

Berlin, 28. April/6. Mai 2021

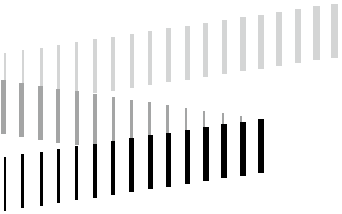
Handlungsempfehlungen des Runden Tisches  
zur Anwendung von § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021  
– Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen –

1. Der Runde Tisch stellt fest, dass eine *rechtssichere* Auslegung von § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021 nicht möglich ist. Sämtliche zur Diskussion stehenden und vom Runden Tisch erörterten Auslegungen sind entweder mit dem Wortlaut der Regelung unvereinbar oder sie führen bei der Anwendung der juristischen Auslegungsmethodik zu unauflösbaren Widersprüchen im Hinblick auf die systematische oder teleologische Auslegung.
2. Welche Regelungsabsicht der Gesetzgeber konkret mit § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021 verfolgt, lässt sich zudem nicht eindeutig ermitteln. Der Runde Tisch geht jedenfalls davon aus, dass der Gesetzgeber mit den Regelungen zur Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen sowohl *Förderanreize* als auch in den Fällen einer vom Gesetzgeber angenommenen Über- oder Doppelförderung *Fördergrenzen* setzen wollte.
3. Wenn es Regelungsabsicht des Gesetzgebers war, die Förderung von Biogasbestandsanlagen in der 2. Förderperiode mit dem Flexibilitätszuschlag insoweit zu begrenzen, als ein konkreter Leistungsanteil mit der Flexibilitätsprämie gefördert worden ist und nur genau dieser Leistungsanteil von der Förderung mit dem Flexibilitätszuschlag ausgenommen werden soll, dann regt der Runde Tisch an, dies gesetzlich klarzustellen, indem das EEG 2021 wie aus **Anhang 1** ersichtlich ergänzt wird, um für die Flexibilisierung der Biogasbestandsanlagen ein Mindestmaß an Rechts- und Investitionssicherheit zu schaffen.
4. Der Runde Tisch geht davon aus, dass zur Bestimmung des Flexibilitätszuschlags die gesamte installierte Leistung der Biogasbestandsanlagen als flexibel bereitgestellt anzusehen ist.
5. Die am Runden Tisch vertretenen Akteure halten es für erforderlich, Hemmnisse zur weiteren Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen abzubauen. Sie sind sich in der qualitativen Einschätzung einig, dass Bestandsanlagen im Anschlussbetrieb unter dem EEG 2021 zusätzlichen Investitionsbedarf durch eine Reihe zusätzlicher, neuer bzw. verschärfter Anforderungen haben. Der Anspruch auf Flexibilitätszuschlag für die bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderte Anlagenleistung soll-

te nicht gestrichen, sondern mit betriebswirtschaftlichem Augenmaß gekürzt werden. Dies wird in einem Vorschlag der Akteure zur angemessenen Anpassung des Flexibilitätszuschlags von bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderten Biogasanlagen ausgeführt (s. **Anhang 2**).

Die Vertreter der wissenschaftlichen Institutionen (DBFZ, IZES, THI und IER sowie EnKliP) empfehlen, für den Anspruch auf Flexibilitätszuschlag für die bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderte Anlagenleistung einen Betrag von mehr als 40 EUR/kW festzulegen. Sie gehen davon aus, dass der Möglichkeit einer Überförderung bereits durch die Ausschreibungssystematik ausreichend begegnet wird.

6. Die am Runden Tisch vertretenen Akteure halten es darüber hinaus für erforderlich, zur weiteren Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen neue Impulse zu geben. Das Instrumentarium des § 50b ist durch Zeitablauf unwirksam geworden und sollte zeitnah reformiert und effizienter ausgestaltet werden. Mitglieder des Runden Tisches werden dem BMWi und der Bundesregierung weitere Vorschläge zu § 50b separat unterbreiten.



## Unterzeichner der Handlungsempfehlungen

Dr. Hartwig von Bredow, Veronika Widmann  
von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte

Martin Dotzauer  
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH

Dr. Guido Ehrhardt  
Hauptstadtbüro Bioenergie

Dr. Ludger Eltrop  
IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Daniel Hölder

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer  
Technische Hochschule Ingolstadt

Dr. Patrick Matschoss  
IZES gGmbH Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme, Hochschule für Technik und  
Wirtschaft

Uwe Nestle  
EnKliP – Energie- und KlimaPolitik | Beratung

Horst Seide  
Fachverband Biogas e. V.

Claus-Heinrich Stahl  
B.KWK Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V.

Dr. Matthias Stark  
Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

Robert Wagner  
C.A.R.M.E.N. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e. V.

Dr. Jürgen Weigt  
Verband kommunaler Unternehmen e. V.

Christoph Weißenborn  
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Uwe Welteke-Fabricius  
Fl(ex)perten Netzwerk Flexibilisierung

Als neutrale Einrichtung zur Klärung von Auslegungsfragen ist die Clearingstelle EEG | KWKG nicht dazu berufen, Gesetzesänderungen vorzuschlagen, die über eine bloße Klarstellung hinausgehen. Die Clearingstelle EEG | KWKG äußert sich daher zu den Ziffern 5 und 6 sowie Anhang 2 nicht. Die Rolle der Clearingstelle EEG | KWKG hat sich insoweit darauf beschränkt, den Runden Tisch zu moderieren.

Sönke Dibbern, Elena Richter, Dr. Martin Winkler  
Clearingstelle EEG | KWKG

## Anhang 1 (zu Ziffer 3 der Handlungsempfehlungen)

### 1. § 50a Absatz 1 Satz 2 wird wie gefolgt gefasst:

„Der Anspruch nach Satz 1 besteht für die Anlagenbetreiber, die für ihre Anlage die Flexibilitätsprämie nach § 50b dieses Gesetzes oder nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch genommen haben, nicht für denjenigen Leistungsanteil, der sich als Quotient aus der Gesamtsumme der in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie in Euro und 1 300 Euro je Kilowatt ergibt.“

### 2. Begründung:

Die Regelung in § 50a Absatz 1 Satz 2 soll Mitnahmeeffekte und eine Doppelförderung für ein und dieselbe Leistung verhindern. Die bisherige Formulierung hat die Frage aufgeworfen, wie genau die bereits geförderte Leistung zu bestimmen ist. Diese Unsicherheit beeinträchtigt momentan die gewollten Investitionen in die Flexibilisierung von Biogasanlagen sowie die Planungssicherheit bei der Teilnahme an Anschlussschreibungen. Mit der klarstellenden Formulierung von § 50a Absatz 1 Satz 2 wird diese Unsicherheit beseitigt, indem eine einfache Berechnungsvorschrift ins Gesetz aufgenommen wird. Diese Berechnung setzt die bereits vom Anlagenbetreiber in Anspruch genommene Flexibilitätsprämie (in Euro) ins Verhältnis zur maximal möglichen Flexibilitätsprämie (10 Jahre multipliziert mit 130 € pro Jahr und Kilowatt). Die Höhe der bereits in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie kann in der Regel aus den jährlichen Abrechnungen des Netzbetreibers für die konkrete Anlage ermittelt werden.

## Anhang 2 (zu Ziffer 5 der Handlungsempfehlungen)

### 1. Neufassung § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021:

„Der Anspruch nach Satz 1 verringert sich für die Anlagenbetreiber, die für ihre Anlage die Flexibilitätsprämie nach § 50b dieses Gesetzes oder nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch genommen haben, für denjenigen Leistungsanteil, der sich als Quotient aus der Gesamtsumme der für diese Anlage in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie in Euro und 1.300 Euro je Kilowatt ergibt, auf 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Jahr.“

### 2. Begründung der Neufassung:

Nach Verlautbarung des BMWi sollte vorausschauend eine scheinbar offenkundige Doppelförderung zurückgenommen, in jedem Fall aber eine ebenfalls unzulässige Überförderung von bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderten Bestandsanlagen vermieden werden.

Daher stellt sich die Frage nach der betriebswirtschaftlichen Bewertung, nach der Höhe einer gerechtfertigten Förderung und gegebenenfalls nach der beihilferechtlich gebotenen Kürzung des Flexibilitätszuschlages in der Anschlussförderung einer Biomasseanlage nach § 39g EEG 2021 (zweite Förderperiode).

#### (a) Bewertung aus der rechtsgutachterlichen Stellungnahme

Mit dem Vorschlag wird die erst im EEG 2021 eingeführte Kürzung des Anspruchs auf den Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen in der Anschlussförderung teilweise zurückgenommen.

Dies war und ist aus der Sicht der unterzeichnenden Institutionen nicht geboten, da eine Über- oder Doppelförderung im Sinne des europäischen Beihilfenrechts auch bei einer Inanspruchnahme beider Förderinstrumente nicht gegeben ist.

Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag leisten für Anlagenbetreiber im Wege einer Betriebsbeihilfe einen Beitrag zur Kompensation dafür, dass sie darauf verzichten, die komplette installierte Leistung ihrer Anlage dauerhaft zur Stromproduktion einzusetzen. Ein andauernder Verzicht kann aber nicht durch eine in der Vergangenheit ausgezahlte Betriebsbeihilfe bereits kompensiert worden sein.

Außerdem wird die Höhe der Förderung von Biogasanlagen in der Anschlussförderung nach § 39g EEG 2021 über Ausschreibungen ermittelt. Dieses Instrument ermöglicht eine wettbewerbliche und damit Überförderungen vermeidende Bestimmung der Förderhöhe. Folgerichtig hat die EU-Kommission als Wettbewerbshüterin die kombinierte Förderung aus Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag im EEG 2017 bereits als mit dem EU-Beihilfenrecht vereinbar beurteilt.

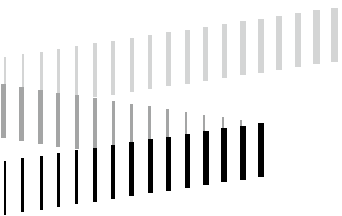
Ferner müssen Bestandsanlagen in der Anschlussförderung nach § 39g EEG 2021 strengeren Anforderungen gerecht werden, wie etwa dem Qualitätskriterium für Flexibilität nach § 50 Absatz 3 EEG 2021. Das erfordert zusätzliche Investitionen, die mit dem Flexibilitätszuschlag in der Anschlussförderung gefördert werden sollen, ohne bereits durch die Flexibilitätsprämie gedeckt gewesen zu sein.

Die strengeren Anforderungen an Bestandsanlagen in der Anschlussförderung nach § 39g EEG 2021 entsprechen denjenigen an Neuanlagen. Daher müssen sie auch im Rahmen der Förderung gleichbehandelt werden. Neuanlagen erhalten den Flexibilitätszuschlag während einer Förderdauer von 20 Jahren, während der Förderanspruch für Bestandsanlagen in zwei Förderperioden von jeweils maximal 10 Jahren zerfällt (10 Jahre Flexibilitätsprämie und 10 Jahre Flexibilitätszuschlag in der Anschlussförderung).

Einzelne Synergieeffekte werden durch den verringerten Fördersatz für die bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderte Leistung berücksichtigt.

Die bisherige Formulierung in § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021 hat die Frage aufgeworfen, wie genau die bereits geförderte Leistung zu bestimmen ist. Auch diese Unsicherheit beeinträchtigt momentan die gewollten Investitionen in die Flexibilisierung von Biogasanlagen sowie die Planungssicherheit bei der Teilnahme an Anschlussausschreibungen.

Mit der nun vorgeschlagenen Formulierung in § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021 wird die Unsicherheit bei der Ermittlung der bereits mit der Flexibilitätsprämie geförderten Leistung beseitigt, indem eine einfache und nachvollziehbare Berechnungsvorschrift ins Gesetz aufgenommen wird. Diese Berechnung setzt die bereits vom Anlagenbetreiber in Anspruch genommene Flexibilitätsprämie (in Euro) ins Verhältnis zur maximal möglichen Flexibilitätsprämie (10 Jahre multipliziert mit 130 € pro Jahr und Kilowatt). Die Höhe der bereits in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie kann in der Regel aus den jährli-



chen Abrechnungen des Netzbetreibers für die konkrete Anlage ermittelt werden.

(ausführlich: Rechtgutachterliche Stellungnahme der Kanzlei von Bredow Valentin Herz)

**(b) Erfahrungen des Fördergebers mit der Kürzung**

Die mit dem EEG 2021 geänderte Fassung des § 50a EEG galt seit dem 1.1.2017. Seitdem können Bestandsanlagen nach 20 Jahren EEG-Förderung in eine zweite Förderperiode wechseln, was angesichts der Kosten für die Biogaserzeugung gerechtfertigt ist. Mit den gedeckelten Gebotshöchstgrenzen fanden sich jedoch zu wenige Bieter, um die (geringen) ausgeschriebenen Mengen auszuschöpfen, zumal bisher nur wenige Betreiber das Ende der 1. Förderperiode erreichten.

Die höheren Gebotspreisgrenzen im EEG 2021 ließen nun eine deutliche Steigerung der Zahl der Bieter befürchten. Stattdessen hat aber die gleichzeitige Kürzung des Flexibilitätszuschlags offenbar deutlich überwogen und die Zahl der Bieter ist bei der ersten Ausschreibung des Jahres 2021 noch weiter zurückgegangen, wie die von der BNetzA veröffentlichten Ergebnisse belegen.

In Anbetracht der ehrgeizigen Ziele zum Klimaschutz, bei gleichzeitiger hoher Versorgungssicherheit ist aber ein Rückgang der Erzeugung von flexiblem Strom aus steuerbaren regenerativen Quellen nicht hinnehmbar.

(Datenquellen: Bundesnetzagentur, Auswertung: Fachverband Biogas)

**(c) Technische Begründung**

Aus dem Wortlaut der bisherigen Regelung kann eine Doppelförderung durch die nacheinander folgende Förderung mit der Flexibilitätsprämie in der ersten Förderperiode und durch den Flexibilitätszuschlag in der zweiten Förderperiode vermutet werden. Tatsächlich mag die Bemessungsgrundlage für beide Förderinstrumente dieselbe installierte Leistung sein, doch sind die geförderten Investitionen in den beiden Förderzeiträumen klar unterscheidbar und keineswegs eine zweimalige Förderung desselben Investitionsgutes.

Erfahrungen aus der Branche und aus der wissenschaftlichen Begleitforschung zeigen, dass in der Realität der Flexibilisierung meistens zweistufig vorgegangen wird. Die Flexibilitätsprämie förderte einen Leistungszubau in der ersten Förderperiode, der für die Teilnahme an der Regelleistung ausreicht. Beim weit verbreiteten Zubau einer gleich großen installierten Leistung ist dies auch ohne aufwändigen Gas- und Wärmespeicher möglich, sodass die Flexibilitätsprämie einen großen Teil der Investitionskosten deckt.

Diese Ausstattung genügt jedoch nicht für die höheren Anforderungen der zweiten Förderperiode, die durch das EEG 2021 nochmals gesteigert wurden. Hierfür sind selbst bei gleichbleibender installierter Leistung weitere Investitionen erforderlich, die in der Regel nicht von Stromerlösen und Marktprämie gedeckt werden können:

Sämtliche BHKW unterfallen der 44. BImSchV und müssen mit SCR-Katalysatoren nachgerüstet werden. Deren Betrieb erfordert zukünftig den Einsatz von Harnstofflösung.

Im Betrieb nach EEG 2021 muss für mindestens 1.000 Betriebsstunden/Jahr die Einspeisung von mindestens 85 % der installierten Leistung nachgewiesen werden. Damit müssen auch solche BHKW modernisiert und meist generalüberholt werden, die bisher noch in der Bereitschaft für Regelleistung standen und durch weniger als 300 Betriebsstunden/Jahr den geringeren Anforderungen von Notstromaggregaten unterfielen.

Nach § 51 EEG 2021 entfällt schon ab 4 Stunden negativer Strompreise der Anspruch auf die Marktprämie. Eine wirtschaftliche Betriebsweise erfordert – anders als zur Zeit der ersten Investitionsentscheidung – die Fähigkeit zum Fahrplanbetrieb. Betreiber müssen in neue Gas- und Wärmespeicher investieren, um bis zu 24 Stunden ohne BHKW-Betrieb auskommen zu können.

Im EEG 2021 wurde die maximale Vergütung von 50 % auf 45 % der installierten Leistung reduziert. Betreiber, die bisher mit 50 % gerechnet haben, müssen daher die installierte Leistung nochmals um 10 % erhöhen, oder es gehen ihnen 10 % der Kapazität der Biogaserzeugung verloren.

**(d) Betriebswirtschaftliche Begründung – typischer Fall**

Die Kosten der Flexibilisierung sind in der folgenden Tabelle links dargestellt. (Quelle: KTBL 2017). Die dort gewählte 500 kW-Anlage, die ihre Leistung auf 1.000 kW erweitert, steht dabei exemplarisch für die am meisten verbreitete Anlagengröße mit der häufigsten Dimensionierung der Flexibilisierung.

Die Kosten liegen bei etwa 750 T€ oder 1.668 €/kW Zusatzleistung, noch ohne Wärmespeicher und eine Ertüchtigung des Bestandmotors für den Fahrplanbetrieb. Die Förderhöhe durch die Flexibilitätsprämie liegt deutlich darunter, zumal der Förderanspruch für 10 Jahre besteht, aber wegen der Zeitdifferenz zwischen Fristbeginn (Meldung beim Netzbetreiber zu Vorhabensbeginn) und Auszahlungsbeginn (Meldung bei der BNetzA mit Gutachten nach Inbetriebnahme) im Mittel nur 9 Jahre ausgezahlt wird.

<b>Kosten Flexprämie (10 Jahre)</b>		<b>Kosten Flexzuschlag (10 Jahre)</b>	
Schaffung der Flexibilität einer 500 kW Anlage mit 1.000 kW installiert Quelle: KTBL-Heft 118 (2017)		Finanzierung Flexibilität bestehend und neu Quellen: KTBL 2019, FNR 2019, 2G 2021, ASUE 2011, FvB 2021 (eigene Annahmen)	
Komponenten	Kosten	Komponenten	Kosten €
Motorwärmung	9.300 €	#1 Nachrüstung beide BHKW mit SCR-Kat	80.000 €
BHKW	501.417 €	#2 plus Stellfläche SCR	15.333 €
Verstärkung Netzanschluss	60.192 €	#3 Zusatzkosten Betrieb SCR	29.565 €
Stellfläche	15.333 €	#4 Ersatz/Vergößerung Foliendach	165.539 €
Gasleitungsausbau	11.500 €	#5 Ein-/Ausbau Wärmespeicher	105.000 €
Gasspeicher	93.128 €	#6 Weitere Investitionskosten	70.000 €
Gaskühlstrecke	23.000 €	#7 Planungen	12.712 €
Notkühler	13.636 €	#8 Genehmigung, UG	12.880 €
Planungen	11.556 €	#9 Generalüberholung Bestands-BHKW	75.000 €
Genehmigung, UG	11.709 €	#10 Erlösminderung Menge (2 Ct/kWh)	87.600 €
<b>Summe</b>	<b>750.771 €</b>	<b>#11 Summe</b>	<b>653.629 €</b>
Bemessungsleistung	500 kW	#12 Bemessungsleistung	450 kW
installierte Leistung	1000 kW	#13 installierte Leistung	1000 kW
Zusatzleistung i.S. §50b	450 kW	#14 gefördert i.S. Flexzuschlag (neu)	450 kW
Strommenge	4.380.000 kWh/a	#15 Strommenge	3.942.000 kWh/a
Strommenge 10 Jahre	43.800.000 kWh/10a	#16 Strommenge 10 Jahre	39.420.000 kWh/10a
Kosten je kW Zubau	1.668 €	#17 <b>Kosten je kW inst</b>	<b>654 €/kW</b>
		#18 <b>Kosten Flexibilisierung gesamt</b>	<b>1.404.400 €</b>
<b>Förderung Flexprämie max</b>	<b>585.000 €</b>	#19 <b>Förderung Flexzuschlag (neu)</b>	<b>582.500 €</b>
		#20 <b>Summe Flexprämie + Flexzuschlag g</b>	<b>1.167.500 €</b>

Quelle: Fachverband Biogas, KTBL

Die Tabelle zeigt rechts Kosten der 2. Förderperiode, die nicht durch die Flexibilitätsprämie gedeckt wurden und ohne eine Flexibilisierung nicht angefallen wären.

Viele Anlagen kommen in den Geltungsbereich der 44. BImSchV mit Folgen für die BHKW-Technik. In den kommenden Jahren muss in neue SCR-Technik sowie die zugehörigen Verbrauchsmaterialien (Harnstoff) investiert werden (#1 bis #3).

Die in der ersten Förderperiode installierten Gasspeicher müssen aufgrund der neuen Vorgaben der TRAS 120 regelmäßig erneuert und aufgrund neuer Vorgaben des EEG vergrößert werden (#4).

Ebenso führen neue Vorgaben im EEG 2021 sowie längere Perioden mit negativen Preisen dazu, dass neue bzw. größere Wärmespeicher installiert werden müssen (#5).

Aufgrund der Genehmigung nach BImSchG wegen der getätigten Flexibilisierung sind zusätzliche Investitionen zu tragen, wie Leitungsbau, Steuerung, Sicherheitstechnik (#6).

Das gesamte Vorhaben ist erneut mit Planungs- und Genehmigungskosten verbunden (#7 und #8).

Insgesamt addieren sich die Kosten auf weitere 600 T€. Bezogen auf die installierte Leistung bedeutet dies 60 €/kW, die über den Flexibilitätszuschlag gefördert werden.

Die Kalkulationen basieren auf den öffentlich zugänglichen Werten (KTBL, FNR) und können in der zur Verfügung gestellten Excel-Datei nachvollzogen werden.

Im laufenden Betrieb werden durch die Investitionen auch betriebswirtschaftliche Nutzen erzielt, wie z. B. zusätzliche Erlöse bei der Stromeinspeisung zu Hochpreiszeiten, die Abdeckung von Lastspitzen in Wärmenetzen oder Effizienzsteigerungen durch modernere BHKW. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass

- die Förderung nur einen Teil der Abschreibungskosten deckt. Ein weiterer Teil der Investitionen, die Verzinsung, das technische Risiko, die kalkulatorischen Kosten für Wagnis und Gewinn sowie der erhebliche Arbeitsaufwand für die Umgestaltung der Anlagen bleiben weiterhin beim Betreiber. Diese wirtschaftlichen Effekte sind erfahrungsgemäß mindestens notwendig, um die Betreiber zu den entsprechenden Investitionen zu bewegen.
- diese Effekte in der Regel banktechnisch nicht beleihbar sind, also nicht für eine Investitionsfinanzierung zur Verfügung stehen,
- die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung solcher Produktivitätsfortschritte bedarf, da die Betreiber mit der 20-jährigen Festschreibung der Einspeisevergütungen unter hohem wirtschaftlichem Druck stehen, zumal nicht damit zu rechnen war, wie schnell landwirtschaftliche Rohstoffe zu einem knappen Gut werden würden, wie stark die Kosten für z. B. Düngemitteln einerseits, aber auch die Ausbringung von stickstoffhaltigen Gärprodukten andererseits und insbesondere die Pachtpreise steigen würden,
- bei einer nachhaltigen Ertragssteigerung unter den Bedingungen der wettbewerblichen Ermittlung der Vergütung in der zweiten Förderperiode diese Kostenvorteile in die Gebotsverhalten eingepreist werden.

Es gibt also gute Gründe, warum eine Flexibilisierung der Biogas-Bestandsanlagen nur mit der angebotenen Förderung überhaupt stattfindet. Daher wäre es nicht sachgerecht, die Spekulation auf zusätzliche Nutzen in die Berechnung der Förderung einzubeziehen.

(e) **Betriebswirtschaftliche Begründung – empirisch**

In einer kleinen, aber technisch wichtigen Zahl der Fälle werden bei einer langfristigen Auslegung beide Flexibilitätsschritte in der ersten Förderperiode vorgenommen – jedoch erst, seitdem die Aussicht auf Flexibilitätszuschlag in der zweiten Förderperiode besteht.

Dabei werden manche Teile der Investition vorgezogen, die erst in der zweiten Förderperiode notwendig gewesen wären. Bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung ergeben sich daher Besonderheiten, denn ein größerer Teil der Investitionen wurde mit der Flexibilitätsprämie gefördert, und dabei ein geringerer Fördersatz in Kauf genommen, um in der zweiten Förderperiode durch den Flexibilitätszuschlag ausgeglichen zu werden.

Diese Betreiber sehen sich durch die faktische Streichung des Flexibilitätszuschlags im EEG 2021 für diese Anlagenkonstellation um den Lohn ihres unternehmerischen Mutes gebracht, zumal genau diese Anlagen energiepolitisch zukunftsfähig ausgelegt sind. Dadurch wird die billige Erwartung enttäuscht, dass der Gesetzgeber eine angemessene, mehrfach als wichtig betonte und bereits in der Gesetzesbegründung des EEG 2017 verankerte Förderung auch beibehält. Sie erleiden mit der nachträglichen Änderung des § 50a im EEG 2021 eine „unechte Rückwirkung“ und werden in ihrem Vertrauen auf die Konsistenz der Gesetzgebung verletzt.

Auch diese Anlagen müssen in der 2. Förderperiode zukünftig neue, höhere gesetzliche Anforderungen erfüllen, die bei der Ursprungsinvestition zum Teil noch nicht bekannt sein konnten: z. B. Mindestbetriebsdauer von 1.000 Bh/a für alle Aggregate, TRAS 120 für Gasspeicher, Nachrüstungspflicht für SCR-Katalysatoren lt. 44. BImSchV für BHKW, sowie vergrößerte Gasspeicher, um den Betrieb in den deutlich längeren Phasen mit negativen Strompreisen vermeiden zu können (vgl. die vorstehenden Darstellungen unter (d)).

Dies setzt auch bei diesen Anlagen weitere Investitionen voraus, die eine Förderung mit dem Flexibilitätszuschlag in betriebswirtschaftlicher Hinsicht sinnvoll begründen.

Das Netzwerk Flexperten hat Selbstauskünfte von 11 flexibilisierten Biogasanlagen mit einer mittleren Bemessungsleistung von 612 kW und einer installierten Leistung von 1.952 kW ausgewertet. Der Leistungszubau ist also etwa doppelt so groß wie im Durchschnitt und daher mit spezifisch günstigeren Kosten verbunden.

Diese Betreiber nutzen die Flexibilisierungsinvestitionen jedoch überwiegend, um schon gleich in den Fahrplanbetrieb zu wechseln. Wegen dieser zeitlichen Vorziehung (z.B. höherer Planungsaufwand, größerer Gas- und Wärmespeicher) betragen die mittleren Kostenangaben für den Leistungszubau in der 1. Förderperiode immer noch 1.593 €, bezogen auf die installierte Leistung 1.093 €/kW.

Bei mehr als doppeltem Leistungszubau besteht der Anspruch auf Flexibilitätsprämie aber nur für die Hälfte der installierten Leistung. Die maximale Flexibilitätsprämie beträgt 947 €/kW bezogen auf den Mittelwert der zugebauten Leistung (auf 10 Jahre gerechnet), bzw. 650 €/kW installierte Leistung.

Nur 5 von 11 Betreibern konnten Schätzungen über zu erwartende Kosten für die 2. Förderperiode abgeben, daher sind diese Daten weniger aussagekräftig. Im Mittel wird der Investitionsbedarf für die 2. Förderperiode mit plausiblen 302 €/kW installierte Leistung eingeschätzt (ohne Investitionen in die Gaserzeugung).

Damit übersteigt der vorgeschlagene Flexibilitätszuschlag (575 €/kW im Mittel) zwar die spezifischen Kosten der zweiten Förderperiode (ca. 300 €/kW), doch mit den vorgezogenen Investitionen der ersten Förderperiode (Summe Kosten: 1.395 €/kW) deckt die Summe beider Förderinstrumente aus Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag die Investitionen wiederum nur zu einem angemessenen Teil (Summe max. Förderung: 1.225 €/kW).

Die Mehrzahl der noch nicht für die Flexibilisierung gewonnenen Betreiber wird in der Regel höhere spezifische Kosten haben. Das gilt insbesondere, wenn der Leistungszubau in zwei zeitlich getrennten Projekten erfolgt oder der Zubau sich auf zwei nacheinander installierte BHKW verteilt, was spezifisch teurer ist.

Anmerkung zur Tabelle unten: Von allen Maßnahmen der 1. Förderperiode wurden die Kostenschätzung addiert; nicht jede Maßnahme wird bei allen Anlagen umgesetzt. Verschobene Investitionen würden sich in der 2. Förderperiode wiederfinden. Um Doppelungen zu vermeiden, wurden die Kostenschätzungen der 2. Förderperiode nicht ausgewertet, sondern nur der Mittelwert der von den Betreibern angegebenen Gesamtsumme wiedergegeben.

Kostenschätzung für Flexibilisierung und 2. Vergütungsperiode		
(in Tausend €)		
Anlage:	bei Flexibilisierung	voraussichtlich für 2. Vergütungsperiode
Bemessungsleistung in kW	612	
installierte Leistung in kW	1.952	2.139
<b>Planung und Genehmigung</b>		
Planung	71	9
Genehmigungs-Antrag, BImSch	18	10
Störfallplan, neue Sicherheitstechnik	15	0
Anlagenzertifikat	15	11
Bauleitung	15	5
was noch:	10	2
<b>Summe Planungskosten</b>	<b>144</b>	<b>41</b>
<b>BHKW</b>		
Netzverträglichkeit, Netzanschluss	111	0
Gasleitung, Verdichter	30	25
Gasreinigung, Kühlung	57	3
BHKW mit Gehäuse	843	180
Trafo + Stromleitungen	136	15
Abgas: SCR-Kat (44.BImSchV)	36	83
SMR-Technik	80	5
Generalüberholung (Alt-BHKW)	50	203
was noch:	23	150
<b>Summe BHKW-Technik</b>	<b>1.366</b>	<b>414</b>
<b>Gasspeicher</b>		
zusätzlicher Reingasspeicher Volumen	<b>6.890</b>	<b>5.400</b>
zusätzlicher Reingasspeicher Kosten	133	100
neue Gashauben im Bestand	80	120
Füllstandsmessung, Druckausgleich	10	0
was noch:	76	0
<b>Summe Gasspeicher</b>	<b>298</b>	<b>80</b>
<b>Wärmeverwertung</b>		
Wärmespeicher Volumen	<b>403</b>	<b>900</b>
Wärmespeicher Kosten	224	380
Wärmenetz und -nutzung	50	0
was noch:	51	0
<b>Summe Wärmenetz</b>	<b>325</b>	<b>207</b>
<b>Modernisierung Biogas</b>		
Umwallation, Zaun, Wege	19	
Substratsilo	80	
Abdichtung Boden, Abwasser	20	0
Fütterung und Gärbehälter	50	
zusätzliches Gärproduktlager	375	
Gärproduktaufbereitung	0	
Sicherheit Brand und Ex-Schutz	10	5
was noch:	2	50
<b>Summe Modernisierung</b>	<b>556</b>	<b>488</b>
<b>Gesamt (ohne Modernisierung Biogas)</b>	<b>2.133</b>	<b>646</b>
Leistungszubau (kW)	1.339	
Flexibilitätsprämie je kW Zubau	<b>947 €</b>	
Flexprämie/-zuschlag je kW inst. (max)	<b>650 €</b>	<b>575 €</b>
Summe Förderung je kW inst		<b>1.225 €</b>
spezifische Kosten je kW Zubau	1.593 €	
spezifische Kosten je kW Pinst	<b>1.093 €</b>	<b>302 €</b>
Summe Kosten je kW Pinst		<b>1.395 €</b>

Quelle: Netzwerk Flexperten (2021)

(f) **Betriebswirtschaftliche Begründung – empirisch summarisch**

In einer weiteren Untersuchung wurden die Informationen von den Anlagen ausgewertet, deren Betreiber sich wegen der Streichung der Flexibilitätsprämie gemeldet haben.

Zu 120 flexibilisierten Anlagen liegen Daten über die Kosten der Flexibilisierungsinvestitionen vor:

Die mittlere Bemessungsleistung beträgt 738 kW. Im Mittel wurden 1.337 kW hinzugebaut, sodass die installierte Leistung im Mittel 2.075 kW beträgt (+ 181 %).

Die Betreiber gaben eine Investitionssumme von im Mittel 1.785 Mio. € an. Das entspricht spezifischen Kosten von 1.335 €/kW, für die sie im Mittel einen Flexibilitätsprämienanspruch von 1.010 €/kW zugebaute Leistung geltend machen können.

Bezogen auf die installierte Leistung kostete die Investition 860 €/kW, bei einer Förderung mit der Flexibilitätsprämie von 650 €/kW, von der allerdings im Mittel nur 585 €/kW ausgezahlt werden.

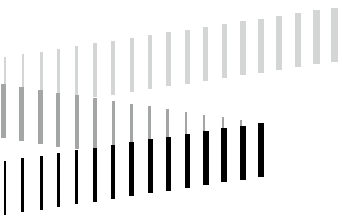
Diese Betreiber gehen also trotz günstiger spezifischer Kosten mit einer Unterdeckung von 210 bis 275 €/kW in die zweite Förderperiode. Auch diese Anlagen müssen in der 2. Förderperiode die höheren gesetzliche Anforderungen erfüllen, sowie in vergrößerte Gas- und Wärmespeicher investieren, um den Betrieb in den deutlich längeren Phasen mit negativen Strompreisen vermeiden zu können.

Dies setzt auch bei diesen Anlagen weitere Investitionen voraus, die eine Förderung mit dem Flexibilitätszuschlag sinnvoll begründen. (Quelle: energethik ingenieure, Master-Datenbank, Auswertung unveröffentlicht)

(g) **Betriebswirtschaftliche Begründung aus Forschungsprojekten**

Das Biogas-Messprogramm III diene der Erhebung von Daten zur ökonomischen Bewertung des Ist-Standes inkl. bereits durchgeführter Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen, der Ermittlung optimierter Betriebsstrategien für Biogasanlagen für die noch zu Verfügung stehende Restlaufzeit bis zum Auslaufen von EEG-Vergütung, der mgl. Erlösmaximierung / Kostenreduzierung bei bestehendem Anlagensetting und der Untersuchung der Flexibilisierung (zwei- bis vierfache Überbauung).

Im Rahmen des Biogas-Messprogramms III hat das DBFZ festgestellt, dass die Stromgestehungskosten von 50 untersuchten Biogasanlagen nur bei weniger

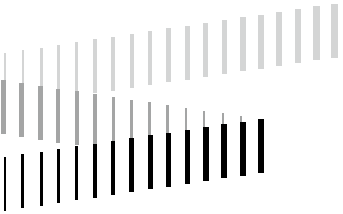


als der Hälfte der Anlagen unter den (angehobenen!) Gebotshöchstpreisen des EEG 2021 liegen. Zusätzliche Wärmeerlöse werden im ländlichen Raum meist empfindlich durch Investitionskosten in Wärmenetze und wärmenutzende Anlagen geschmälert, sodass Biogasanlagen a) im Mittel nicht über die Selbstfinanzierungskraft verfügen, aus denen sie Investitionen in der Flexibilisierung selbst tragen könnten und b) darauf angewiesen sein werden, zukünftig mit Hilfe der Flexibilisierung höhere Stromerlöse zu erzielen, um im Markt bestehen zu können.

Der mittlere Leistungsquotient (installierte Leistung./ Bemessungsleistung) beträgt bei diesen Untersuchungen etwa 2,2 und bestätigt die exemplarische Kostenermittlung des Fachverbands Biogas (s. o. unter (b)). Es bestätigt sich auch, dass hierbei die älteren Bestands-BHKW zur flexiblen Betriebsweise herangezogen werden und für die 2. Förderperiode einer Ertüchtigung bedürfen.

Weitere Folgerungen sind: Die ausschließliche Betrachtung der Auszahlungen für Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag ergibt keine Hinweise auf „Doppelförderung“. Eine Kürzung des Flexibilitätszuschlags würde hingegen eine Ungleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen ergeben, obwohl beide Anlagenkategorien denselben Restriktionen nach §§ 39 ff. EEG 2021 unterliegen (insbesondere hinsichtlich der Einsatzstoffe und der Förderverringerung nach § 39i Absatz 1 und 2 EEG 2021). Die höheren Anforderungen im EEG-Ausschreibungsdesign erfordern häufig Nachrüstungen bei Bestandsanlagen. Dabei ist zu bedenken, dass der Flexibilitätszuschlag sowohl Investitionen als auch eine Minderauslastung der Anlagen kompensieren soll. Bisher kann man noch nicht auf die Markterlöse setzen, weil diese abhängig sind von der bisher schwachen Preisvolatilität am Strommarkt. (Biogas-Messprogramm III, DBFZ 2021)

Das DBFZ hat auch untersucht, wie die Flexibilisierung durch Verstärkung der Marktsignale angeregt werden kann. Der Bedarf besteht, weil zwar mind. 2,2 GW flexible Leistung durch Biogasanlagen (BGA) und Biomethan-KWK-Anlagen am Netz sind (ca. 3.300 Anlagen). Aber nur ca. 150 Anlagen agieren voll flexibel (Schätzung Projekt „VisuFlex“). Der größte Anteil der Produktion im Stromsystem (ca. 50 TWh/a) erzielt nur den niedrigen Base-Preis, da bislang nur relativ geringer Wert von Flexibilität die flexible Fahrweise anreizt. Die Preisvolatilität liegt aktuell nur um 7–8 €/MWh (Jahresmittel), die Preissignale des Strommarktes (Spreads) sind nicht attraktiv genug für



den flexiblen Betrieb und reichen nicht aus für die erforderlichen Investitionen. Die Flexibilitätsprämie und der Flexibilitätszuschlag fördern bisher nur technische Ertüchtigung, die tatsächliche Produktion blieb bis zum EEG 2021 unberücksichtigt.

(Projekt Flexsignal, DBFZ mit Universität Duisburg Essen und Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UfZ))

Das DBFZ fasst seine Forschungsergebnisse zu Empfehlungen zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2020 und zur zukünftigen Förderung von Bioenergie zusammen (Auswahl):

Die Bedeutung einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie, wie sie auf Grundlage von Biomasse möglich ist, nimmt angesichts steigender Anteile von fluktuierender Wind- und Solarenergie im Stromsystem langfristig zu. Die bereits vorhandenen Potenziale für einen flexiblen Betrieb von Biomasseanlagen werden gegenwärtig häufig nicht genutzt, u. a. weil auf Spotmärkten derzeit noch keine ausreichenden Preissignale für eine flexible Stromproduktion gesendet werden.

Solange dies der Fall ist, könnte eine stärker am tatsächlichen Strombedarf orientierte Anlagenfahrweise durch eine preis- und zeitsensitive, auf elektrische Energie bezogene Systemprämie angeregt werden, welche die Preissignale der Märkte gezielt verstärkt. Hierdurch kann der Residuallastverlauf geglättet werden, was zu einer Reduktion der Kosten des Gesamtsystems beiträgt und den Bedarf konventioneller Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast verringert.

Darüber hinaus könnten KWK-Biomasseanlagen, die insbesondere in den Wintermonaten bei hohem Wärmebedarf betrieben werden, Beiträge zum Ausgleich saisonaler Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage leisten.

(h) **Weitere Forschungsprojekte** geben Auskunft über Inhalte, Kosten, Wirkung und Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung (Auswahl):

- Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen (kurz: REzAB) Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster und C.A.R.M.E.N e. V.
- ReBi 2, UBEDB, BiKoFlex, FlexHKW – Fraunhofer IWES Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Hochflexible Biogasanlagen durch das ReBi-Konzept. ReBi 3.0 – HAWK – NEUTec
- Entwicklungspfade für Biogas und Kosteneffekte in einem hochflexiblen und erneuerbaren Energiesystem. Modellanalysen – IER, Universität Stuttgart Abteilung SEE – Systemanalyse und erneuerbare Energie
- Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas) – Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES gGmbH), Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UfZ)