis der Deutschen Landwirtschaft 2015. Bedarfsgerechte Biogasproduktion durch modellprädiktive Fütterungsregelung im Praxismaßstab. DBFZ Leipzig, Leipzig, 2015
- [22] Dr. Stefan Rauh, Fachverband Biogas e.V. (2016): Aktuelle Zubauzahlen, Erreichung des Deckels EEG 2014. persönliche Mitteilung. Januar 2016

---

Literatur

---

ABBILDUNG 1-1 ZEITSTRAHL GESETZLICHE ÄNDERUNGEN (NICHT ABSCHLIEßEND) ZUR ELEKTRISCHEN ENERGIEVERSORGUNG [1]	4
ABBILDUNG 1-2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES DREIECK	5
ABBILDUNG 1-3 AKTUELLER STROMBEDARF UND ERZEUGUNG MITTELS WIND- UND SONNENENERGIE UND WASSERKRAFT, BEISPIEL MÄRZ 2015 (QUELLE AGORAMETER, ABRUF JANUAR 2015)	5
ABBILDUNG 2-1 BIOGASFÖRDERUNG IN DER ZERREIßPROBE – EINFLUSSKRÄFTE	7
ABBILDUNG 3-1 STROMNACHFRAGE (INLAND) ABZÜGLICH DER STROMERZEUGUNG AUS WIND, SONNE UND WASSERKRAFT ERGIBT DIE RESIDUALE LAST, 2 WOCHEN IM MÄRZ 2030 BEI CA. 60 % EE (AUF BASIS SIMULIRTER EE-EINSPEISEZEITREIHEN DES FRAUNHOFER IWES)	12
ABBILDUNG 3-2 FLEXIBLE STROMPRODUKTION (RESIDUALLAST UND SDL) AUS BIOGAS STEHT IN WECHSELWIRKUNG MIT DEM KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARK BEI DER RESIDUALLASTVERSORGUNG UND DEM STÜTZEN DER STROMÜBERTRAGUNG.	13
ABBILDUNG 3-3 DIREKTE UND INDIREKTE WIRKUNG DER BEREITSTELLUNG VON SDL DURCH DEN BIOGASPAK	17
ABBILDUNG 4-1 GESAMTKOSTENVERÄNDERUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS	19
ABBILDUNG 5-1 UNFLEXIBLE BIOGASANLAGEN (SCHEMATISCHE DARSTELLUNG)	21
ABBILDUNG 5-2 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINER FÜR DEN FLEXIBLEN BETRIEB AUSGESTATTETEN BIOGASANLAGE (INKL. ZUSÄTZLICHE ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN UND GASSPEICHERVOLUMEN).	26
ABBILDUNG 5-3 RESIDUALLASTVERSORGUNG MITTELS EINES FLEXIBLEN BIOGASPARKS IM JAHR 2030, IM JAHR 2030, 2 WOCHEN IM MÄRZ (KWK-BETRIEB: GEGENDRUCK, ENTNAHME-KONDENSATION SIND ZUSAMMENGEFASST) (MITTELS DES ENERGIESYSTEMMODELLS SCOPE ERMITTELT)	28
ABBILDUNG 6-1 ÄNDERUNG DER PRODUZIERTEN STROMMENGEN KRAFTWERKSTYPSCHEF DURCH DIE REDUZIERUNG DER STROMMENGEN AUS BIOGAS, BEI GLEICHBLEIBENDEN EE-STROMMENGEN AUS EE AN DER STROMVERSORGUNG	31
ABBILDUNG 6-2 VERSORGUNG DER LAST, DIFFERENZIERT NACH DEN UNTERSCHIEDLICHEN ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN (BIOGAS MIT 700 MW <sub>EL</sub> ) IM JAHR 2030	33
ABBILDUNG 6-3 ÄNDERUNG DER BETRIEBENEN EINZELLEISTUNGEN DURCH DIE REDUZIERUNG DER BIOGASLEISTUNG	34
ABBILDUNG 6-4 EINFLUSS DER REDUZIERUNG DER FLEXIBLEN BIOGASPAK-LEISTUNG AUF WEITERE ASPEKTE DER ENERGIEVERSORGUNG IM JAHR 2030	35
ABBILDUNG 6-5 ÄNDERUNG DES BRENNSTOFFBEDARFS DER UNTERSCHIEDLICHEN ERZEUGUNGSANLAGEN BEI EINER REDUZIERUNG DER FLEXIBLEN STROMMENGEN DES BIOGASPARKS VON ÜBER 30 TWH <sub>EL</sub> AUF UNTER 5 TWH <sub>EL</sub>	35
ABBILDUNG 17 EINFLUSS DER REDUZIERUNG DER FLEXIBLEN BIOGASPAK-LEISTUNG AUF WEITERE ASPEKTE DER ENERGIEVERSORGUNG IM JAHR 2030 (AUSZUG)	39