

Steckbrief

Flexibilisierungskonzepte für das Anlagenbeispiel 6 (Biogasanlage, 1.650 kW, NawaRo dominiert)

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

Beim Anlagenbeispiel 6 handelt es sich um eine landwirtschaftliche NawaRo-Biogasanlage in Norddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{ei}=1.650$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Anlage wurde erstmalig 2011 mit drei BHKW in Betrieb genommen, 2014 erfolgte die Erweiterung um ein weiteres Verstromungsaggregat. Von den vier BHKW wird momentan ein Aggregat mit 400 kW am Hauptstandort und ein weiteres als Satellit mit 400 kW mit jeweils über 8.000 h/a im Grundlastbetrieb betrieben. Ein weiterer Satelliten-Standort mit zwei BHKW (600 kW und 250 kW) arbeitet im saisonal flexiblen Taktbetrieb mit einer Hauptbetriebszeit in den Wintermonaten. Der Substrateinsatz ist massebezogen mit einem Anteil von ca. 65 % von pflanzlicher Anbaubiomasse dominiert und wird mit ca. 35 % Wirtschaftsdünger ergänzt.

Tabelle 1 Steckbrief für das Anlagenbeispiel 6

Anlagenbeschreibung		Anlagenbeispiel 6: NawaRo-dominierte Biogasanlage 1.650 kW					
erstmalige Inbetriebnahme		11.11.2011			Weiterbetrieb bis		2042
BHKW		BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor		
(B)HKW-Betriebsart	Dauerbetrieb	Dauerbetrieb	Taktbetrieb	Taktbetrieb			
Installierte Leistung	400	400	600	250			
Elektrischer Wirkungsgrad	42,5%	42,8%	42,5%	41,0%			
Thermischer Wirkungsgrad	40,3%	40,3%	40,3%	40,3%			
Jahresbetriebsstunden (vbh)	8.584	8.376	5.946	5.946			
Inbetriebnahmejahr	2011	2011	2011	2014			
Gasspeicher		Gasspeicher 1		Gasspeicher 2		Gasspeicher 3	
Bauart	Fermeter doppelagig	Fermeter doppelagig					
Inbetriebnahmejahr	2011	2012					
Bruttovolumen [m ³]	4.482	4.222					
Einsatzstoffe (ES)		ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	Mais	Gras	Getreide-GPS	Zuckerrübe	HTK	Gülle	
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	16.092	2.861	2.197	2.471	419	12.107	
Anteil an der eingesetzten FM [%]	45%	8%	6%	7%	1%	33%	
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	39,56	32	36	26	5		
Energieumsatz							
Stromproduktion (brutto) [kWh]	12.050.000	Wärmesenke 1		Einfamilienhaus		10%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	11.969.718	Wärmesenke 2		Trocknung		42%	
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.	Wärmesenke 3		Gartenbau		47%	
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	10%	Wärmesenke 4		Gemeinde & Feuerwehr		1%	
Externe Wärmenutzung [kWh]	6.148.000	Wärmesenke 5					

Für das Anlagenbeispiel 6 besteht ein hoher Wärmenutzungsgrad, wobei der Schwerpunkt (42 %) auf den Trocknungsanlagen und der Versorgung eines Gärtnereibetriebs (47 %) liegt. Satellit 2 versorgt darüber hinaus ein Wärmenetz, das ca. 11 % der extern nutzbaren Wärme aufnimmt.

Für die nachfolgenden ökonomischen Betrachtungen wurde angenommen, dass die Trocknungsprozesse nicht prioritär zu bedienen und deshalb bei der Auslegung des Wärmekonzeptes rechnerisch nicht zu berücksichtigen sind. Die Werte wurden ebenfalls im Anlagensteckbrief (Tabelle 1) herausgerechnet.

Der Weiterbetrieb ist vorerst bis 2042 geplant, wobei die Anlage in das Ausschreibungssystem nach EEG 2017 überführt werden soll. Im Zuge dessen ist vorgesehen, den zweiten Satellitenstandort 2031 außer Betrieb zu nehmen. Darüber plant der Betreiber eine zusätzliche Substrataufbereitung in Form einer Kugelmühle oder ähnlichen Aufbereitungsverfahren. Für den Satellitenstandort 1 wird über einen Zubau im Sinne der Flexibilisierung nachgedacht. Der vorhandene NVP ist dort jedoch nicht entsprechend ausgelegt und eine Verlegung des Netzanschlusses zum nächst gelegenen NVP würde eine zusätzliche Investition von 750.000 € erfordern. Die Kosten für die geplante Kugelmühle und den ggf. notwendigen neuen NVP werden in der nachfolgenden ökonomischen Bewertung nicht mitberücksichtigt.

Im Status Quo des Anlagenbeispiels 6 wird, wie in Tabelle 1 dargestellt, das BHKW 1 und BHKW 2 im Dauerbetrieb gefahren und die BHKW 3 und 4 im Taktbetrieb flexibel eingesetzt. Die Anlage wird aktuell teilflexibel betrieben.

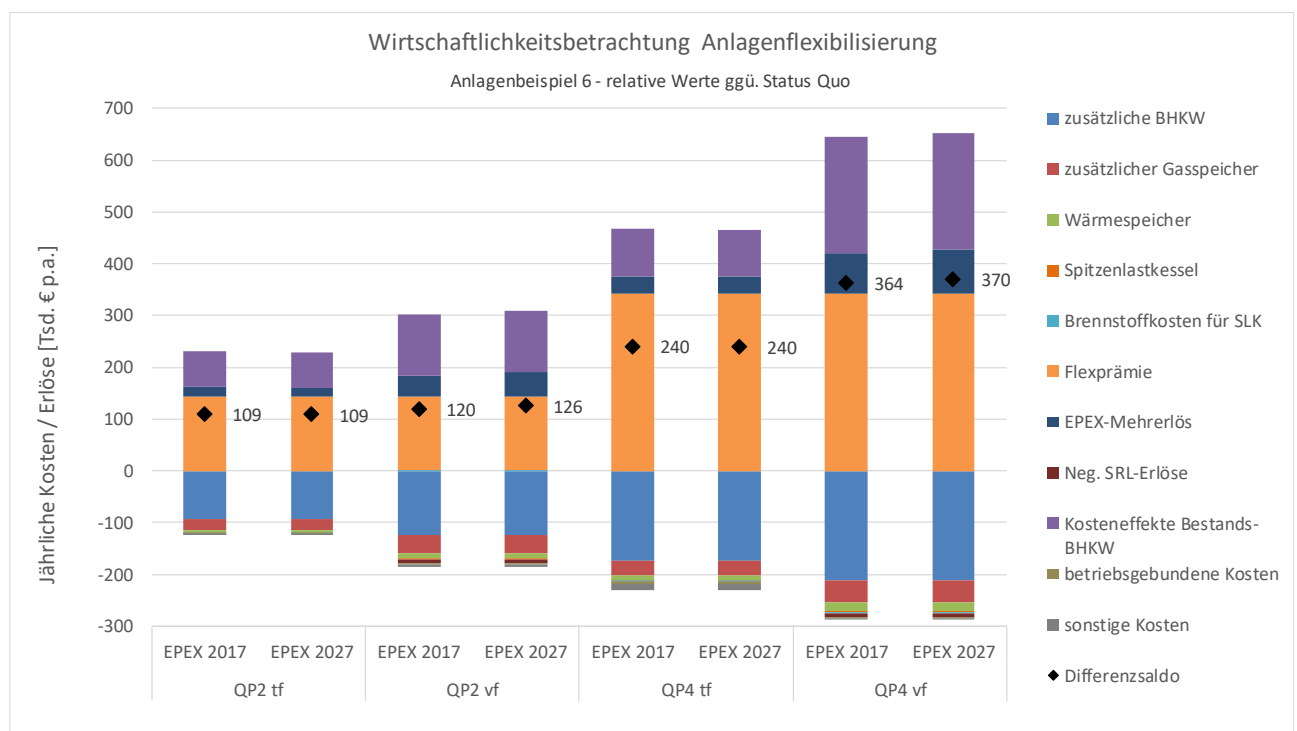


Abbildung 1 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 6, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Im Vergleich der vier untersuchten Varianten ist in Abbildung 1 klar abzulesen, dass die Varianten mit steigender Überbauung gegenüber dem Status Quo besser abschneiden. Weiterhin versprechen die vollflexiblen Betriebsmodi bei gleicher Überbauung etwas höhere Zugewinne als die teilflexiblen Betriebsoptionen. Einen vergleichsweise geringen Effekt zeigen die Vergleiche zwischen unterschiedlichen Niveaus für die zusätzlichen Strommarkterlöse.

Zum einen werden diese Unterschiede trotz zukünftig tendenziell steigender Erlösmöglichkeiten auf Grund der zukünftig zunehmenden Preisvolatilität durch den Differenzkostenansatz nivelliert, da die Anlage auch bei Erhaltung des Status Quo in Zukunft von steigenden Mehreinnahmen profitieren kann. Zum anderen sind die EPEX-Mehrerlöse im Vergleich zu den Positionen für BHKW-Neuinvestitionen, zu den Kosteneffekten für Bestands-BHKW sowie zur Flexibilitätsprämie vergleichsweise gering, so dass sich hierdurch keine bedeutenden Veränderungen ergeben (siehe Tabelle 2s).

Tabelle 2 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 6

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 6

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	1.100	1.100	3.900	3.900
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	1.233	1.236	2.775	2.775
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	747	791	526	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,026%	0,027%	0,018%	0,024%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	4.275	12.808	9.416	24.816
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	269	637	504	1.101
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	1.616	2.372	1.597	2.096
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	5157	4552	5341	6939

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	51	52	122	50
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	93	125	173	211
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-69	-119	-91	-224
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	22	33	30	43
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	4,3	11	8,5	17
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,6	1,9	1,4	3,4
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,6	-0,2	0,8	2,4
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,4	-0,2	0,5	2,1
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,1	2,1	5,1	1,5
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,8	5,1	13	0,5

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	166	179	381	418
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	142	143	343	343
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	19	41	33	78
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	19	48	32	84
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	0,0	-6,8	0,0	-6,8

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	109	120	240	364
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	109	126	240	370

Zusammenfassend ist unter den gegebenen Annahmen die Variante „QP4 vf“ also eine vierfache Überbauung bei vollflexibler Fahrweise für das Anlagenbeispiel diejenige, die den höchsten Nettoerlös verspricht. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass hierbei keine Kosten für einen möglicherweise notwendigen neuen NVP berücksichtigt sind und dass die Satellitenstandorte nicht separat betrachtet wurden.