

Steckbrief

Flexibilisierungskonzepte für das Anlagenbeispiel 1 (Biogasanlage, 210 kW, vorrangige Güllenutzung)

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
info@dbfz.de

Datum: 14.06.2018

Auszug aus der Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen

Bei Anlagenbeispiel 1 handelt es sich um eine durch GÜllennutzung geprägte landwirtschaftliche Biogasanlage in Süddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=210$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Anlage wurde erstmals im Jahr 2009 in Betrieb genommen und verfügt noch über das ursprüngliche BHKW, das sich mit ca. 50.000 Betriebsstunden im letzten Drittel seines Lebenszyklus befindet. Aktuell wird das BHKW im Grundlastbetrieb gefahren, wobei die Laufzeit von ca. 7.500 Betriebsstunden im Jahr für den Grundlastbetrieb als eher gering einzustufen ist. Die Anlage verfügt über einen externen Gassack mit einem Volumen von 180 m³, der gleichzeitig mit der Anlage in Betrieb genommen wurde.

Der Substratmix basiert hauptsächlich auf Rindergülle (81 %) mit einem Zuschlag von Silomais und Grassilage (in Summe 19 %). Der eingesetzte Rinderfestmist ist mengenmäßig vernachlässigbar.

Tabelle 1: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 1

Anlagenbeschreibung	Anlagenbeispiel 1: Biogasanlage, 200 kW, vorrangige GÜllennutzung					
erstmalige Inbetriebnahme	04.12.2009			Weiterbetrieb bis	k.A.	
BHKW	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart	Otto-Gasmotor					
(B)HKW-Betriebsart	Dauerbetrieb					
Installierte Leistung	210					
Elektrischer Wirkungsgrad	38,6%					
Thermischer Wirkungsgrad	41,9%					
Jahresbetriebsstunden (vbh)	7.522					
Inbetriebnahmejahr	2009					
Gasspeicher	Gasspeicher 1	Gasspeicher 2	Gasspeicher 3			
Bauart	Externer Gassack					
Inbetriebnahmejahr	2009					
Bruttovolumen [m ³]	180					
Einsatzstoffe (ES)	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	R.-Gülle	R.-Mist	Mais	Gras		
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	13.000	20	1.640	1.380		
Anteil an der eingesetzten FM [%]	81%	0%	10%	9%		
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	3	5	32	56		
Energieumsatz						
Stromproduktion (brutto) [kWh]	1.689.000		Wärmesenke	Einfamilienhaus	100%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	1.523.957		Wärmesenke			
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.		Wärmesenke			
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	7%		Wärmesenke			
Externe Wärmenutzung [kWh]	463.928		Wärmesenke			

Durch das in den Jahren 2009 und 2012 installierte Wärmenetz lässt sich eine Wärmeausnutzung von ca. 30 % der Bruttowärmeerzeugung (inkl. Trocknungsprozessen) im Jahresmittel erreichen. Die Wärmeabnehmerstruktur besteht ausschließlich aus Einfamilienhäusern.

Eine Ausweitung der Wärmenutzung über das bisherige Maß hinaus ist bei Wohngebäuden schwierig, da starke saisonale Schwankungen auftreten und damit entweder im Sommer Wärme ungenutzt bleibt oder im Winter sehr hohe Spitzenlasten abgedeckt werden müssen. Der Zeithorizont für einen Weiterbetrieb sowie eine zukünftige Betriebsstrategie wurde nicht angegeben, allerdings sind 50.000 € Zusatzinvestitionen geplant, welche nicht weiter spezifiziert wurden.

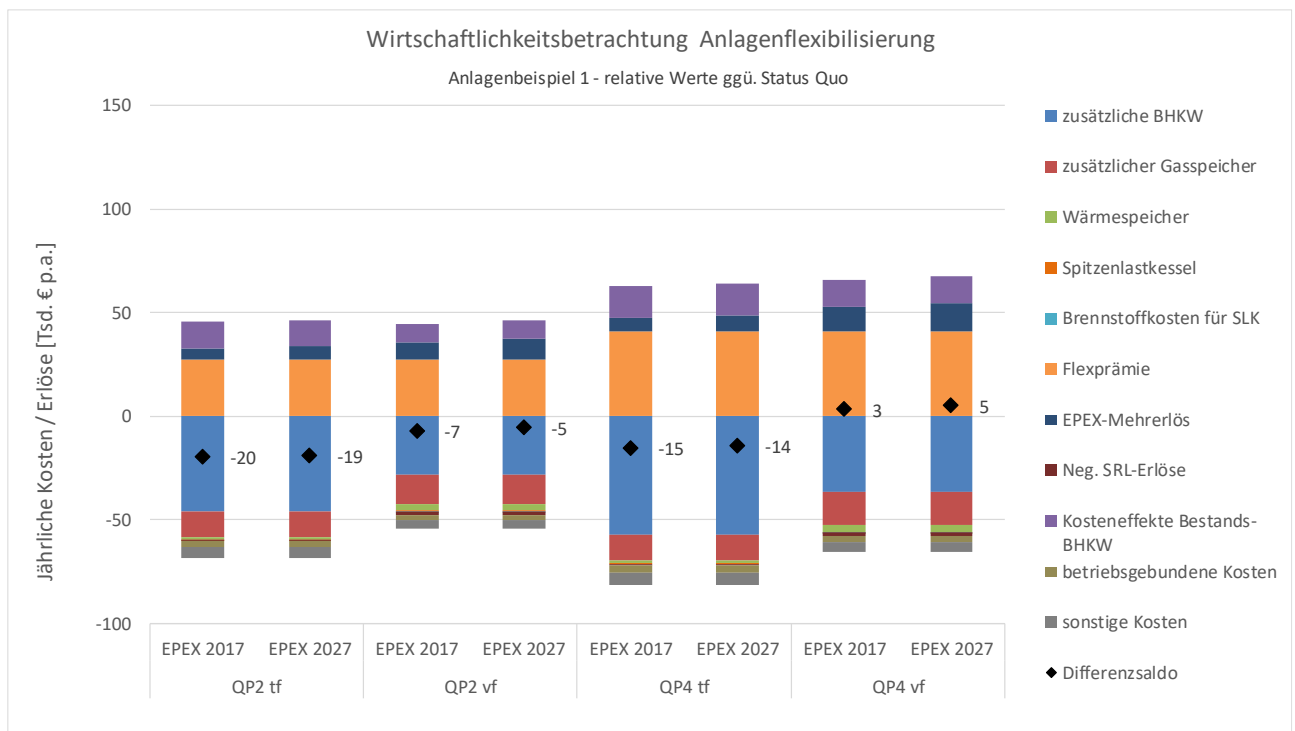


Abbildung 1 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 1, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet, Auswahl relevanter Einzelposten

Beim Vergleich der relativen Veränderungen für Kosten und Erlöse zeigt sich in Abbildung 1 als erstes, dass die Flexibilisierung unter den getroffenen Annahmen nur bei einer sehr starken Überbauung einen positiven Saldo der Kosten und Erlöse gegenüber dem Status Quo erwarten lässt. Der Grund liegt vor allem in den vergleichsweise hohen Investitionen für zusätzliche BHKW-Leistung, die im kleineren Leistungsbereich spezifisch höhere Kosten mit sich bringen als bei einer doppelten oder vierfachen Überbauung einer größeren Anlage.

Auf Grund der relativ geringen Wärmenutzung von 14 % der Bruttowärmeerzeugung (ohne Trocknungsprozesse), fallen in der Betrachtung die Aufwendungen für Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und den zusätzlichen Brennstoffbedarf nur relativ wenig ins Gewicht. Hierbei ist weiterhin bei der Interpretation der Zahlen in Tabelle 2 zu berücksichtigen, dass die dort aufgeführten Werte immer die Differenzkosten gegenüber den Status Quo repräsentieren und auch dort bereits eine gewisse Absicherung von thermischen Spitzenlasten sichergestellt sein muss.

Für die untersuchte Anlage ist entweder eine sehr starke Flexibilisierung zu empfehlen oder zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit zu prüfen, ob die Wärmenutzung auszuweiten ist, da ein Großteil der aktuell produzierten Wärme nicht wirtschaftlich genutzt werden kann.

Tabelle 2 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 1

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 1

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	210	210	420	420
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	208	208	315	315
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	735	799	642	747
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,048%	0,105%	0,042%	0,196%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	2.134	3.427	2.423	4.524
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	21	87	21	102
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	0	123	0	120
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	0	14	0	27

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	47	37	56	43
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	46	28	57	36
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-13	-8,6	-16	-13
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	12	15	13	16
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	1,2	3,0	1,2	3,3
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,1	0,2	0,1	0,3
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	0,0
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	3,0	2,4	3,5	2,7
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	4,9	4,5	5,6	4,6

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	35	37	50	54
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	27	27	41	41
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	5,7	8,7	6,5	12
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	6,5	10	7,3	13
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-0,9	-1,8	-0,9	-1,8

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	-20	-7,1	-15	3,3
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	-19	-5,4	-14	5,0