

Entwicklung optimierter Anlagenfahrpläne für die flexibilisierte Stromerzeugung und -vermarktung aus Biogasanlagen

Franz Theuretzbacher¹ und Bernadette Mauthner²

¹ Fachhochschule Wiener Neustadt für Wirtschaft und Technik GmbH Campus Wieselburg, Zeiselgraben 4, 3250 Wieselburg, Österreich

² Biogas Bruck/Leitha GmbH & Co KG, Szallasweg 1, 2460 Bruck an der Leitha, Österreich

Abstract. Durch steigende Wind- und Photovoltaikleistung sowie durch Lastverschiebungen im Stromverbrauch, nimmt die Wichtigkeit flexibel verfügbarer Leistung im Stromnetz in Österreich, wie auch im europäischen Raum, stetig zu. Die Biogastechnologie ist technisch gesehen bereits jetzt dazu in der Lage für einen Teil der Netzregelung, sowie auch für die Vermarktung auf unterschiedlichen Marktplätzen für Elektrizität, eingesetzt zu werden. Gleichzeitig besteht für bestehende Biogasanlagen aufgrund des Auslaufens der Tarifierung aus dem Ökostromgesetz der Bedarf an neuen Optionen für die Stromvermarktung. Hinsichtlich der Vermarktung von flexibel erzeugtem Strom gibt es verschiedene Möglichkeiten. In dieser Arbeit wurden anhand einer Beispielanlage Fahrpläne und Vermarktungsoptionen entwickelt. Die Ergebnisse zeigen, dass zwar höhere Erträge als beim baseload-Marktpreis erzielbar sind, das Preisniveau im Vergleich zur Tarifierung von Elektrizität aus Biogasanlagen laut Ökostromgesetz derzeit jedoch nicht erreicht werden kann.

Keywords: Regelenergie, Biogas, Energiemärkte

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft in Europa befindet sich im Umbruch. Die Notwendigkeit der verstärkten Nutzung regenerativer Energieformen bedingt große Änderungen der Energieinfrastruktur. Die zunehmende Leistung aus Windkraft- sowie Photovoltaikanlagen führt zu einer schwieriger planbaren, fluktuierenden Einspeisung von Elektrizität in das Stromnetz. Sowohl Überschüsse als auch Defizite müssen ausgeglichen werden um die Stabilität der Stromnetze zu gewährleisten. In den meisten europäischen Ländern werden dazu konventionelle thermische Kraftwerke verwendet, die mit fossilen Brennstoffen wie zum Beispiel Erdgas betrieben werden.

Die Biogastechnologie ist gut entwickelt und verfügt über das Potential innerhalb gewisser Grenzen flexibel Strom zu erzeugen. Je nachdem wie flexibel Biogasanlagen betrieben werden sollen sind gar keine bis überschaubare technische Adaptierungsmaßnahmen notwendig. [1]

Abgesehen von der technischen Umsetzbarkeit ist eine zentrale Frage, auf welchen Märkten Biogasanlagen sinnvollerweise partizipieren sollten um ökonomisch sinnvoll betrieben werden zu können.

Tabelle 1. Potential für flexible Stromerzeugung verschiedener Kraftwerkstypen (P_N ... Nominallast, BHKW ... Blockheizkraftwerk) [2,3]

Kraftwerk		Kohlekraftwerk	Gaskraftwerk	Biogas-BHKW
Leistungsgradient	[% P_N /min]	1,5-6	8-15	8-20
Teillast	[% P_N]	40-90	40-90	50-100
Minimallast	[% P_N]	40-20	50-20	0
Reaktionszeit				
Mit Vorwärmung	[h]	3-2	<0,1	<0,1
Ohne Vorwärmung	[h]	10-4	<0,1	<0,1

1.1 Möglichkeiten zur Adaptierung der Anlagentechnik

Prinzipiell sind die meisten Biogasanlagen, sofern sie mit einem BHKW ausgestattet sind, in der Lage flexibel Strom zu erzeugen. Um dieses Potential zu erweitern gibt es verschiedene technische Maßnahmen die umgesetzt werden können. Eine große Herausforderung stellt die relativ konstante Biogaserzeugung im Fermenter dar. Durch Erweiterung der Gasspeicher kann die Erzeugung von Biogas von dessen Nutzung in einem gewissen Maß entkoppelt werden. Durch die Installation einer Biogas-Upgrading-Anlage mit anschließender Einspeisung des Biomethans in das öffentliche Erdgasnetz kann diese Abhängigkeit weitgehend ausgeschaltet werden. In aktuellen Forschungsprojekten werden auch Konzepte verfolgt, in welchen auch eine flexible Biogaserzeugung durch variable Fütterung möglich ist. [1,4]

1.2 Strommärkte

Märkte für Elektrizität sind stark durch deren Eigenschaften definiert. Elektrizität kann physikalisch nicht aufgrund ihrer Herkunft unterschieden werden, sie kann nur beschränkt gespeichert werden und benötigt ein Netz für die Übertragung und Verteilung. Daraus leitet sich auch ab, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit gleich sein müssen. Von den verfügbaren Möglichkeiten zur Vermarktung von Elektrizität aus flexiblen Erzeugungsanlagen stellen der Intradaymarkt sowie die Bereitstellung von Regelernergie die interessantesten Optionen dar.

Intradaymarkt. Auf dem Intradaymarkt wird Elektrizität im sogenannten “pay-as-bid” Verfahren gehandelt. Die European Energy Exchange (EPEX) ist der wichtigste Marktplatz für den Intradayhandel in West- und Mitteleuropa. Die gehandelten Produkte umfassen neben Blockprodukten wie zum Beispiel baseload oder peak Produkte, als auch Viertelstundenprodukte. [5]

Regelenergie. Regelenergie wird vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert um die Netzfrequenz stabil zu halten. Je nach notwendiger Reaktionszeit sowie Dauer des Abrufs kann zwischen Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelenergie unterschieden werden. Weitere Unterscheidungen können zwischen peak- und off-peak sowie positiver und negativer Regelenergie getroffen werden. In Österreich wird Regelenergie bzw. –leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) im Rahmen einer wöchentlichen Ausschreibung beschafft. [6]

Für weitere Betrachtungen wurde zum einen nur die Partizipation für positive Sekundärregelenergie sowie eine kombinierte Vermarktung von Elektrizität am Intradaymarkt sowie eine Partizipation am Markt für positive Sekundärregelenergie gewählt.

2 Methode

Für die Entwicklung der Fahrpläne wurde eine ex-post Analyse der in Frage kommenden Strommärkte über ein Jahr hinweg durchgeführt. Um potentielle Erträge aus der Vermarktung von Sekundärregelenergie zu ermitteln, wurde auf zwei Datenquellen zurückgegriffen. Die APG veröffentlicht Regelenergie-Abrufdaten in einer Viertelstunden-Auflösung. Auf der Plattform regelleistung.net werden Daten zu den Ausschreibungsergebnissen in Österreich und Deutschland veröffentlicht. Aus der Kombination beider Quellen können, unter Annahme eines bestimmten Preisangebots für Sekundärregelenergie, die potentielle Anzahl der Abrufe und somit auch Erträge abgeschätzt werden.

Als Modellanlage für die Untersuchung diente die Biogasanlage Bruck an der Leitha. Die Anlage verarbeitet organische Abfälle und ist mit 2 BHKW Motoren (830 kW und 525 kW) ausgestattet, welche als Backup für die Biogas Upgrading-Anlage dienen. Die Abwärme aus den BHKW Motoren kann entweder direkt an der Anlage für die Fermenterheizung und Hygienisierung, oder aber in einem Fernwärmenetz genutzt werden.

Für die Untersuchung wird angenommen, dass die Biogasanlage Bruck an der Leitha Teil eines virtuellen Kraftwerkspools ist und über einen Strom-Direktvermarkter vermarktet wird. Dies dient zum einen dazu, die von der APG geforderte Mindestleistung von 5 MW für die Bereitstellung von Sekundärregelenergie aufbringen zu können, und zum anderen der Absicherung eines Ausfalls, da dies im Kraftwerkspool in der Regel berücksichtigt wird. Für den Fall eines Abrufs von Sekundärregelenergie wird die Dauer mit 3 Minuten zuzüglich An- und Abfahrtsrampe angenommen. Für die Teilnahme an der wöchentlichen Regelenergie Ausschreibung wird ein Arbeitspreis von 160 € pro MWh angenommen. Die Erträge aus dem Leistungspreis werden als Mittelwert aller Leistungspreise aller abgegebenen Angebote angenommen.

In dieser Betrachtung werden nur potentielle Erträge, nicht aber zusätzliche Kosten des Betriebs berücksichtigt. Diese können zum Beispiel erhöhte Service- und Wartungskosten aufgrund des unregelmäßigen Betriebs der BHKWs sein.

3 Ergebnisse

In Abbildung 1 sind exemplarisch zwei Fahrpläne sowie die dadurch generierten relativen Erlöse abgebildet.

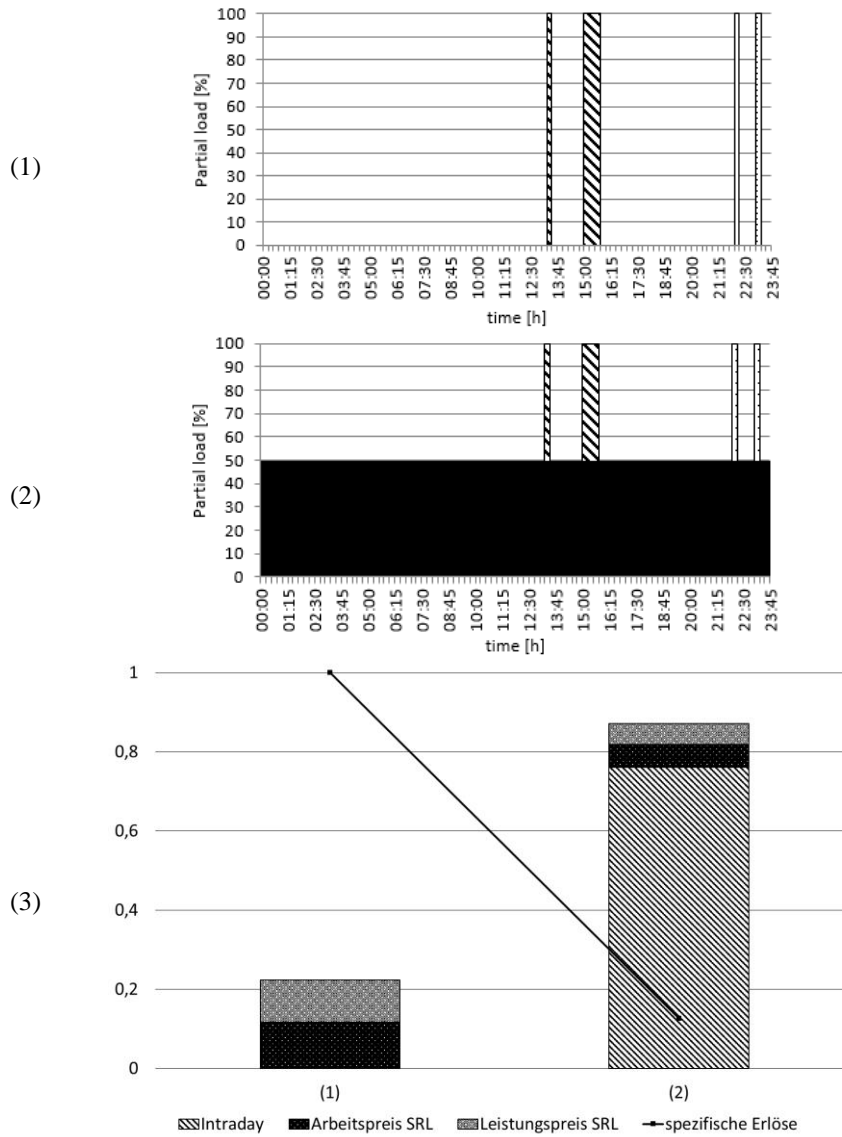


Abb. 1. Fahrpläne für den flexiblen Betrieb von Biogasanlagen (1) Vermarktung von positiver Sekundärregelenergie (2) kombinierte Vermarktung Intraday / positive Sekundärregelenergie (3) Darstellung der Erlöse

In Fahrplan (1) wird eine reine Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt angenommen. Der Großteil des Biogases wird durch die Biogas-Upgrading Anlage zu Biome than gereinigt und in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist. Lediglich bei Abruf durch die APG laufen die Motoren an und speisen Regelenergie ein. In Fahrplan (2) werden die BHKW Motoren in 50% Teillast betrieben. Der dabei erzeugte Strom wird am Intradaymarkt vermarktet. Bei Abruf durch die APG werden die BHKW auf 100% Voll last geregelt. Dadurch wird gewährleistet, dass die BHKW Motoren, im Gegensatz zu Fahrplan (1) nicht auskühlen, was einen geringeren Verschleiß und damit geringere Wartungskosten verursacht. Durch den permanenten Betrieb in Fahrplan (2) muss eine ausreichende Biogasmenge für den Parallelbetrieb BHKW/Biogas Upgrading gewähr leistet sein.

Die Darstellung der Erlöse zeigt deutlich, dass Fahrplan (2) aufgrund der deutlich höheren Betriebsdauer auch die höheren Gesamterlöse erzielt. Betrachtet man jedoch die spezifischen Erlöse, so zeigt sich, dass diese deutlich niedriger als bei Fahrplan (1) sind. Dies kann dadurch erklärt werden, dass ein Großteil der erzeugten Elektrizität am Intradaymarkt platziert wird, in welchem die Preise deutlich niedriger als am Markt für positive Sekundärregelenergie sind. Für Fahrplan (1) zeigt sich, dass die Anzahl der Abrufe von positiver Sekundärregelenergie unter Berücksichtigung des angestrebten Mindestpreises relativ selten sind. Dadurch bleiben die Betriebszeit der BHKWs und die erzeugte Elektrizität überschaubar.

4 Diskussion

Der spezifische Ertrag für Fahrplan (1) beträgt 306 € pro MWh, der für Fahrplan (2) 39,6 € pro MWh. Vergleicht man die Fahrpläne mit den Erträgen beim Bezug der Tarifierung laut Ökostromgesetz (je nach installierter Leistung zwischen 123,8 und 184,8 € pro MWh) [7], so zeigt sich, dass Fahrplan (1) zwar deutlich höhere spezifische Erträge liefert, der Gesamtertrag aber aufgrund der niedrigen Volllaststunden deutlich niedriger ist. Fahrplan (2) hat deutlich höhere Volllaststunden, allerdings deutlich niedrigere spezifische Erträge.

In der vorliegenden Arbeit wurden lediglich potentielle Erträge betrachtet. Eine geänderte Kostenstruktur aufgrund der Änderung der Betriebsweise wurde nicht berücksichtigt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass unter den derzeitigen Marktbedingungen keine Vermarktungsoption mit ähnlicher Ertragssituation wie bei der Tarifierung laut Ökostromgesetz möglich ist. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten müsste daher entweder eine Marktstruktur oder ein Fördersystem entwickelt werden, dass flexible Stromerzeugung höher vergütet.

Das Projekt Bio(FLEX)Net wird vom österreichischen Klima- und Energiefonds beziehungsweise der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft im Zuge des Energieforschungsprogramms gefördert.

Literatur

1. Hahn, H., et al., Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29 (Supplement C), 383-393 (2014)
2. Pyc, I., Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (2013)
3. Hahn, H.H., U.; Gerhardt, N.; Kirchner, D.; Krautkremer, B., Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen – Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse, F. IWES (Editor), Kassel (2014)
4. Thrän, D., et al., Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector—a review of technologies and concepts. *Energy, Sustainability and Society*, 5(1), 35, 2015
5. Next Kraftwerke GmbH, Electricity market, 2017. Accessed online: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt>, 10.10.2017
6. Austrian Power Grid, Call for bids for secondary balancing power in the APG transmission system zone, online: <https://www.apg.at/en/market/balancing/secondary-control>, 10.10.2017
7. Austrian National Assembly, Amendment to the Austrian Green Electricity Act, online: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/Novelle_Oekostromgesetz_2012.pdf, 10.10.2017