

Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – EEG und Wirtschaftlichkeit



Foto: C.A.R.M.E.N. e.V.

Nr. V - 26/2019

Zusammengestellt für die Arbeitsgruppe V (Ökonomie) im „Biogas Forum Bayern“ von:



Falko Stockmann, Robert Wagner, Ulrich Kilburg

C.A.R.M.E.N. e.V.



Christian Kern

Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Rosenheim

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	2
2. Einleitung	3
3. Verfahrensbeschreibung und Stand der Technik	3
4. EEG Vergütung	6
5. Kalkulationsgrundlagen	8
5.1 Anlagenauslegung	9
5.2 Anschaffungswert.....	10
6. Gesamtkapitalrentabilität der Nachverstromung.....	11
7. Variation von Nutzungsdauer, Nutzungsgrad und Auslastung	12
8. Anlagen	15

1. Zusammenfassung

Mittlerweile ist die Nachverstromung (NV) bei Biogasanlagen (BGA) tendenziell etabliert. Verschiedene Techniken sind verfügbar. Es gibt mehrere Anbieter die NV-Anlagen auch im kleineren Leistungsbereich (ab 20 kW_{el}) anbieten, was vor allem vor dem Hintergrund der Biogasanlagenverteilung und -größe innerhalb von Bayern wichtig ist. Im vorliegenden Dokument wurde daher geprüft, ob die Anschaffung einer NV-Anlage für die BGA Größen 250 und 500 kW, ökonomisch sinnvoll ist.

Die wichtigsten Erkenntnisse:

- Unter den EEG 2009 & 2012 kann sich die NV der BHKW-Abwärme lohnen.
- Ob das NV-Aggregat dabei unter den Vergütungssätzen des EEG 2009 oder 2012 betrieben wird hat nur einen minimalen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.
- Unter den Bedingungen des EEG 2014 ist kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.
- Die BHKW Größe (der Wärmeinput) hat einen hohen Einfluss auf die Gesamtkapitalrentabilität (GKR) der NV.
- Zwischen den Anlagengrößen von 500 kW und 1 MW sind die Unterschiede in der Rendite nur marginal.
- Bei einer Anlagengröße von 250 kW halbiert sich die Rendite der NV im Vergleich zu den beiden größeren Anlagen.
- Die Parameter Auslastung, Nutzungsgrad und -dauer der NV-Anlage haben einen hohen Einfluss auf die Rentabilität der NV.
- Die NV führt zu einer höheren Stromproduktion ohne den Substratinput zu steigern. Zusätzlich wird die Stromkennzahl erhöht, was sich positiv auf den KWK-Bonus auswirkt.
- Für die Kalkulation berücksichtigen: Die NV steigert die Bemessungsleistung. Die Höchstbemessungsleistung (HBL) darf durch die NV aber nicht überschritten werden, sonst gibt es nur den Börsenstrompreis.

Je nach verwendeter Technik der NV ist die Abwärme nach der NV, noch für eine weitere Wärmenutzung verwendbar.

Mit dem BGH Urteil VIII ZR 262/12 (Oktober 2013) kann angenommen werden, dass die NV-Anlage mit dem BHKW eine Einheit darstellt und somit mit der Vergütung des BHKW gleichgestellt ist. Dennoch sollte vor Anschaffung einer NV-Anlage die Vergütung im Vorfeld mit dem Netzbetreiber geklärt werden.

Letztlich fehlen bzgl. der NV in BGA noch belastbare Langzeiterfahrungen (Referenzen). Daher und gerade weil jedes Projekt seine eigene Wirtschaftlichkeit besitzt, sollte vor der Anschaffung einer NV-Anlage eine gewissenhafte Kalkulation angefertigt werden.

Für die Zukunft ist weiterer Forschungsbedarf v. a. hinsichtlich der Effizienz der Anlagen, der Auslastung sowie der Teillastfähigkeit unter flexibler Fahrweise des BHKW, gegeben. Ferner würde die Produktion von NV-Anlagen z. B. mit ORC Technik in höheren Stückzahlen die Anschaffungskosten reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert.

Grundlegend sollte die NV in ein Gesamtkonzept eingebettet sein (z. B. In Reihe geschaltet: BHKW – NV – externe Wärmenutzung), um die Effizienz der BGA weiter zu steigern.

2. Einleitung

Nach der innerbetrieblichen Verwertung der Abwärme des BHKW einer BGA z. B. Beheizung des Fermenters, bleibt noch genügend Abwärme übrig, die es zu nutzen gilt. Ferner haben viele BGA noch immer geringe bis unzureichende Wärmenutzungskonzepte. Daher gilt es, die vorhandene Wärme bei der Stromgewinnung einer BGA aus ökologischen und energetischen Gründen effizient zu nutzen. Hier stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung z. B. Gärrest-, Getreidetrocknung, Wärmenetz, mobiler Wärmetransport, etc. Die meisten Wärmenutzungsprozesse benötigen jedoch nicht die gesamte Abwärme sowie nur Temperaturen um die 70 bis 80 °C. Sinnhaft ist es daher ein Gesamtkonzept zu entwickeln, um die Abwärme in einem sog. Kaskadenmodell zu nutzen.

Eine Möglichkeit ist es daher, zuerst die entstehende Wärme in einer sog. Nachverstromung (NV) zu verstromen. Hier stehen mittlerweile verschiedene Verfahren z. B. Organic-Rankine-Cycle (ORC) Steam-Rankine-Cycle (SRC) und Anbieter von NV-Anlagen auch für den kleinen Leistungsbereich zur Verfügung.

Durch die Integration einer NV-Anlage in landwirtschaftliche BGA können letztlich die Stromerzeugung der BGA ohne Steigerung des Substrateinsatzes und der Wirkungsgrad erhöht werden.

Inhalt dieser Fachinformation ist es, die Wirtschaftlichkeit der NV vor allem unter den Bedingungen der EEG 2009 und 2012 zu analysieren, um BGA-Betreibern eine Entscheidungshilfe zu geben, inwieweit sich die Anschaffung einer NV in landwirtschaftlichen BGA lohnen kann.

3. Verfahrensbeschreibung und Stand der Technik

Grundprinzip:

Nach der Verstromung des Biogases im BHKW wird die entstehende Abwärme aus Abgas und oder Motorblock einer NV-Anlage zugeführt (Abbildung 1). In dieser wird die anfallende Wärme verstromt. Dadurch werden die Stromausbeute sowie der Wirkungsgrad der Stromproduktion der BGA erhöht.

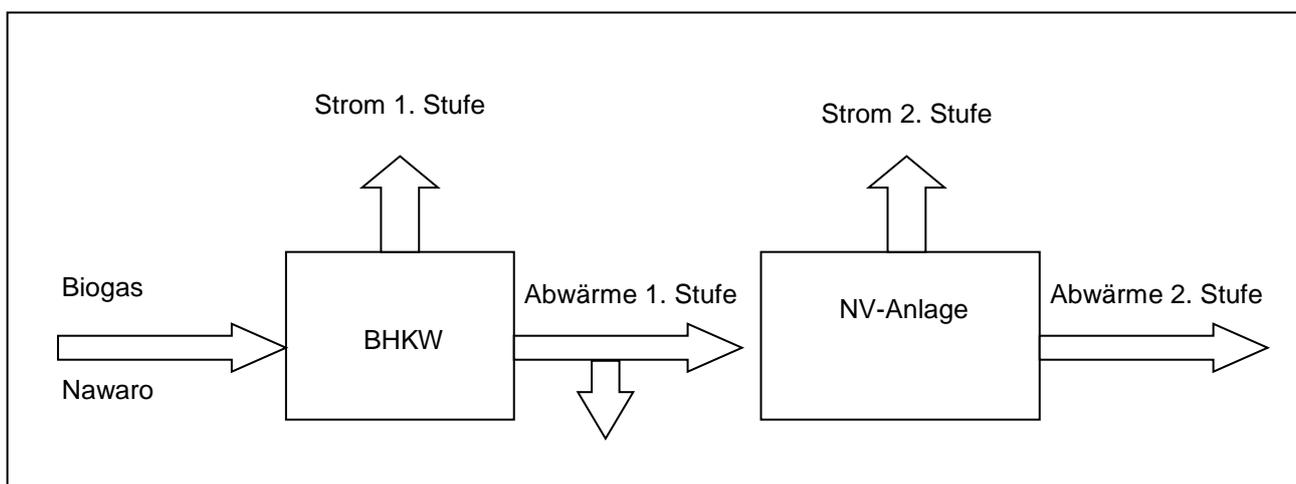


Abbildung 1: Zweistufige Verstromung mit Nachverstromung (NV)

Genereller Kreislaufprozess:

Die vom BHKW anfallende Abwärme wird über einen Thermoöl- oder Heißwasserkreislauf der NV-Anlage zugeführt. Im Verdampfer wird die Wärme auf das Arbeitsmedium (Wasser oder ein organisches Fluid) übertragen. Der Dampf entspannt sich, was eine Turbine antreibt die, mit einem Generator verbunden ist, der folglich Strom erzeugt. Im Anschluss verflüssigt ein Kondensator das Arbeitsmedium wieder. Letztlich sorgt eine Pumpe dafür, dass das Arbeitsfluid den benötigten Druck erhält und zum Verdampfer befördert wird, wo der Kreislauf erneut beginnt.

Verfahrenstechnik:

Innerhalb der NV-Technologie sind verschiedene Varianten möglich z. B. Stirlingmotor, Gasturbine, Heißluftturbine, Dampfmotor, ORC, u.a. auch Kombinationen bzw. Kopplungen finden Anwendung. So kann ein Dampfmotor zuerst das heißere Abgas über einen sog. SRC (Steam-Rankine-Cycle) verstromen und dann ein nachgeschalteter ORC die niederen Temperaturen noch weiter verstromen.

Bei BHKW im Bereich Biogas sind momentan vorrangig ORC-Anlagen und Wasserdampf-anlagen im Einsatz. Hier ist der Stand der Technik bereits fortgeschritten. Vor allem die Technik der ORC-Anlagen ist durch die frühe Anwendung bereits in der Geothermie sowie der NV bei Biomasseanlagen bekannt.

Der Vorteil der ORC Technik ist, dass ein organisches Arbeitsmittel (z. B. Silikonöl, Ethanol) verwendet wird, das schon bei niedrigen Temperaturen (ab ca. 70 °C, je nach organischem Arbeitsmittel) verdampft und weniger Druck benötigt wird, was gerade hinsichtlich der Sicherheitsanforderungen vorteilhaft ist.

Die Kopplung zweier ORC-Anlagen hintereinander ist auch möglich, da diese mit Hochtemperatur (HT) oder Niedertemperatur (NT) betrieben werden können. Der Unterschied der beiden Nutzungen ist das Temperaturniveau, das auf den ORC übertragen wird. Wenn vorrangig das heißere Abgas (ca. 300 bis 500°C) direkt oder über einen Heißwasserkreislauf auf den ORC übertragen wird, kann der Begriff der HT Nutzung verwendet werden. Wird vorrangig die Motorblockwärme verwendet, liegen die Temperaturen, die der NV zur Verfügung stehen, bei nur ca. 90°C, was den Begriff der NT ableiten lässt. Allerdings sind die Grenzen zwischen HT und NT je nach Technik und Hersteller fließend.

Ein Thermoölkreislauf ist vor allem bei größeren Anlagen mit hohen Abgastemperaturen üblich und soll verhindern, dass das org. Arbeitsfluid zersetzt wird. Bei der Nutzung im niedrigen Leistungsbereich, wie bei BGA, ist dies eher unüblich, da die Integration dieses Kreislaufes zu höheren Anschaffungskosten der ORC-Anlage führen würde. Außerdem werden mittlerweile organische Arbeitsfluide bzw. Gemische verwendet, die genau auf das Temperaturniveau der Abwärmequelle eingestellt und stabil sind.

Je nach Hersteller und Technik kann die Abgas- und Motorblockwärme auch zusammengeführt und/oder getrennt in einem zweistufigen Prozess der NV zur Verfügung stehen. So können die Wärmequellen optimal ausgenutzt werden. Dabei ist es z.B. möglich die Motorblockwärme zu- bzw. abzuschalten. Hier liegen die Temperaturniveaus im Vergleich zur reinen Abgasverwendung unterhalb von ca. 120 °C. Sollten beide Wärmequellen verwendet werden, können ggf. höhere Wirkungsgrade als nur bei der Abgasnutzung möglich sein.

Sollten mehrere Abwärmequellen verwendet werden, stellt dies durch die unterschiedlichen Temperaturen natürlich eine technische Herausforderung dar.

Teillastfähigkeit/Auslastung NV-Anlage:

Wenn die Wärmezufuhr schwankt z. B. wenn das Wärmeangebot des BHKW zu gering ist oder bei hohen Umgebungstemperaturen (z. B. Sommerhitze: Dann benötigt der Notkühler der NV selbst mehr Strom), kann der Nutzungsgrad der NV sinken. Ferner sinken die Auslastung und damit die Stromproduktion der NV-Anlage bei Wartung oder Reparatur. Diese Herausforderungen gilt es zu bedenken. Es gibt Anbieter, die dies berücksichtigen und NV-Technik verwenden, die bereits bei geringen Temperaturen und teilweise im „nassen“ Bereich arbeiten sowie eine hohe Auslastung haben.

Vor allem bei flexibler Fahrweise des BHKW sollte der Betrieb der NV-Anlage in Teillast möglich sein. Hier gibt es mittlerweile mehrere Anbieter, die dies mit ihren NV-Anlagen anbieten. Prinzipiell hat jeder Anlagenhersteller eigene Konzepte, was eine intensive Auseinandersetzung mit den Herstellern und mit dem Konzept im Vorfeld nötig macht.

Weitere Nutzung der Wärme nach NV möglich?

Je nach verwendeter NV-Technik ist das Wärmeniveau nach der NV noch ausreichend (ca. 70 – 80°C) für eine Wärmenutzung. Ferner wird z.B. bei der Direktverdampfung ohne Wärmeüberträger nur ein Teil der Abgastemperatur verwendet. Nach der Abgasauskühlung z. B. von 400 °C auf 180 °C ist ebenfalls noch genügend Restwärme für eine Wärmenutzung vorhanden. Der Vorteil dabei ist, dass die Stromkennzahl steigt und damit die Bewertungsgrundlage für den KWK Bonus.

Eine Prozesskette zur optimalen Ausnutzung der Abwärme könnte wie folgt aussehen:



Hinweise zum Nutzungsgrad

Ein wichtiger Parameter bei der Nutzung einer NV ist der Nutzungsgrad, der erreicht wird. Denn nur der netto an der NV-Anlage entstandene, eingespeiste Strom wird vergütet. Generell ist der Nutzungsgrad - als Carnot-Kreisprozess - proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf (Verdampfer und Kondensator).

Hier ist eine hohe Spreizung wichtig. Je geringer dabei der Eigenstrombedarf (Umwälzpumpe, Speisepumpe, Lüfter, Elektronik) der NV-Anlage ist desto höher kann der Nutzungsgrad sein. Ein Rekuperator in der NV-Anlage kann den Nutzungsgrad erhöhen, da er dem System intern nochmals Wärme entzieht. Je mehr Wärme also auf die NV-Einheit übertragen wird und je besser diese in Strom umgesetzt wird desto höher ist der Nutzungsgrad. Dies sollte bei jedem Angebot eines Herstellers bedacht und mit besonderer Sorgfalt geprüft werden. Bestenfalls werden in den Vertrag feste Werte bzw. eine definierte Spanne zum Nutzungsgrad aufgenommen. Daher wurde auch nicht die Leistung der NV-Anlage in Tabelle 1 angegeben, sondern die Mindestwärmezufuhr, die vom BHKW auf die NV-Anlage übertragen werden muss. Einige Anbieter von NV-Anlagen (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Anbieter von NV-Anlagen und ausgewählte Parameter (kein Anspruch auf Vollständigkeit)

Hersteller	Technik	Wärmeinput in die NV-Anlage \geq	Stromerzeugung der NV-Anlage netto ab*
DeVeTec GmbH	¹ ORC	654 kW _{th}	95 kW _{el}
Dürr Cyplan	ORC	220 kW _{th}	37 kW _{el}
Triogen	ORC	590 kW _{th}	95 kW _{el}
GMK mbH	ORC	350 kW _{th}	35 kW _{el}
Orcan Energy GmbH	ORC	220 kW _{th}	5 kW _{el}
UAS Messtechnik GmbH	ORC	200 kW _{th}	24 kW _{el}
AWN GmbH Strom aus Abgas	² CRC	190 kW _{th}	13 kW _{el}

¹Organic Rankine Cycle, ²Clausius Rankine Cycle (Dampfmotor), *Die unterschiedlichen Leistungen der NV-Anlage ergeben sich durch die verwendete Abwärmequelle (Abgas- oder Motorblockwärme) und die erreichte Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf des Arbeitsmediums.

4. EEG Vergütung

Die meisten BGA sind unter den Bedingungen der EEG 2004 und 2009 in Betrieb gegangen. Hinsichtlich der Vergütungsstruktur unterscheiden sich die EEG 2004 und 2009 nur geringfügig. Somit ist davon auszugehen, dass die Wirtschaftlichkeit einer NV, unter den EEG 2004 analog zu der des EEG 2009 ist. Ferner werden die unter dem EEG 2004 installierten BGA spätestens im Jahr 2028 aus der 20-jährigen Förderung herausfallen, was eine feste Vergütung der NV-Anlage von maximal 12 Jahren bedeutet. Unter den Bedingungen des EEG 2014 ist der Zubau von Anlagen nur minimal gewesen. Somit wird in dieser Veröffentlichung vorrangig die Wirtschaftlichkeit einer NV-Anlage unter den Bedingungen der EEG 2009 und 2012 betrachtet.

Tabelle 1: Vergütung BHKW und NV-Anlage

Vergütung/Bonus	EEG 2004* / 2009*		EEG 2012		EEG 2014	
	BHKW	NV	BHKW	NV	BHKW	NV
Vergütung	Grundvergütung, Nawaro Bonus		Grundvergütung, Ein-satzklasse 1		Grundvergütung	
Technologiebonus*		x				
KWK-Bonus	nein für NV, da anlagenintern und im EEG 2009 auf Negativliste		Wärmenutzungspflicht durch NV erfüllt			

*kein Gülle-, Formaldehyd-, Lapf-Bonus, Annahme, dass keine andere innovative Technik bereits den Technologiebonus rechtfertigt (z. B. Trockenfermentation), Umweltgutachterkosten nicht berücksichtigt, nach EEG 2009 muss Gesamtwirkungsgrad (BHKW+NV) 45 % erreichen.

Zum Anlagenbegriff hat der BGH (Urteil VIII ZR262/12) erklärt, dass die NV keine eigenständige Anlage ist und somit, bei Inbetriebnahme nach dem 01.08.2014, mit der BGA in Vergütungshöhe und -dauer gleichgestellt ist (<https://www.clearingstelle-eeq.de/files/bgh-urteil.pdf>). Die zur Berechnung verwendete Vergütung nach EEG ist in Tabelle 1 dargestellt.

Um die Zusatzeinnahmen der NV zu kalkulieren ist vor allem der zusätzlich erzeugte Strom durch die NV zu betrachten. Ferner ist unter den EEG 2004 und 2009 kein Gülle-, Formaldehyd und Lapf-Bonus berücksichtigt worden. Diese Boni wirken sich eher auf den unteren Leistungsbereich aus was nur marginale Auswirkungen auf den zusätzlichen Gewinn durch die NV hätte. Somit ist nur die Grundvergütung plus Nawaro-Bonus angesetzt worden.

Generell gab die Clearingstelle bzgl. Nawaro-, Technologie- und KWK-Bonus zur Vergütungsfrage von Verfahrenskombinationen nach Abbildung 1 (nachgeschalteter Generator bei Biomasse-Verstromung) den Hinweis, dass der Nawaro-Bonus für den gesamten erzeugten Strom förderfähig ist (<https://www.clearingstelle-eeq.de/EmpfV/2008/17>). Der Technologiebonus ist nur für die NV-Anlage förderfähig. Ferner ist die Nutzung der Abwärme des BHKW durch eine NV Technologie nicht KWK-Bonus-fähig (<http://www.clearingstelle-eeq.de/EmpfV/2008/8>).

Der KWK Bonus käme zum Tragen, wenn nach der NV-Anlage noch eine externe Wärmenutzung stattfindet, was zur Erhöhung der Stromkennzahl (BHKW und NV werden als Einheit gesehen) führt. Dies ist aber bei den Kalkulationen in diesem Dokument nicht berücksichtigt. Außerdem wurde unterstellt, dass die für den Technologiebonus notwendige Wärmenutzung nach Anlage 3 EEG 2009 stattfindet, ohne nennenswerte Wärmemengen für die NV-Anlage abzuziehen.

Unter den EEG 2012 und 2014 entfallen die Boni. Für die Voraussetzungen der Wärmenutzungspflicht in EEG 2012 (mind. 60 %) kann die NV-Anlage anerkannt werden.

Generell sollte vor der Anschaffung einer NV Einrichtung die Vergütung mit dem Netzbetreiber geklärt werden.

Inwieweit sich die NV auf die Flexibilitätsprämie (ab EEG 2012 bei Direktvermarktung) auswirkt wurde nicht untersucht. Bei Überbauung der BGA vor dem 01.08.2014 wäre der Vorteil, dass die HBL, durch den mehrerzeugten Strom der NV-Anlage, nicht überschritten würde, denn für den erzeugten Strom über der HBL gäbe es nur noch den Börsenstrompreis.

Hinweis zu Förderprogrammen:

Neben der EEG Vergütung des eingespeisten Stromes ist ein Förderprogramm von KfW und BAFA verfügbar. Hier gibt es zinsgünstige Kredite oder Zuschüsse. Es handelt sich um das Förderprogramm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“. Speziell für die Abwärmeverstromung ist das Modul 4: „Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen“ relevant. Dabei ist ein Zuschuss von 30 - 40 % der förderfähigen Investitionskosten erreichbar. Die maximale Förderung ist auf 500 Euro bzw. 700 Euro für KMU pro jährlich eingesparte Tonne CO₂ begrenzt

Hier geht es zum Programm der KfW:

[https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozesswaerme-aus-Erneuerbaren-Energien-\(295\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozesswaerme-aus-Erneuerbaren-Energien-(295)/)

Achtung:

Es ist zu beachten, dass es das Verbot der Doppelförderung gibt. Dazu ist im KfW Merkblatt folgendes vermerkt:

„Ist eine Kombination mit anderen Förderprogrammen möglich? [...] Die Inanspruchnahme von öffentlichen Mitteln anderer Förderprogramme des Bundes und der Bundesländer für dieselbe Maßnahme ist nicht zulässig.“

Sollte also eine NV-Anlage mit Fördermitteln finanziert werden, ist für den Strom, den diese Anlage erzeugt, keine EEG Vergütung zu erzielen.

Die Eigenstromnutzung, des von der NV-Anlage erzeugten Stromes, ist aber möglich. Hier ist ggf. die EEG Umlage abzuführen.

5. Kalkulationsgrundlagen

Allgemeine Annahmen zur Kalkulation der NV

- Volleinspeisung des erzeugten Stroms
- HBL: 95 % der inst. Leistung bei 8760 h/a (Clearingstelle definiert HBL von BGA, <https://www.clearingstelle-eeg.de/hinwv/2015/27>)
- NV erhöht die HBL nicht
- NV ist keine eigenständige Anlage (d. h. wenn die NV ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wird, wird sie mit BGA gleichgestellt)
- Trafoverluste 1,5 % (Abzug von produzierter Strommenge)
- Rücklauf von NV je nach Technik (HT) noch für weitere Wärmenutzung verfügbar sowie die Erhöhung der Stromkennzahl (KWK Bonus) bleiben unberücksichtigt

Annahmen für die Wirtschaftlichkeit der NV

- 100 % fremdfinanziert, 3 % Kapitalzinssatz
- Abschreibung: auf Basis der zu erwartenden Nutzungsdauer
- Instandhaltungskosten: 2 % p.a. vom Anschaffungswert (Instandhaltung umfasst: Inspektion, Wartung und Instandsetzung)
- keine weiteren Kosten für die Einbindung der NV in die BGA
- Nutzungsdauer: 10 Jahre, Nutzungsgrad: 8 %
- Anlagenbedienung, Verwaltung: 50 Stunden/Jahr, 15 €/h
- Versicherung 0,5 % p.a. vom Anschaffungswert
- keine verbrauchgebunden Kosten durch NV
- wenn die HBL überschritten wird, wird Maissubstrat reduziert (Stoffdaten Silomais siehe Anhang Tabelle 6)

5.1 Anlagenauslegung

Die der wirtschaftlichen Kalkulation zu Grunde gelegte Anlagenauslegung ist in Tabelle 2 dargestellt. Da in Bayern die Anlagenstruktur von BGA mehrheitlich den Leistungsbereich 200 – 500 kW aufzeigt, wurde die Wirtschaftlichkeit einer NV-Anlage anhand der BHKW Leistungsklassen 250 kW und 500 kW kalkuliert. Aussagen für größere Anlagen (1 MW) werden in den Grafiken in Kap. 8 getroffen.

Tabelle 2: Anlagenauslegung der NV

	Anlage 1	Anlage 2
el. Leistung BHKW	500 kW _{el}	250 kW _{el}
Stromkennzahl	1,0 kW _{el} /kW _{th}	
th. Leistung BHKW	500 kW _{th}	250 kW _{th}
Motorblockwärme / Abgaswärme	je 250 kW _{th}	je 125 kW _{th}
Ansatz Ausnutzung Motorblockwärme	50 %	
Ansatz Ausnutzung Abgaswärme	90 %	
ergibt Wärmeleistung nutzbar	350 kW _{th}	175 kW _{th}
el. Jahresnutzungsgrad* NV Anlage	8 %	
el. Leistung NV Anlage	28 kW _{el}	14 kW _{el}
Vollbenutzungsstunden BHKW & NV	8000 Vbh/a	

*Input Wärmemenge/ erzeugter Strom in einem Jahr unter realen Bedingungen.

Der elektrische Nutzungsgrad wurde aus den vorhandenen Anbieterangaben abgeschätzt und nicht berechnet.

Bei Anlagenkonzepten die NT Technik nutzen (<100° C Vorlauftemperatur), könnte der Nutzungsgrad gegenüber Tabelle 2 absinken. Um dies zu berücksichtigen ist in Kap. 8 der Einfluss der Variation des Nutzungsgrads auf die Wirtschaftlichkeit der NV beschrieben.

Die Anteile der jeweils nutzbaren Wärmequellen wurden pauschal abgeschätzt.

Wesentlich für die Richtigkeit der nachfolgenden Kalkulation ist, dass die NV-Anlage die gleichen Vollbenutzungsstunden erreicht, wie das BHKW. Ob dies in der Praxis zutrifft, sollte vor Anschaffung anhand von Referenzen überprüft werden.

Ferner sind noch folgende Hinweise zur NV-Anlage zu beachten:

- Einsatz unter flexibler Stromproduktion – Auswirkung auf Nutzungsgrad – können NV-Anlagen in Teillast betrieben werden?
- Sicherheitsdokumentation und Gefährdungsbeurteilung anpassen
- Änderung von Bau- und Betriebsgenehmigung einholen
- Netzeinspeisezusage einholen
- Ist ein Pachtmodell mit dem Anbieter möglich?
- bei neuen Anlagen oder bei Änderungen der Anlage: Meldung im Marktstammdatenregister(<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>) notwendig (Genehmigung und Inbetriebnahme plus Bestätigung, dass diese angekommen ist)

5.2 Anschaffungswert

Bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit ist der Anschaffungswert essentieller Teil der Kalkulation. Dieser ist für eine NV-Anlage in Tabelle 3 aufgeführt. Der Anschaffungswert der Leistungsklassen orientiert sich dabei an Literaturwerten sowie mündlichen Aussagen.

Tabelle 3: Anschaffungswert einer Nachverstromungsanlage nach Größenklassen

Thermische Eingangsleistung in die NV bei 8 % Nutzungsgrad der NV in kW _{th}	Anlagengröße der NV in kW _{el}	Anschaffungswert der NV-Anlage in Euro	Anschaffungswert der NV-Anlage je kW in Euro
875	70	297.000	4.200
438	35	192.500	5.500
263	21	136.500	6.500
225	18	122.500	6.800
163	13	100.000	7.700

Quelle: Markterkundung C.A.R.M.E.N. e.V.

Einen weiteren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Projektes haben die kapitalgebundenen Kosten. Eine Kalkulation dazu ist beispielhaft für eine ORC NV-Anlage, die mit einem BHKW mit einer Leistung von 250 kW betrieben wird, in Abbildung 2 dargestellt. Die Nutzungsdauer ist mit 10 Jahren veranschlagt. Ob dies in der Praxis zutrifft wird sich in den nächsten Jahren an den bestehenden NV-Anlagen zeigen. In Kap. 8 ist zudem die Nutzungsdauer mit Auswirkung auf die Rentabilität variiert worden.

Gewerk	Anschaffungswert	Nutzungsdauer	Zinssatz	Zins + Abschreibung	Kapitalkosten	Instandhaltung VDI 2067 Tab.5
ORC	91.364 €	10,0 a	3,0%	11,7%	10.690 €/a	2,0% 1.827 €/a
Einhausung	20.000 €	10,0 a	3,0%	11,7%	2.340 €/a	1,0% 200 €/a
Zwischensumme Anschaffungskosten	111.364 €					
Planung	11.136 €	10,0 a	3,0%	11,7%	1.303 €/a	0,0% 0 €/a
Summen / Mittelwerte	122.500 €	10,0 a		11,7%	14.333 €/a	1,7% 2.027 €/a

$$\text{Annuität} = \frac{\left[\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1 \right)^{\text{Nutzungsdauer}} \right] \cdot \frac{\text{Zinssatz}}{100\%}}{\left[\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1 \right)^{\text{Nutzungsdauer}} - 1 \right]} \cdot 100\%$$

Gleichung 1 Annuitätengleichung

Abbildung 2: Kalkulation der kapitalgebundenen Kosten am Beispiel: BHKW 250 kW, EEG 2012, inkl. Annuitätengleichung zur Berechnung von Zins und Abschreibung

6. Gesamtkapitalrentabilität der Nachverstromung

Die Berechnung des zusätzlichen Unternehmergewinns sowie der Gesamtkapitalrentabilität (GKR) durch den Einbau einer NV-Anlage ist in Tabelle 4 aufgeführt. Hierbei wurde unterstellt, dass die NV-Anlage nahezu ohne verbrauchsgebundene Kosten arbeitet. Die Wärme muss demnach von einer bestehenden BGA bisher ungenutzt bleiben. Auch dürfen keine weiteren Verbrauchsstoffe, wie Wasser, notwendig sein. Eine detaillierte Aufführung der Kalkulation befindet sich in den Anhängen zu diesem Dokument getrennt nach EEG (2009, 2012) und Leistungsklasse des BHKW (250 kW, 500 kW).

Tabelle 4: Kalkulation der Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach EEG und Leistungsklasse

Leistung des BHKW	EEG 2009		EEG 2012	
	250 kW _{el}		500 kW _{el}	
zusätzliche Einnahmen NV	40.179 €/a	20.090 €/a	40.377 €/a	20.189 €/a
Ersparnis Mais (HBL) ¹	0 €/a	0 €/a	0 €/a	0 €/a
Summe Mehreinnahmen	40.179 €/a	20.090 €/a	40.377 €/a	20.189 €/a
Kapitalgebundene Kosten	25.823 €/a	16.360 €/a	25.823 €/a	16.360 €/a
Betriebsgebundene Kosten	1.655 €/a	1.337 €/a	1.655 €/a	1.337 €/a
Summe Kosten	27.478 €/a	17.697 €/a	27.478 €/a	17.697 €/a
Unternehmergeinn*	12.701 €/a	2.393 €/a	12.899 €/a	2.492 €/a
Anschaffungswert	192.500 €	122.500 €	192.500 €	122.500 €/a
Mittl. Gesamtkapitalrentabilität*	16,6 %	7,3 %	16,8 %	7,5 %

¹HBL wurde nicht überschritten, daher keine Reduzierung Silomaissubstrat

*Unternehmergeinn=Einnahmen-Ausgaben-Lohnansatz,

*Gesamtkapitalrentabilität=(Unternehmergeinn+Zins)/(Anschaffungswert/2)

Der Betrieb einer NV-Anlage lohnt sich vor allem wenn sie die Abwärme eines BHKW mit einer Leistung von 500 kW verstromt. Die elektrische Leistung der NV-Anlage beträgt dabei 28 kW. Hier liegt die GKR der NV, unabhängig vom EEG 2009 oder 2012, bei fast 17 %. Wenn sich die Leistungsklasse des BHKW halbiert (250 kW) nimmt die GKR der NV um 56 % auf immer noch ordentliche 7,4 % ab.

Ob die NV-Anlage unter den Bedingungen des EEG 2009 oder 2012 betrieben wird, ist nur marginal und zu vernachlässigen. Die Wirtschaftlichkeit einer NV-Anlage ist also hauptsächlich von der Leistungsklasse des BHKW und damit der Abwärmemenge abhängig.

Für die Leistungsklassen von 180 kW und 1 MW wurde ebenfalls die GKR unter beiden EEG kalkuliert. Dabei unterscheidet sich 1 MW Anlage nur marginal von der 500 kW Anlage (Abbildung 3, Abbildung 4). Wenn allerdings die Anlagengröße zu klein wird (180 kW) und damit auch die vorhandene Wärmemenge, ist die Wirtschaftlichkeit der NV gering bis nicht vorhanden (EEG 2009: GKR 3 %, EEG 2012: GKR: -1,9 %). Hier muss genau geprüft werden ab welchem Wärmeinput ein NV-Betrieb noch sinnvoll ist. Bei einer Anlagengröße des BHKW von 200 kW steigt die GKR wieder und unter den Bedingungen des EEG beträgt die GKR 6 %. (EEG 2012: 0,4 %).

Unter den Bedingungen des EEG 2014 ist keine Wirtschaftlichkeit gegeben (GKR: -0,3 %) (nicht dargestellt).

Inwieweit sich die GKR bei Änderung der Wärmequelle ändert (z. B. alleinige Nutzung der Abgaswärme) wurde nicht weiter berücksichtigt. Wobei sich hier ggf. bessere Nutzungsgrade erreichen lassen, was die Rentabilität der Nachverstromung steigen lassen würde. Generell haben die angenommenen Werte (Betriebsstunden, Nutzungsgrad und -dauer) starken Einfluss auf die GKR. Eine Steigerung des Nutzungsgrades auf 10 %, oder der Vollbenutzungsstunden sowie eine etwaige Maissubstratreduzierung, verändern deutlich die GKR. Ein Wirkungsgrad von 10 % bei 8000 Vollbenutzungsstunden würde bei einer Maissparnis von 130t/a (weil über HBL) die GKR auf 23,1 % steigern (EEG 2009, 500 kW). Hier wird ersichtlich wie genau man bei den Anbietern den Nutzungsgrad und die Lebensdauer der Technik hinterfragen muss.

7. Variation von Nutzungsdauer, Nutzungsgrad und Auslastung

In den folgenden Abbildungen wurde zur Darstellung der GKR der Mittelwert über die EEG 2009 und 2012 angegeben, da sich die GKR der NV nur marginal zwischen den beiden EEG unterscheidet. Wenn der Nutzungsgrad, die Nutzungsdauer sowie die Auslastung der NV-Anlage geändert werden, hat das eine direkte Auswirkung auf die GKR der NV-Anlage. Abbildung 3 zeigt deutlich, dass die GKR linear vom Nutzungsgrad der NV abhängt. Steigt der Nutzungsgrad um einen bestimmten Betrag nimmt proportional auch die GKR zu. Schon bei einem Prozent mehr Nutzungsgrad z. B. von 7 auf 8 % steigt die GKR von 3 % auf 7,4 % (250 kW). In den größeren Leistungsklassen ist es vergleichbar. Ein Nutzungsgrad von 5 bis 6 % ist der Grenzbereich in denen die Wirtschaftlichkeit der NV-Anlage in Abhängigkeit von der Anlagengröße des BHKW nicht mehr gegeben ist.

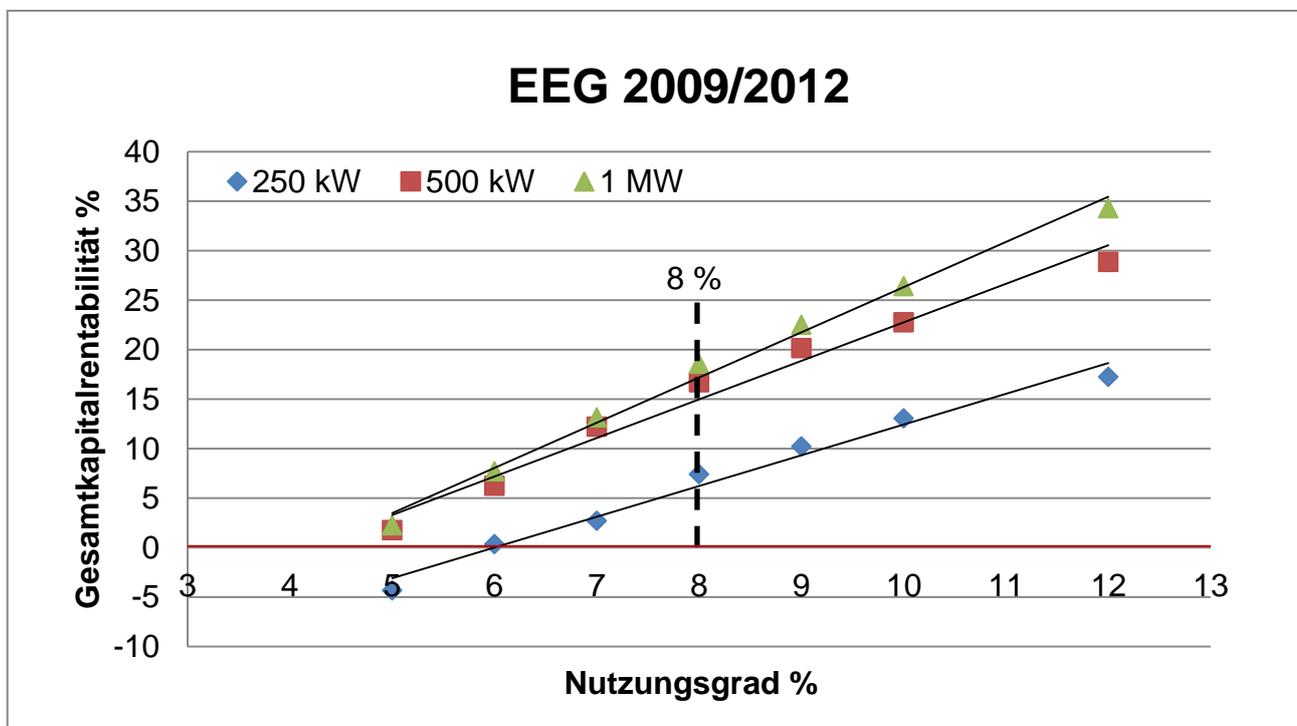


Abbildung 3: Einfluss der Variation des Jahresnutzungsgrads auf die Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach BHKW Leistung (250, 500, 1.000 kW) als Mittelwert der EEG 2009 und 2012 bei einer Nutzungsdauer der NV von 10 Jahren.

Auch die Nutzungsdauer der NV-Anlage hat einen entscheidenden Einfluss auf die GKR. In Abbildung 4 zeigt sich ein exponentieller Zusammenhang. Anfänglich ist eine starke Zunahme der GKR erkennbar, was sich aber in der weiteren Zunahme der Nutzungsjahre abmildert. Die Rentabilität des Projektes wäre bei einer Laufzeit der NV-Anlage von nur 5 Jahren bei keiner Leistungsklasse gegeben. Sollte die NV-Anlage 8 Jahre betrieben werden können, wären die beiden größeren Anlagen schon wirtschaftlich zu betreiben. Sollten die NV-Anlagen 9 Jahre und länger halten ist auch bei einer Anlagengröße von 250 kW die GKR gesteigert. Hinsichtlich der Anlagengrößen 500 kW und 1 MW ist der Unterschied nur marginal.

Als dritte Stellschraube hat die Auslastung der NV-Einheit einen entscheidenden Einfluss auf die GKR (Abbildung 5). Hier zeigt sich analog zu den Abbildungen 3 und 4, dass sich die Größe des BHKW und damit die zur Verfügung stehende Wärmeenergie deutlich auf die GKR auswirkt. Bei einer Auslastung der NV-Anlage von 70 % (5.600 Vollbenutzungsstunden/Jahr) wären nur die beiden NV-Einheiten rentabel, die an die beiden größeren BHKW (500 kW und 1 MW) angeschlossen sind. Beide erreichen bei 70 % Auslastung eine GKR von ca. 5 %. Unterhalb einer 70-prozentigen Auslastung ist kein wirtschaftlicher Betrieb der NV-Anlage mehr möglich. Wird die Wärmeenergie aus einem 250 kW BHKW bezogen, sollte die Auslastung bei mindestens 90 % (7.200 Vollbenutzungsstunden/Jahr) liegen. Eine geringere Auslastung der NV-Anlage ist unwirtschaftlich. Der Betrieb einer NV-Anlage sollte generell von wenig Wartungs- und Reparaturzyklen unterbrochen werden.

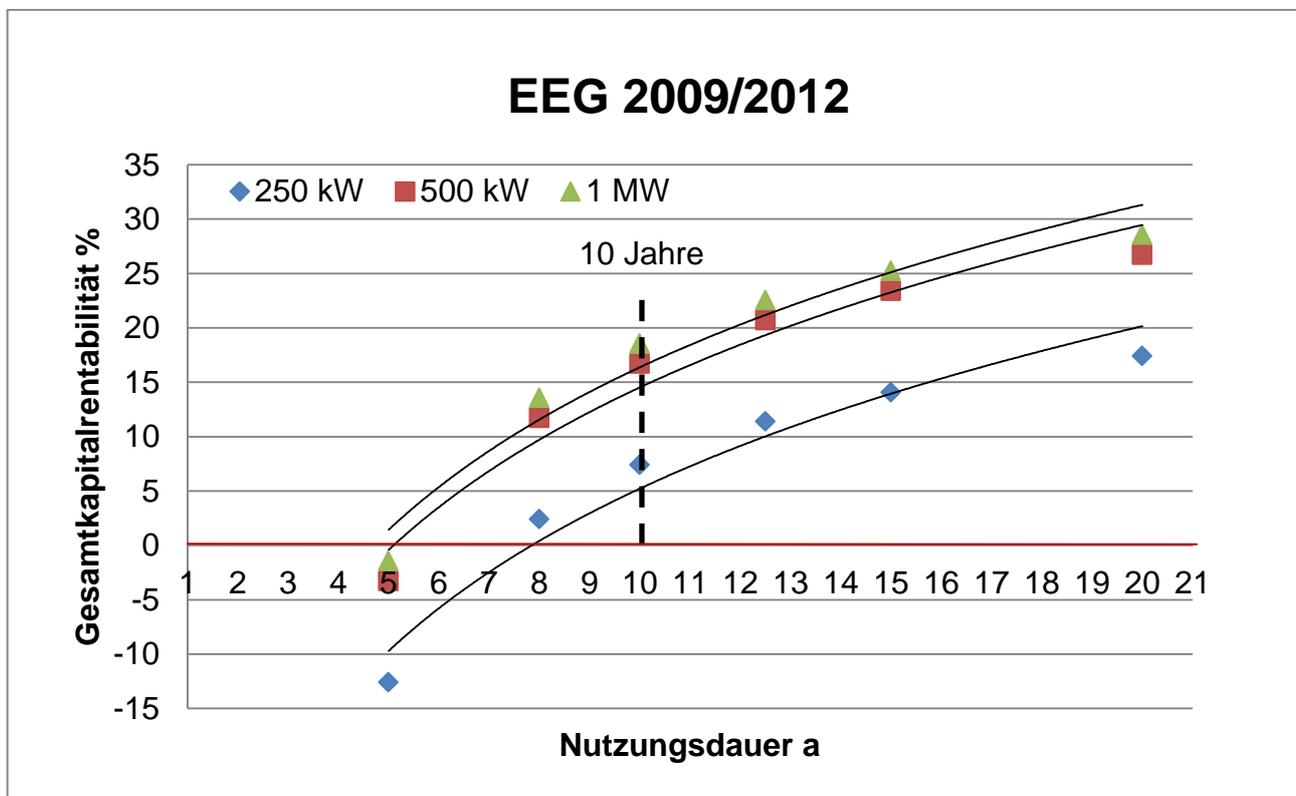


Abbildung 4: Einfluss der Variation der Nutzungsdauer auf die Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach BHKW Leistung (250, 500, 1.000 kW) als Mittelwert der EEG 2009 und 2012 bei einem Jahresnutzungsgrad der NV von 8 %.

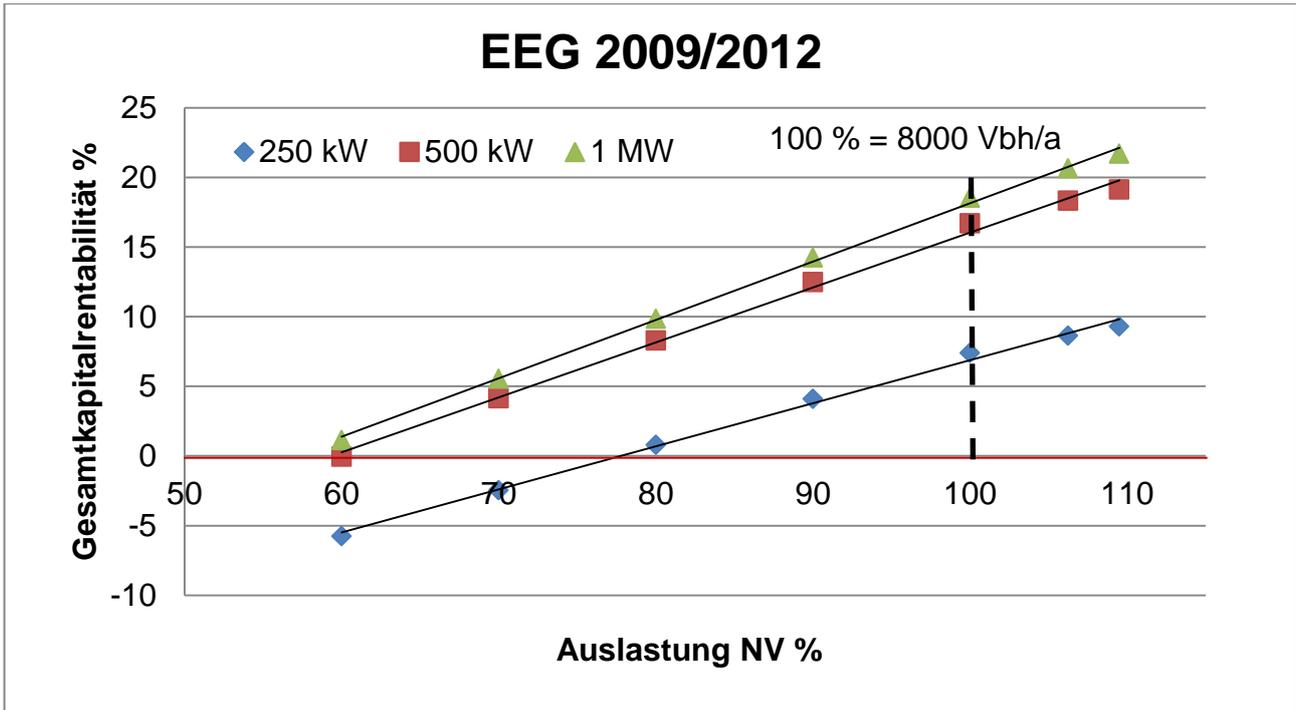


Abbildung 5: Einfluss der Auslastung der NV in % auf die Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach BHKW Leistung (250, 500, 1.000 kW) als Mittelwert der EEG 2009 und 2012 bei einem Jahresnutzungsgrad der NV von 8 % und einer Nutzungsdauer von 10 Jahren.

8. Anlagen

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen

Tabelle 5: betriebswirtschaftliche Kennzahlen zur Kalkulation der Wirtschaftlichkeit

Betriebswirtschaftliche Kennzahl	Definition
Abschreibung und Zins	$= \frac{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} - \frac{\text{Zinssatz}}{100\%}}{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} - 1} \cdot 100\% \quad \text{Gl. (1)}$
Gesamtkapitalrendite	= (Unternehmergewinn + Zins) / (Anschaffungswert / 2)
Gewinn	= Unternehmergewinn + Lohnansatz
Unternehmergewinn	= Einnahmen – Ausgaben – Lohnansatz
elektrischer Jahresnutzungsgrad	= netto-Stromerzeugung / zugeführte Wärmemenge (d.h. alle Stromverbraucher, die für die Aufrechterhaltung des NV-Betriebs nötig sind, wurden bereits aus der brutto-Stromerzeugung bedient)

Berechnung Maissubstrat

Spezifischer Biogasertrag und spezifischer Methananteil nach KTBL „Gasausbeuten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“, Empfehlungen:

Tabelle 6: Kalkulationsgrundlage von Silomais zur Berechnung von Substratkosten

Stoffdaten	Preis Grundvariante frei Anlage	TS/oTS-Gehalt	Biogas	Methan
	in €/t	in %	in m ³ BG/t oTS	in %
Maissilage	40,00 (einsiliert, abgedeckt)	34,0 / 95,0	650	52,0 %

Jahreskalkulationen, Nutzungsgrad 8 %, Nutzungsdauer 10 Jahre

1. Kapitalgebundene Kosten

Zinssatz, kalkulatorisch	3,0%		
Kapitalkosten	192.500 €/a	11,7%	22.523 €/a
Instandsetzungskosten	192.500 €/a	1,7%	3.300 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten			25.823 €/a

2. Betriebsgebundene Kosten

Arbeitszeit	52,0 h/a	15,00 €/h	780 €/a
Versicherung	175.000 €	0,5%	875 €/a
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten			1.655 €/a

4. BHKW und ORC-Auslegung

el. Leistung BHKW	500 kWel
Stromkennzahl	1,0 kWel/kWth
th. Leistung BHKW	500 kWth
Motorblockwärme	250 kWth
Abgaswärmetauscher	250 kWth
Ansatz Ausnutzung Motorblockwärme	50%
Ansatz Ausnutzung Abgaswärme	90%
ergibt Wärmeleistung nutzbar	350 kWth
el. Wirkungsgrad ORC - inkl. vorgelagerter Kette	8%
el. Leistung ORC	28 kWel
Vollbenutzungsstunden BHKW+ORC	8.000 Vbh/a

5. zusätzliche Einnahmen

5.1 BHKW allein

Strommenge	4.000.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
eingespeiste Strommenge	3.940.000 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebsnahme		2009		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	2.626.000 kWhel/a	0,1867 €/kWhel	245.324 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	2.626.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1618 €/kWhel	424.887 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1225 €/kWhel	0 €/a
Summe:					670.211 €/a

5.2 BHKW und ORC

Strommenge, produziert	4.224.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
HBM	4.161.000 kWhel/a				
verfügbar	4.160.640 kWhel/a				
eingespeiste Strommenge	4.160.640 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebsnahme		2009		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	2.846.640 kWhel/a	0,1867 €/kWhel	245.324 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	2.846.640 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1618 €/kWhel	460.586 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1225 €/kWhel	0 €/a
Technologiebonus		224.000 kWhel/a		0,0200 €/kWhel	4.480 €/a
Summe:					710.390 €/a

5.3 zusätzliche Einnahmen

BHKW und ORC	710.390 €/a
BHKW	670.211 €/a
zusätzliche Einnahmen	40.179 €/a

5.4 Substratreduktion

verminderte Strommenge	0 kWhel/a					
<i>Maissilage, Wachsreife, körnerreich</i>	<i>TS in FS</i>	<i>oTS in TS</i>	<i>BG</i>	<i>Methan</i>	<i>Heizwert</i>	<i>eta-el</i>
	34,0%	95,0%	650 m³BG/t oTS	52,0%	9,97 kWh-M/m³	40,0%

Ersparnis	0 t/a Maissilage
Preis	40,00 €/t
Kostensparnis	0 €/a

6. Unternehmergewinn

zusätzliche Einnahmen	40.179 €/a	
Ersparnis Mais (HBL)	0 €/a	40.179 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten	25.823 €/a	
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten	1.655 €/a	27.478 €/a
Unternehmergewinn	12.701 €/a	

Gewinn 13.481 €/a

7. mittlere Gesamtkapitalrentabilität

= (Unternehmergewinn + Zinszahlungen) / (Anschaffungswert / 2)	
Anschaffungswert	192.500 €
Gesamtkapitalrentabilität	16,6%

Abbildung 6: Jahreskalkulation Nachverstromung, EEG 2009, 500 kW

1. Kapitalgebundene Kosten

Zinssatz, kalkulatorisch	3,0%		
Kapitalkosten	122.500 €/a	11,7%	14.333 €/a
Instandsetzungskosten	122.500 €/a	1,7%	2.027 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten			16.360 €/a

2. Betriebsgebundene Kosten

Arbeitszeit	52,0 h/a	15,00 €/h	780 €/a
Versicherung	111.364 €	0,5%	557 €/a
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten			1.337 €/a

4. BHKW und ORC-Auslegung

el. Leistung BHKW	250 kWel
Stromkennzahl	1,0 kWel/kWth
th. Leistung BHKW	250 kWth
Motorblockwärme	125 kWth
Abgaswärmetauscher	125 kWth
Ansatz Ausnutzung Motorblockwärme	50%
Ansatz Ausnutzung Abgaswärme	90%
ergibt Wärmeleistung nutzbar	175 kWth
el. Wirkungsgrad ORC - inkl. vorgelagerter Kette	8%
el. Leistung ORC	14 kWel
Vollbenutzungsstunden BHKW+ORC	8.000 Vbh/a

5. zusätzliche Einnahmen

5.1 BHKW allein

Strommenge	2.000.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
eingespeiste Strommenge	1.970.000 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetrieblnahme		2009		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	656.000 kWhel/a	0,1867 €/kWhel	245.324 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	656.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1618 €/kWhel	106.141 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1225 €/kWhel	0 €/a
				Summe:	351.465 €/a

5.2 BHKW und ORC

Strommenge, produziert	2.112.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
HBM verfügbar	2.080.500 kWhel/a				
eingespeiste Strommenge	2.080.320 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetrieblnahme		2009		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	766.320 kWhel/a	0,1867 €/kWhel	245.324 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	766.320 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1618 €/kWhel	123.991 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1225 €/kWhel	0 €/a
Technologiebonus		112.000 kWhel/a		0,0200 €/kWhel	2.240 €/a
				Summe:	371.555 €/a

5.3 zusätzliche Einnahmen

BHKW und ORC	371.555 €/a
BHKW	351.465 €/a
zusätzliche Einnahmen	20.090 €/a

5.4 Substratreduktion

verminderte Strommenge	0 kWhel/a					
Maissilage, Wachsreife, körnerreich	TS in FS	oTS in TS	BG	Methan	Heizwert	eta-el
	34,0%	95,0%	650 m³BG/t oTS	52,0%	9,97 kWh-M/m³	37,0%

Ersparnis	0 t/a Maissilage
Preis	40,00 €/t
Kostensparnis	0 €/a

6. Unternehmergewinn

zusätzliche Einnahmen	20.090 €/a
Ersparnis Mais (HBL)	0 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten	16.360 €/a
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten	1.337 €/a
Unternehmergewinn	2.393 €/a

Gewinn

3.173 €/a

7. mittlere Gesamtkapitalrentabilität

= (Unternehmergewinn + Zinszahlungen) / (Anschaffungswert / 2)	
Anschaffungswert	122.500 €
Gesamtkapitalrentabilität	7,3%

Abbildung 7: Jahreskalkulation Nachverstromung, EEG 2009, 250 kW

1. Kapitalgebundene Kosten

Zinssatz, kalkulatorisch	3,0%		
Kapitalkosten	192.500 €/a	11,7%	22.523 €/a
Instandsetzungskosten	192.500 €/a	1,7%	3.300 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten			25.823 €/a

2. Betriebsgebundene Kosten

Arbeitszeit	52,0 h/a	15,00 €/h	780 €/a
Versicherung	175.000 €	0,5%	875 €/a
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten			1.655 €/a

4. BHKW und ORC-Auslegung

el. Leistung BHKW	500 kWel
Stromkennzahl	1,0 kWel/kWth
th. Leistung BHKW	500 kWth
Motorblockwärme	250 kWth
Abgaswärmetauscher	250 kWth
Ansatz Ausnutzung Motorblockwärme	50%
Ansatz Ausnutzung Abgaswärme	90%
ergibt Wärmeleistung nutzbar	350 kWth
el. Wirkungsgrad ORC - inkl. vorgelagerter Kette	8%
el. Leistung ORC	28 kWel
Vollbenutzungsstunden BHKW+ORC	8.000 Vbh/a

5. zusätzliche Einnahmen

5.1 BHKW allein

Strommenge	4.000.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
eingespeiste Strommenge	3.940.000 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebnahme		2012		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	2.626.000 kWhel/a	0,2030 €/kWhel	266.742 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	2.626.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1830 €/kWhel	480.558 €/a
bis 750 kWel	2.190.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1600 €/kWhel	0 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1500 €/kWhel	0 €/a
Summe:					747.300 €/a

5.2 BHKW und ORC

Strommenge, produziert	4.224.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
HBM	4.161.000 kWhel/a				
verfügbar	4.160.640 kWhel/a				
eingespeiste Strommenge	4.160.640 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebnahme		2012		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	2.846.640 kWhel/a	0,2030 €/kWhel	266.742 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	2.846.640 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1830 €/kWhel	520.935 €/a
bis 750 kWel	2.190.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1600 €/kWhel	0 €/a
bis 5.000 kWel	37.230.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1500 €/kWhel	0 €/a
Summe:					787.677 €/a

5.3 zusätzliche Einnahmen

BHKW und ORC	787.677 €/a
BHKW	747.300 €/a
zusätzliche Einnahmen	40.377 €/a

5.4 Substratreduktion

verminderte Strommenge	0 kWhel/a
------------------------	-----------

Maissilage, Wachsreife, körnerreich	TS in FS	oTS in TS	BG	Methan	Heizwert	eta-el
	34,0%	95,0%	650 m³BG/t oTS	52,0%	9,97 kWh-M/m³	40,0%

Ersparnis	0 t/a Maissilage
Preis	40,00 €/t
Kostensparnis	0 €/a

6. Unternehmervergewinn

zusätzliche Einnahmen	40.377 €/a	
Ersparnis Mais (HBL)	0 €/a	40.377 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten	25.823 €/a	
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten	1.655 €/a	27.478 €/a
Unternehmervergewinn	12.899 €/a	

Gewinn 13.679 €/a

7. mittlere Gesamtkapitalrentabilität

= (Gewinn + Zinszahlungen) / (Anschaffungswert / 2)

Anschaffungswert	192.500 €
Gesamtkapitalrentabilität	16,8%

Abbildung 8: Jahreskalkulation Nachverstromung, EEG 2012, 500 kW

1. Kapitalgebundene Kosten

Zinssatz, kalkulatorisch	3,0%		
Kapitalkosten	122.500 €/a	11,7%	14.333 €/a
Instandsetzungskosten	122.500 €/a	1,7%	2.027 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten			16.360 €/a

2. Betriebsgebundene Kosten

Arbeitszeit	52,0 h/a	15,00 €/h	780 €/a
Versicherung	111.364 €	0,5%	557 €/a
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten			1.337 €/a

4. BHKW und ORC-Auslegung

el. Leistung BHKW	250 kWel
Stromkennzahl	1,0 kWel/kWth
th. Leistung BHKW	250 kWth
Motorblockwärme	125 kWth
Abgaswärmetauscher	125 kWth
Ansatz Ausnutzung Motorblockwärme	50%
Ansatz Ausnutzung Abgaswärme	90%
ergibt Wärmeleistung nutzbar	175 kWth
el. Wirkungsgrad ORC - inkl. vorgelagerter Kette	8%
el. Leistung ORC	14 kWel
Vollbenutzungsstunden BHKW+ORC	8.000 Vbh/a

5. zusätzliche Einnahmen

5.1 BHKW allein

Strommenge	2.000.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
eingespeiste Strommenge	1.970.000 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebnahme		2012		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	656.000 kWhel/a	0,2030 €/kWhel	266.742 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	656.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1830 €/kWhel	120.048 €/a
bis 750 kWel	2.190.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1600 €/kWhel	0 €/a
bis 5.000 kWel	39.420.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1500 €/kWhel	0 €/a
Summe:					386.790 €/a

5.2 BHKW und ORC

Strommenge, produziert	2.112.000 kWhel/a				
Trafoverluste	1,5%				
HBM	2.080.500 kWhel/a				
verfügbar	2.080.320 kWhel/a				
eingespeiste Strommenge	2.080.320 kWhel/a				
EEG-Vergütung	Anlagenbetriebnahme		2012		
bis 150 kWel	1.314.000 kWhel/a	1.314.000 kWhel/a	766.320 kWhel/a	0,2030 €/kWhel	266.742 €/a
bis 500 kWel	3.066.000 kWhel/a	766.320 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1830 €/kWhel	140.237 €/a
bis 750 kWel	2.190.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1600 €/kWhel	0 €/a
bis 5.000 kWel	37.230.000 kWhel/a	0 kWhel/a	0 kWhel/a	0,1500 €/kWhel	0 €/a
Summe:					406.979 €/a

5.3 zusätzliche Einnahmen

BHKW und ORC	406.979 €/a
BHKW	386.790 €/a
zusätzliche Einnahmen	20.189 €/a

5.4 Substratreduktion

verminderte Strommenge	0 kWhel/a
------------------------	-----------

Maissilage, Wachsreife, körnerreich	TS in FS	oTS in TS	BG	Methan	Heizwert	eta-el
	34,0%	95,0%	650 m³BG/t oTS	52,0%	9,97 kWh-M/m³	37,0%

Ersparnis	0 t/a Maissilage
Preis	40,00 €/t
Kostensparnis	0 €/a

6. Unternehmervergewinn

zusätzliche Einnahmen	20.189 €/a	
Ersparnis Mais (HBL)	0 €/a	20.189 €/a
ZS 1. Kapitalgebundene Kosten	16.360 €/a	
ZS 2. Betriebsgebundene Kosten	1.337 €/a	17.697 €/a
Unternehmervergewinn	2.492 €/a	

Gewinn 3.272 €/a

7. mittlere Gesamtkapitalrentabilität

=(Gewinn+Zinszahlungen)/(Anschaffungswert/2)

Anschaffungswert	122.500 €
Gesamtkapitalrentabilität	7,5%

Abbildung 9: Jahreskalkulation Nachverstromung, EEG 2012, 250 kW

Das „Biogas Forum Bayern“ ist eine Informationsplattform zum Wissenstransfer für die landwirtschaftliche Biogasproduktion in Bayern

Arbeitsgruppe V (Betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung)

hier erarbeiten Experten Publikationen zu folgenden Themen:

- Gesetzliche und politische Rahmenbedingungen
- Betriebswirtschaft
- Volkswirtschaft
- Organisation und Management
- Finanzierung

Mitglieder der Arbeitsgruppe

- Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Rosenheim
- Bayerischer Bauernverband
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
- Biogasanlagenbetreiber
- Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.)
- Fachverband Biogas e.V.
- Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
- OmniCert GmbH
- Technische Universität München

Zitiervorlage

Stockmann, F., Wagner, R.; Kilburg, U. (2019): Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – EEG und Wirtschaftlichkeit. In: Biogas Forum Bayern Nr. V – 26/2019, Hrsg. ALB Bayern e.V., <http://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Nachverstromung-in-landwirtschaftlichen-Biogasanlagen.pdf>, Stand [Abrufdatum].



Herausgeber:

Arbeitsgemeinschaft Landtechnik
und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V.
Vöttinger Straße 36
85354 Freising
Telefon: 08161/71-3460
Telefax: 08161/71-5307
Internet: <http://www.biogas-forum-bayern.de>
E-Mail: info@biogas-forum-bayern.de