

# Steckbrief

## **Flexibilisierungskonzepte für das Anlagenbeispiel 7 (Biogasanlage, 1.166 kW, vorrangige Gülle- nutzung)**

**Martin Dotzauer**  
**Peter Kornatz**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133

[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

Datum: 14.06.2018

## Auszug aus der Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen

Beim Anlagenbeispiel 7 handelt es sich um eine landwirtschaftliche Biogasanlage in Nord-Ostdeutschland mit einer installierten Leistung von  $P_{el}=1.166$  kW. Die Biogasanlage setzt überwiegend Gülle ein. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Anlage unterscheidet sich insofern von den übrigen Konzepten, als dass zwei hydraulisch durchmischte Fermenter (Pfefferkorn-Reaktoren) für die Biogaserzeugung genutzt werden. Ein Membrangasspeicher fehlt hier, bzw. es wurden hierzu keine genaueren Angaben gemacht. Es ist davon auszugehen, dass die  $800\text{ m}^3$  Speichervolumen das Volumen über Freibord der Fermenter ist und gleichzeitig das Arbeitsvolumen für die hydraulische Durchmischung bereitstellt.

Tabelle 1: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 7

### Steckbrief Anlagenbeispiel 7

<b>Anlagenbeschreibung</b>		Anlagenbeispiel 7: Gülledominierte Biogasanlage 1.166 kW					
<b>erstmalige Inbetriebnahme</b>		27.12.2001			<b>Weiterbetrieb bis</b> k.A.		
<b>BHKW</b>		<b>BHKW 1</b>	<b>BHKW 2</b>	<b>BHKW 3</b>	<b>BHKW 4</b>	<b>BHKW 5</b>	<b>BHKW 6</b>
(B)HKW-Bauart		Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor				
(B)HKW-Betriebsart		Dauerbetrieb	Dauerbetrieb				
Installierte Leistung		836	330				
Elektrischer Wirkungsgrad		45,0%	37,0%				
Thermischer Wirkungsgrad		45,5%	41,0%				
Jahresbetriebsstunden (vbh)		8.426	8.260				
Inbetriebnahmejahr		2010	2011				
<b>Gasspeicher</b>		<b>Gasspeicher 1</b>		<b>Gasspeicher 2</b>		<b>Gasspeicher 3</b>	
Bauart		Foliensack in Getreidesilo					
Inbetriebnahmejahr		2000					
Bruttovolumen [m <sup>3</sup> ]		800					
<b>Einsatzstoffe (ES)</b>		<b>ES 1</b>	<b>ES 2</b>	<b>ES 3</b>	<b>ES 4</b>	<b>ES 5</b>	<b>ES 6</b>
Substrat Typ		R.-Gülle	R.-Gülle	R.-Mist			Futterreste
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]		100.000	20.000	4.500			4.000
Anteil an der eingesetzten FM [%]		78%	16%	4%			3%
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]		3	3	5			32
<b>Energieumsatz</b>							
Stromproduktion (brutto) [kWh]		9.769.936		Wärmesenke 1	Metall & Kfz		27%
Stromeinspeisung (netto) [kWh]		9.300.000		Wärmesenke 2	Trocknung		7%
Prozesswärmebedarf [kWh]		k. A.		Wärmesenke 3	Gaststätten		7%
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]		k. A.		Wärmesenke 4	Beherbergung		27%
Externe Wärmenutzung [kWh]		3.222.000		Wärmesenke 5	Gemeinde & Feuerwehr		40%

Die Anlage wurde erstmals im Jahr 2001 und somit in einer sehr frühen Phase des EEG in Betrieb genommen. Die momentan eingesetzten BHKW wurden im Jahr 2010 (BHKW 1: 836 kW) und 2011 (BHKW 2: 330 kW) installiert.

Hierbei wurde das ursprüngliche BHKW 1 (Erstinstallation 2001) mit einem Aggregat identischer Leistung ersetzt und BHKW 2 als Satellit in ca. 2,5 km Entfernung mit Anbindung über eine Biogasleitung neu installiert. Momentan werden beide BHKW im Grundlastbetrieb gefahren.

Der Substrateinsatz ist deutlich von Rindergülle dominiert (94 %), und wird durch einen geringen Anteil Rinderfestmist und Futterreste ergänzt. Die Anlage kann somit unabhängig von Anbaubiomasse betrieben werden, womit vor allem Kostenvorteile bei der Substratbeschaffung einhergehen. Für den Festmistaufschluss wurde nachträglich ein „Lehmann Extruder“ installiert. Durch den Einsatz eines Satelliten-BHKW ist es möglich, die am Satellitenstandort erzeugte Wärme verbrauchernah zur Verfügung zu stellen. Dies spiegelt sich in einer hohen Wärmeauskopplung und einem hohen Wärmenutzungsgrad mit einer guten Abnehmerstruktur wider.

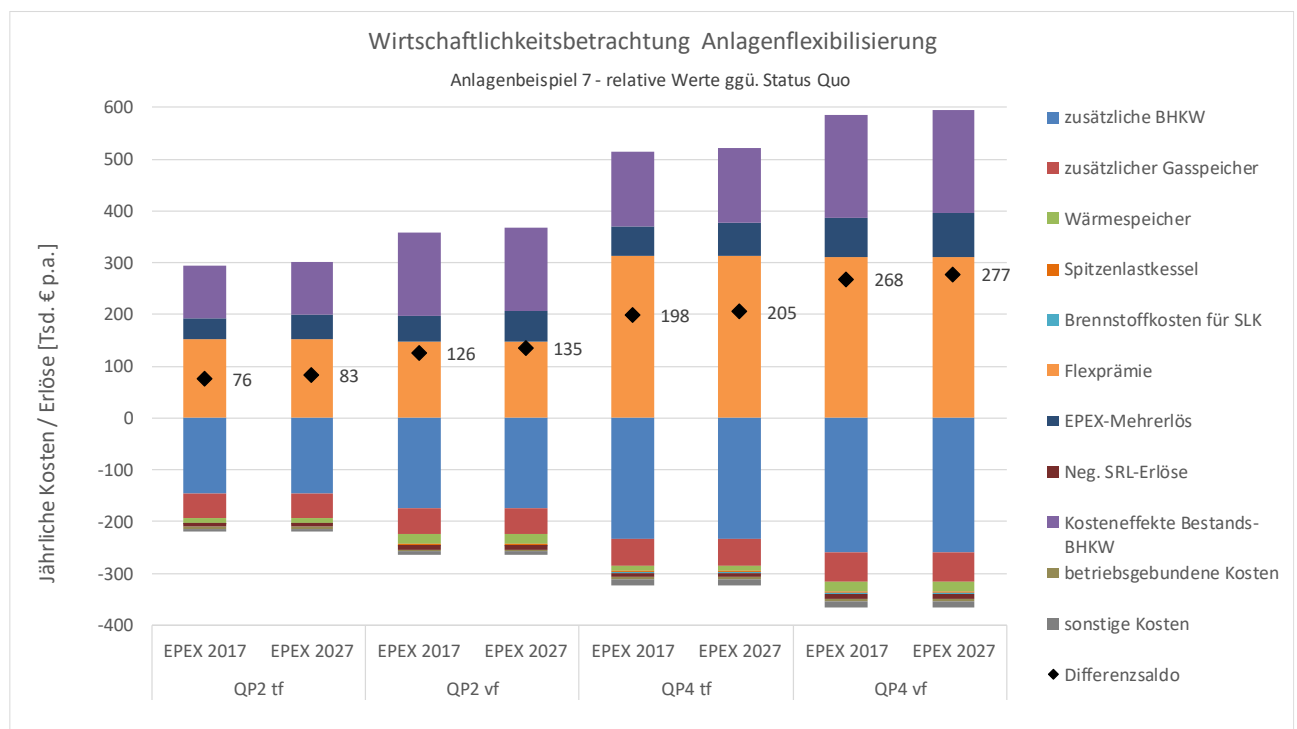


Abbildung 1 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 7, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Der Anlagenbetreiber plant den Weiterbetrieb der Anlage bis 2040. Für die Weiterentwicklung der Anlage ist für das Jahr 2018 eine Investition von 2 Mio. € in Planung, die jedoch zurzeit nicht weiter spezifiziert wurde. Ob eine Teilnahme an einer Ausschreibung nach EEG 2017 geplant ist, wurde vom Anlagenbetreiber nicht explizit erwähnt. Da die Anlage jedoch schon im Jahr 2022 aus dem bisherigen EEG-Regime ausscheiden wird und der Anlagenbetreiber die Anlage darüber hinaus in Betrieb halten möchte, ist nach jetzigem Sachstand eine Teilnahme an den Ausschreibungen als Bestandsanlage die einzige Möglichkeit zum Weiterbetrieb. Da die Anlage unter Annahme einer erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie diese noch maximal 5 Jahre in Anspruch nehmen kann, wurde diese Zeitspanne auch als Betrachtungszeitraum für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen festgesetzt. Im Vergleich der Varianten fällt in Abbildung 1 auf, dass trotz der kurzen Betrachtungsdauer von 5 Jahren alle Varianten einen Nettoerlös versprechen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die genutzte Annuitätenmethode Restwerte für nicht vollständig abbeschriebene Komponenten als Gutschriften einrechnet.

Die Unterschiede zwischen teil- und vollflexibler Fahrweise sind bei einem moderaten Überbauungsgrad sehr hoch (fast doppelt so hoher Saldo), aber auch im Falle einer vierfachen Überbauung noch sehr deutlich gegeben (Tabelle 2). Kostenseitig ist vor allem die Investition für die zusätzliche BHKW-Kapazität sehr dominant. Erlöseseitig tragen vor allem die Flexibilitätsprämie und Kosteneffekte der Bestands-BHKW (Verlängerung der Nutzungsdauer) zu einer Überkompensierung der Kosten bei. Die relativ geringen Kosten für den zusätzlichen Gasspeicherbedarf werden in der obigen Rechnung möglicherweise unterschätzt, da in der standardisierten Methodik immer pauschal ein fermentergebundener Doppelmembranspeicher kalkuliert wird, der mit dem hier vorliegenden Fermentertyp aber nicht kompatibel ist. Eine weitere Unsicherheit ergibt sich für die Aussage, dass die vollflexible Fahrweise dem teilflexiblen Betrieb vorzuziehen ist. Die verwendete Methodik fasst alle BHKW zu einem virtuellen Standort zusammen, so dass es für eine Beibehaltung der hohen Wärmenutzungsgrade am Satellitenstandort unter Umständen auch vorteilhaft sein kann, diesen nicht zwingend flexibel zu betreiben. Als weiterer Aspekt ist gegebenen Falls zu prüfen ob die bestehende Rohgasleitung zum Satellitenstandort auch höhere Volumenströme realisieren kann. Im Zuge der Flexibilisierung des Satellitenstandortes nimmt dort auch der maximal notwendige Volumenstrom für die Versorgung der BHKW mit Rohgas zu, wobei der Gasspeicher für einen Ausgleich am Ort der Gaserzeugung installiert ist und damit hier nicht aus Pufferoption zur Verfügung steht.

Tabelle 2 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 7

**Variantenvergleich Anlagenbeispiel 7**

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	1.166	1.166	3.498	3.498
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	1.108	1.069	2.332	2.332
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	779	799	642	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,032%	0,033%	0,026%	0,028%
Gasspeicher-Erweiterung	[m <sup>3</sup> ]	14.584	17.605	18.980	25.215
Opt. Wärmespeichervolumen	[m <sup>3</sup> ]	182	545	269	589
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	750	537	750	1.041
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	684	43	1652	2010

**Kosten (relativ zum Status Quo)**

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	101	83	153	140
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	146	174	233	259
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-102	-161	-145	-198
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	47	51	52	59
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	9	17	11	18
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	1	2	1	3
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	1	2	2	5
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	1	0	2	2
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	3	3	5	4
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	5	8	13	11

**Erlöse (relativ zum Status Quo)**

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	186	221	370	429
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	152	147	313	311
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	41	50	58	76
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	48	60	64	86
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-7	-10	-7	-10

**Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)**

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	76	126	198	268
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	83	135	205	277