

ENERGIE

magazin



Klimabilanz
von Biosprit

GÄRREST
Torfersatz

Siliermittel für Klimaschutz? Ja!

Arbeiten Sie mit uns für eine gemeinsame Zukunft!

- Essigsäurebildung in bislang unerreichten Dimensionen
- **Neu:** beinhaltet den aktuellste Stand der Biotechnologie, in Form einer Bakterienstamm-Kombination unter prägnanter Führung des neuartigen „Lactobacillus diolivorans“

Derzeit gibt es kein vergleichbares Produkt am Markt.
Es lohnt sich für Sie und unsere Umwelt!

SAVE
ENERGY



Eine sehr schnelle und intensive Substratvergärung mit der Schwerpunktproduktion von Essigsäure bringt **sicheren Schutz vor Nacherwärmung und Verderb**. Und ganz nebenbei reduzieren Sie Ihren CO₂-Fußabdruck in bemerkenswerter Dimension!

Mehr Infos zum innovativsten Siliermittel-Programm erhalten Sie unter der Telefonnummer: 04101 218 54 00

SCHAUMANN
BioENERGY

**„Wir brauchen endlich einen
Masterplan für die
Energiewende im Bereich
Strom, Wärme und Verkehr!“**



Foto: Heil

△ Hinrich Neumann,
top agrar

Investoren hängen in der Luft

► Seit Jahren mahnt die Branche der erneuerbaren Energien, dass künftige Betreiber von Anlagen kalkulierbare Rahmenbedingungen für ihre Investitionen benötigen. Doch die Bundesregierung lässt so etwas wie einen Masterplan für die Energiewende vermissen. Das hat jüngst auch der Bundesrechnungshof bemängelt, der das Bundeswirtschaftsministerium für die mangelnde Steuerung der Wende scharf rügt.

Ein typisches Beispiel für die schlechte Koordination ist die Wasserstoffproduktion. Es gibt heute schon viele Windparks in Norddeutschland, die mehrere Millionen Kilowattstunden Strom nicht produzieren können. Denn sie werden bei zu viel Strom im Netz abgeschaltet. Die Wasserstoffproduktion wäre heute bereits eine Möglichkeit, den Strom sinnvoll zu nutzen, wenn viel Wind weht. Aber das System der Steuern und Abgaben im Strombereich ist ein Relikt aus Zeiten mit großen zentralen Kraftwerken und nicht auf die neue Energiewelt ausgelegt. Darum bleiben – bis auf wenige Pilotprojekte – Investitionen in Elektrolyseure und andere Stromnutzungen aus. Stattdessen hofft die Bundesregierung auf Wasserstoffimporte, ohne zu wissen, woher die Mengen wie stammen sollen.

Ein anderes Beispiel ist der Verkehr: Die Bundesregierung setzt völlig einseitig ausschließlich auf Elektrofahrzeuge und lässt heute wichtige Klimaschutzoptionen wie z.B. Biokraftstoffe auslaufen. Die Industrie sucht für den Schwerlastverkehr aber jetzt nach Alternativen wie Bio-LNG, weil Klimaschutz auch beim Transport von Kunden gefragt ist.

Realistische Klimaziele, die kontinuierlich statt sprunghaft ansteigen, sowie mehr Technologieoffenheit könnten heute schon viel bewirken. Stattdessen herrscht Stillstand. So ist es nicht verwunderlich, dass die Branche – und mit ihr die Investoren – die Bundestagswahl und einen möglichen Regierungswechsel herbeisehnen.

INHALT

MAGAZIN

- 3 Investoren hängen in der Luft
- 4 Panorama
- 47 Impressum
- 60 Neuheiten

BIOGAS

- 8 Solar- oder Windstrom für die Biogasanlage?
- 12 Aus Groß mach Klein: Gülleanlage als Alternative?
- 16 Neue Güllekleinanlage mit Festbrettreaktor
- 20 Pilotanlage: Mit MAP vom Gärrest zum Torfersatz
- 24 Torfersatz und Phosphatsalz aus Gärrest
- 28 Strom nach Plan: Gute Erfahrungen aus der Praxis
- 32 Interview: „Wir brauchen genaue Daten zum Speicher“
- 34 Maisstroh: Mit wenig Verlusten ins Silo
- 38 Interview: Biowasserstoff – Chance für Post-EEG-Anlagen
- 40 So macht Biomethan dem Erdgas Konkurrenz

SOLAR

- 42 Steilere Module liefern mehr Ertrag im Winter
- 44 Neue App: Ersatzteile für Ü20-Anlagen
- 48 Batteriespeicher werden günstiger

WÄRME

- 50 Terra Preta aus Oberfranken

WIND

- 52 Interview: „Windräder müssen grundlastfähig sein“
- 54 Leistung der Windenergie unterschätzt

BIOKRAFTSTOFF

- 56 So rechnet die Politik Biokraftstoffe schlecht

@ Täglich Energie-News
www.topagrar.com

Kurzumtriebsholz: Belüftung senkt Lagerverluste

► Eine kontrollierte Kaltluftventilation trocknet nicht nur die in Haufen lagernden Hackschnitzel in vier Wochen auf Feuchtegehalte von unter 15 %, auch Trockenmasseverluste von bis zu 20 % lassen sich damit halbieren. Der thermische Energiegewinn durch die schnelle Trocknung macht mehr als das Sechsfache des für den Gebläsebetrieb benötigten Stroms aus, so das Ergebnis einer Studie von Wissenschaft-

lern des Leibniz-Instituts für Agrartechnik und Bioökonomie.

Bei der Ernte im Winter haben die Hackschnitzel Feuchtegehalte zwischen 40 und 60 %. Bis zur Nutzung in der darauffolgenden Heizsaison trocknen und lagern die Hackschnitzel üblicherweise in großen Halden im Freien – ein auf den ersten Blick kosteneffizientes Verfahren. Bei der Lagerung kann es allerdings zu erheblichen

Verlusten kommen. Durch mikrobiologisch-chemische Prozesse steigen in den ersten Wochen die Temperaturen in den Hackschnitzelhaufen auf 50 bis 70 °C an. Es kommt zum verstärkten Abbau organischer Substanz. Bei einer Lagerdauer von sechs Monaten können Trockenmasseverluste von bis zu 30 % auftreten, abhängig von Holzart, Partikelgröße, Lagerkonstruktion und Witterungsbedingungen. Verschiedene Ansätze, diese Verluste zu verringern, wie die Ernte und Trocknung ganzer Stämme oder eine technische Trocknung, brachten bislang keine zufriedenstellenden Ergebnisse.

Daher haben Wissenschaftler des ATB in Zusammenarbeit mit der TU Dresden und dem Industriepartner Kluge GmbH ein neues System zur aktiven Belüftung von Pappelholzhack-schnitzeln mit Umgebungsluft entwickelt. Die Kaltluftventilation wird in der Landwirtschaft bereits eingesetzt, z. B. zur Trocknung von Getreide oder Heu. Eine der Herausforderungen bei der Trocknung erntefrischer Pappelhack-schnitzel besteht darin, unter Bedingungen des Frühjahrs zu trocknen, wenn die Fähigkeit der Umgebungsluft zur Aufnahme von Feuchtigkeit deutlich geringer ist als im Sommer.

Foto: Neumann



◁ Frische Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen haben einen Feuchtegehalt von bis zu 60 %.

Lechwerke testen Agri-PV



Foto: LEW

► Der bayerische Energieversorger Lechwerke (LEW) hat in Biessenhofen und Gersthofen zwei kleine Agri-Photovoltaikanlagen zum Test errichtet. Anders als bei herkömmlichen Solarparks wurden die PV-Module senkrecht installiert und streifenförmig auf landwirtschaftlichen Flächen angeordnet. Die verwendeten Module sind bifazial: Sowohl Vorder- als auch Rückseite können den Lichteinfall in Strom umwandeln. LEW hat die Testanlagen jeweils neben bestehenden Solarparks gebaut. Die erzeugten Strommengen aus den verschiedenen Anlagentypen sind damit gut vergleichbar.

„Mit den Testanlagen möchten wir Erkenntnisse zur Stromerzeugung von solchen Anlagen gewinnen – insbesondere, wie viel Strom die Agri-PV-Module im Vergleich zu herkömmlichen Modulen liefern können und das im Tages- und Jahresverlauf“, sagt LEW-Projektleiterin Sigrid del Río.

LEW plant auf der Datengrundlage der Testanlagen ein Pilotprojekt zu Agri-PV. In Zusammenarbeit mit dem Landkreis Unterallgäu und dem Beratungsnetzwerk LandSchafttEnergie in Straubing werden derzeit die Rahmenbedingungen für einen Anlagenbau im Unterallgäu geprüft.

△ Die vertikal aufgeständerten Testanlagen stehen neben konventionellen Solarparks.

Flugwindkraftanlagen bald praxisreif?

► Der brandenburgische Hersteller Enerkite will im Jahr 2022 die ersten Flugwindkraftanlagen mit 100 kW als Prototyp für die Serienproduktion fertigstellen. Damit der Drachen, der doppelt so viel Energie wie klassische Windräder produzieren soll, sicher und effizient betrieben werden kann, entwickelt ein Team der BTU Cottbus belastbare Leichtbau-Komponenten für die Steuerung der Anlage. Das gemeinsame Forschungsprojekt startete Anfang April.

Flugwindkraftanlagen sollen durch die Nutzung von Höhenwinden zuverlässig kontinuierlich Strom produzieren können. Über einen rotierenden Mast (siehe Bild) wird der Flügel vollautomatisch gestartet. Der quer zum Wind aufsteigende Flügel treibt über Seile eine Generatorwinde an. Anschließend wird der Drache per Winde wieder zurückgeholt, wofür nur 10 % der zuvor produzierten Energie-



◁ Die Testanlage ist auf einem Lkw montiert.

Foto: Werkbild

menge nötig ist. Dann beginnt der Zyklus von vorn.

Die Anlagen bestehen aus einem Drachen, drei Seilen und einem Steuerungscontainer. Da Höhenwinde an 80 % der Landfläche verfügbar sind und das Design zukünftig die günstigsten

Stromkosten aller grünen Energiequellen ermöglichen soll, könnten Flugwindkraftanlagen einen bedeutenden Beitrag für die globale Energiewende leisten.

Bis zum Ende des Jahres 2022 wollen die Partner im Verbundprojekt der BTU

Cottbus & Enerkite „EKxM“ den 100 kW-Serienprototypen EK200 SP realisieren. Die Skalierbarkeit von 30 kW auf 100 kW zeigt laut Enerkite, dass auch der spätere Schritt in die Megawatt-Klasse möglich ist.

EEG – WEITERGEDACHT.

Jetzt mit Satelliten-BHKW flexibilisieren und Ihre Biogasanlage weiterhin hochprofitabel betreiben. Wir beraten Sie!

Sprechen Sie
uns an:
T 02568 9347-0





Foto: Neumann

△ Mit einer Trocknungsanlage lässt sich Gärrest zu Dünger verarbeiten.

Gärresttrocknung: Was der Umweltgutachter sehen will

► Biogasanlagenbetreiber können Transportkosten für Gärreste mit der Trocknung reduzieren. Betreiber können auch jetzt noch den Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus) dafür nutzen. Einmal jährlich muss dafür ein zugelassener Umweltgutachter den Anspruch auf den KWK-Bonus prüfen. „Der Gesetzgeber hatte im EEG 2009 die Möglichkeit geschaffen, dass dieser Bonus auch zur Düngemittelherstellung gezahlt werden kann. „Dazu sind aber bestimmte Anforderungen zu erfüllen“, erklärt Arnold Multerer, Umweltgutachter bei OmniCert aus Bad Abbach (Bayern). Da konkrete Hinweise dazu im EEG fehlen, verweist Multerer auf die Umweltgutachterleitlinie:

- Es müssen Unterlagen des BHKW-Herstellers zu Daten wie elektrischer Netto-Nennleistung und Stromkennzahl vorliegen.
- Ein geeichter Zähler muss die für den Prozess verbrauchte Abwärme vom BHKW erfassen.
- Anhand von technischen Unterlagen des Herstellers oder mithilfe der Systemsteuerung beim Vor-Ort-Termin muss der Betreiber die Technik des Gärresttrockners darstellen.
- Wichtig ist die Trocknungseffizienz: Hierfür gibt es einen Richtwert in Höhe von 1,5 kWh (thermisch) pro kg verdampften Wassers. Hierfür sollten Betreiber ein

Trocknungsbuch führen und darin TS-Gehalt und die Menge des Input- und Outputmaterials sowie die verbrauchte Wärmemenge pro Charge erfassen.

- Um die Düngemittelverordnung einzuhalten, soll der Betreiber das Produkt so lagern, dass es nicht zu stofflichen Veränderungen und Umweltschäden kommt. Hierbei ist z. B. auf Witterungsschutz und angemessene Bodenbeschichtung zu achten.
- Die Güte des hergestellten Düngers sollte gemäß Bioabfallverordnung überwacht werden, um die Qualität zu sichern.
- Der Betreiber muss den Vertriebsweg zur Vermarktung des Düngemittels darstellen. Bei der Abgabe an andere Landwirte können die Vertriebswege z. B. über Rechnungen oder Aufzeichnungen nach § 3 der Wirtschaftsdüngerverordnung nachgewiesen werden. Auch die Nutzung im eigenen Betrieb ist zulässig, eine Nutzung als Einstreu oder als Brennstoff dagegen nicht.

Um dem Zweck der Düngemittelherstellung zu entsprechen, soll der durch die Aufbereitung erzeugte Dünger nicht in den Biogasanlagenkreislauf zurückgespeist, sondern separat gelagert werden. Ansonsten handelt es sich um eine Rückführung in den Biogasanlagenprozess (Eindickung des Substrats).

Wasserstoff aus Windstrom

► Mit dem Produktionsstart des Windgas-Elektrolyseurs von „Energie des Nordens“ (EdN) in Haurup bei Flensburg macht der Ausbau der Wasserstoffproduktion in Schleswig-Holstein weitere Fortschritte. EdN ist ein Zusammenschluss von 70 Unternehmen aus der Energiebranche. Sie betreibt den von H-TEC Systems entwickelten und gefertigten PEM-Elektrolyseur (PEM = Proton-Exchange-Membrane). Die jährliche Produktionsmenge von 3 Mio. kWh Wasserstoff nimmt die Hamburger Energiegenossenschaft Greenpeace Energy ab.

Bei dem Projekt werden Stromüberschüsse aus nahen Windkraftanlagen genutzt, die an diesem Netzknotenpunkt bei viel Wind sonst häufig abgeschaltet werden. Das daraus produzierte erneuerbare Gas ersetzt fossiles Erdgas. Zudem soll der Elektrolyseur das Stromnetz stabilisieren, indem er durch Herauf- oder Herunterfahren der Wasserstoffproduktion das Stromangebot mit der Stromnachfrage im Netzgebiet im Gleichgewicht hält. Nicht zuletzt kann auch der nahe Windpark Ellhöft mit seinen 20 Jahre alten Windrädern weiterlaufen, weil dessen Strom zu auskömmlichen Preisen abgenommen wird.

Der regenerativ erzeugte Wasserstoff wird mit einem Anteil von bis zu zwei Volumenprozent ins bestehende Ferngasleitungsnetz eingespeist. Die deutsch-dänische Gasleitung „Deudan“ verläuft vom Grenzort Ellund bis nach Quarndorf nördlich von Hamburg. Für die Netzeinspeisung der Anlage in Haurup haben die Deudan-Anteilseigner Gasunie und Open Grid Europe zwei neue Anschlussleitungen verlegt.



Foto: Oetker-Kast

△ Der Elektrolyseur in Haurup ist in einem Container untergebracht.



Sie lieben Ihr Land? Wir auch!

Verpachten Sie Ihre ertragsarmen Flächen und ernten Sie nachhaltige Solarenergie. Ihre Vorteile:

- 30 Jahre festes Einkommen
- Vollständige Abwicklung durch SENS
- Beitrag zur Energiewende leisten

Erfahren Sie mehr von unseren Experten unter **0931 2506 4160**.

sens-energy.com/verpachten

SENS
Good Energy.



Photovoltaikanlagen auf Stall- und BHKW-Gebäuden können Strom für die Biogasanlage liefern.

Solar- oder Windstrom für die Biogasanlage?

Biogasanlagen benötigen viel Strom z. B. zum Rühren oder Pumpen. Es kann wirtschaftlicher sein, dafür andere Stromquellen zu verwenden. Hier gibt es mehr oder weniger geeignete Alternativen.

Biogasanlagen produzieren nicht nur Strom: Sie brauchen ihn auch selbst. Hauptverbraucher sind BHKW, Rührwerke, Substrateintrag oder Pumpen. Je nach Betriebskonzept liegt der Eigenstromanteil bei 8 bis 12 %. Das bedeutet bei einer Anlage mit 500 kW Bemessungsleistung bis zu 500 000 kWh, die der Betreiber kaufen bzw. selbst produzieren muss.

Überschusseinspeiser nutzen dafür den in der Biogasanlage erzeugten Strom, können dann aber nur 88 bis 92 % des Stroms verkaufen. „Ob es sich lohnt, den Strom extern zu erzeugen, hängt vom Grenzpreis ab“, sagt Robert Wagner, Biogasexperte beim Beratungsnetzwerk C.A.R.M.E.N. aus Straubing (Bayern). Ein Beispiel: Eine Anlage mit Gülle- und Nawaro-Bonus

aus dem Jahr 2010 erhält bis 500 kW Leistung eine Vergütung von ca. 18,6 ct/kWh. Die Stromlieferungen über 500 kW Bemessungsleistung wer-

den nur noch mit 12,13 ct/kWh vergütet. „Das wäre hier der Grenzpreis. Eine externe Lösung müsste also günstiger sein, damit es sich lohnt“, rechnet

SCHNELL GELESEN

Biogasanlagen produzieren Strom teilweise sehr teuer. Bei flexiblen Anlagen reicht die Betriebszeit zur Selbstversorgung unter Umständen nicht mehr aus.

Alternativen können Solarstrom, Kleinwindkraft, Strom aus Ü20-Windrädern oder eine Holzgasanlage sein.

Photovoltaikanlagen sind technisch am einfachsten umzusetzen, können aber nur

einen Teil der ganzjährigen Stromversorgung übernehmen.

Auch die anderen Varianten haben je nach Standort, Investitionskosten oder Kombinationsmöglichkeiten Vor- und Nachteile.

Ein Königsweg für die Eigenversorgung gibt es nicht, die Lösung kann bei jeder Anlage anders sein.

Wagner vor. Zu diesen Kosten ist die anteilige EEG-Umlage (40 % von rund 6 ct/kWh, also ca. 2,4 ct/kWh) hinzuzurechnen, die Überschusseinspeiser für auf den selbstverbrauchten Strom zahlen müssen.

Höher liegt der Grenzpreis bei einer 75 kW-Güllekleinanlage: Diese erhält bei Inbetriebnahme im Jahr 2021 rund 22 ct/kWh.

Eine alternative Eigenstromversorgung ist also sinnvoll, wenn die Stromerzeugungskosten plus Steuern und Abgaben unter diesen Preisen liegen.

Ganz anders sieht es bei flexiblen Biogasanlagen aus: Wenn diese z. B. doppelt überbaut sind und nur noch 12 statt 24 Stunden am Tag Strom produzieren, kann das BHKW auch nur noch einen Teil des Eigenstroms liefern. In dem Fall müssen Betreiber teuren Netzstrom kaufen oder den Strom mit anderen Anlagen selbst produzieren.

Dazu gibt es folgende Varianten:

- Solarstrom,
- Strom aus einer Kleinwindkraftanlage,
- Strom aus Ü20-Windenergieanlagen,
- Strom aus Holzgasanlagen.

SOLARSTROM FÜR 10 CT/KWH

Bezogen auf die Erzeugungskosten ist Solarstrom mittlerweile die mit Abstand günstigste Variante für die Eigenerzeugung. Er lässt sich für ca. 10 ct/kWh in Anlagen unter 30 kW herstellen. Weitere Vorteile:

- Neue und bestehende Anlagen sind nach dem EEG 2021 bis zu 30 kW Leistung und 30 000 kWh Stromerzeugung von der EEG-Umlage befreit. Das macht die Eigenversorgung ab diesem Jahr sehr attraktiv.
- Die Anlagen können auf Dächern vom BHKW-Raum oder z. B. auf einer Überdachung des Fahrstils installiert werden.

Betreiber sollten beachten:

- Eine Biogasanlage mit 500 kW kann mit einer 30 kW-Anlage theoretisch nur 6 % des Strombedarfs decken.
- Nicht immer passen Erzeugung und Verbrauch zusammen, sodass der Anteil in der Praxis niedriger sein dürfte. Den meisten Strom produziert die Solaranlage zudem im Sommer.
- Einen größeren Teil des Solarstroms kann der Betreiber nutzen, wenn er einen Speicher errichtet. Dieser ist vor allem für die Versorgung nachts nötig. Er verteuert die Kilowattstunde aber schnell um 20 ct und mehr. Ein Speicher kann sich eher lohnen, wenn der

Betreiber damit auch ein Notstromkonzept umsetzt.

- Bei einer größeren Anlage kommt ab 30 kW die anteilige EEG-Umlage (2,4 ct/kWh) dazu. Allerdings ist der Strompreis auch damit immer noch sehr günstig.

Will der Betreiber die EEG-Umlage komplett vermeiden, müsste er für eine größere PV-Anlage ein Inselnetz errichten. „Inselnetz bedeutet, dass es keine Verbindung zum Stromnetz gibt. In dem Fall kann der Betreiber bei Bedarf aber auch keinen Strom aus dem Netz beziehen“, erklärt Solarstromexperte Josef Huber von C.A.R.M.E.N.

Die EEG-Umlage entfällt zudem nur dann, wenn die Solaranlage weder unmittelbar noch mittelbar ans Netz angeschlossen ist. „Die PV-Anlage gilt bereits als ‚mittelbar‘ verbunden, wenn die Verbrauchseinrichtung, also z. B. die mit PV-Strom versorgte Biogasanlage, am Netz ist“, schränkt Rechtsanwalt Dr. Hartwig von Bredow aus Berlin ein. Um einen echten Inselbetrieb sicherzustellen, muss eine Vollversorgung mit dem dezentral erzeugten Strom gewährleistet sein.

STROM AUS KLEINWINDKRAFT

Anders als Photovoltaikanlagen produzieren Kleinwindräder unabhängig von der Tageszeit Strom. Zudem ist wegen des höheren Windaufkommens die Stromproduktion im Winter höher. „Ein Kleinwindrad mit 30 kW kommt im Jahr auf 800 bis 1200 Vollbenutzungsstunden“, erklärt Stefan Heins, Kleinwindexperte bei C.A.R.M.E.N. Das wären im Jahr maximal 36 000 kWh Stromerzeugung. Auf Markt gibt es auch Anlagen mit 95 oder 250 kW.

Betreiber sollten beachten:

- Für die Wirtschaftlichkeit ist der Standort entscheidend: Windgeschwindigkeit von mindestens 4 m/s und freie Anströmbarkeit aus der Hauptwindrichtung (ohne Bäume, Hecken usw.) sind wichtige Voraussetzungen.
- Die Stromgestehungskosten sind – anders als bei Solarstrom – schwer zu pauschalisieren. Sie hängen vom Windstromertrag, aber auch von den Investitionskosten ab. Sie können von 50 ct bis 1,20 €/kWh je nach Standort und Anlagentyp schwanken“, sagt Heins.
- Wichtig ist auch, dass die Anlage „im räumlichen Zusammenhang“ mit der Biogasanlage steht. Das ist dann entscheidend, wenn z. B. auf einer weiter



Fotos: Neumann

△ Ein Kleinwindrad produziert unabhängig von der Tageszeit Strom.

von der Anlage entfernten Kuppel die Windverhältnisse besser sind. Dabei kann es passieren, dass der Netzbetreiber die Versorgung nicht mehr als Eigenverbrauch anerkennt und die volle EEG-Umlage fällig wird. Ansonsten gilt die Befreiung bis 30 kW wie bei Solarstromanlagen.

- Kleinwindkraft gilt wegen der jahreszeitlichen Unterschiede als Ergänzung zur Photovoltaik.

STROM VON Ü20-WINDRÄDERN

Eine Alternative zu einem neuen Kleinwindrad ist die Stromversorgung über



△ Stromspeicher können die Anlage auch nachts mit Strom versorgen.



◁ Mittlerweile gibt es immer mehr ältere Großwindkraftanlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten. Auch dieser Strom ist attraktiv.
 ▽ Ein Holzgas-BHKW kann ebenfalls Strom und Wärme für die Biogasanlage produzieren.



Fotos: Neumann

eine 20 Jahre alte Windenergieanlage in Betracht, die keine EEG-Förderung mehr erhält. Ist sie technisch noch intakt, kann sie Strom für 4 bis 6 ct/kWh erzeugen. Von einem anderen Beispiel berichtet das Unternehmen Freqcon, das Regelungssysteme für erneuerbare Energiesysteme und Energiespeicherlösungen anbietet: Ein Landwirt betreibt eine Windenergieanlage mit 600 kW Leistung. Die Biogasanlage hat eine Grundlast von ca. 40 kW Leistung für Pumpen, Rührwerke etc. Die Restmenge wird über „Power-to-Heat“ in ein Nahwärmenetz eingespeist. Dabei nutzt der Landwirt den Windstrom, um mit einer Art Tauchsieder warmes Wasser zu erzeugen.

Betreiber sollten beachten:

- Es ist ungewiss, wie lange die Altanlagen noch betriebsbereit sind und ob es im Schadensfall Ersatzteile gibt. Weitere Herausforderungen:
- Eine Eigenverbrauchslösung mit reduzierter EEG-Umlage ist nur möglich, wenn das Windrad in der Nähe der Biogasanlage steht und der Strom über eine eigene Leitung, also nicht über das öffentliche Stromnetz, geleitet wird. Darum kommt zu den Stromkosten auch noch der Leitungsbau dazu.
- Zudem müssen Erzeuger und Verbraucher auch hier identisch sein (siehe Info: „So vermeiden Sie die volle EEG-Umlage“).
- Wird der Strom dagegen über das öffentliche Netz geleitet, muss der Abnehmer alle Umlagen und Steuern zahlen wie andere Stromverbraucher auch. Das sind rund 15 ct/kWh. Dazu kom-

men dann die Kosten für den Windstrom. Zudem wird der Betreiber des Windrades zum Stromversorgungsunternehmen und muss dafür viele Auflagen erfüllen.

- Ein älteres Windrad mit 300 bis 500 kW, wie sie vor 20 Jahren üblich waren, produziert meist mehr Strom, als die Biogasanlage auf einmal verbrauchen kann. „Den Überschussstrom muss der Betreiber ins Netz einspeisen. Dafür muss er zusätzlich einen Vertrag mit einem Direktvermarkter abschließen“, erklärt Windkraftexperte Keywan Pour-Satip von C.A.R.M.E.N.

STROM AUS HOLZGASANLAGE

Eine weitere Variante ist die Stromerzeugung mithilfe einer Holzgasanlage. Hersteller wie Spanner oder Hargassner bieten Anlagen ab 20 kW an. Die Anlagen erzeugen mithilfe von Hackschnitzeln Holzgas, das in einem eigenen BHKW zu Strom- und Wärme umgewandelt wird. „Interessant ist es, den Strom nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, kurz KWKG, fördern zu lassen“, sagt Wolfram Schöberl, bei C.A.R.M.E.N. zuständig u.a. für Holzgas. Denn nach dem KWKG gibt es bei Anlagen bis 50 kW eine Vergütung von 16 ct/kWh für den eingespeisten Strom und 8 ct/kWh beim Eigenverbrauch bis zur Obergrenze von 30 000 kWh. „Besonders attraktiv ist die Lösung für Betriebe, die ein ausbaufähiges Wärmenetz haben. Denn auch in dem Holzgas-BHKW fällt Wärme an, die sinnvoll verwertet werden muss“, sagt Schöberl.

© hinrich.neumann@topagrar.com

PRAXISBEISPIELE

Solarstrom zur Eigenversorgung

Johannes Wiedemann aus Westendorf bei Donauwörth (Bayern) profitiert schon länger von dem selbst erzeugten Strom. Er betreibt die Biogasanlage der Wika Biogas aus dem Jahr 2010 zusammen mit einem Partner. Die Anlage hat eine Bemessungsleistung von 600 kW und benötigt im Jahr rund 400 000 kWh Strom selbst.

In den Jahren 2017 und 2018 hat Wiedemann zwei Solarstromanlagen auf Betriebsgebäuden errichten lassen. Sie haben 50 und 70 kW. Die Anlagen sind in Ost-West-Richtung ausgerichtet. „Damit wollen wir den ganzen Tag über möglichst lange Strom von der Anlage nutzen, nicht nur in der Mittagsspitze“, sagt Wiedemann.

Die Module produzieren im Jahr rund 120 000 kWh Strom. Strom, den die Biogasanlage nicht unmittelbar verbraucht, speichert er in einer Batterie mit 100 kWh Speicherkapazität. Sie versorgt auch die Biogasanlage nachts, wenn die Solarmodule nicht produzieren. „Zudem passen wir den Stromverbrauch an die Solarstromproduktion an“, erklärt er. Zu den flexiblen Stromverbrauchern, die erst bei starker Sonneneinstrahlung zum Einsatz kommen, gehört das Rührwerk im Endlager.

Die bisherige Erfahrung zeigt, dass die Solarstromproduktion zur Biogasanlage passt. Denn im Sommer ist auf-

grund von Erntearbeiten, Gülleausbringung und anderer Aktivitäten der Stromverbrauch höher als im Winter.

Die Batterie ist für ihn gleichzeitig eine Absicherung gegen Stromausfall. So hat er das behördlich geforderte Notstromkonzept umgesetzt. Für den diesen Fall bleibt eine Restmenge im Speicher, mit der sich das BHKW starten lässt.

Solarstromanlagen sowie Speicher inkl. Notstromversorgung haben zusammen 250 000 € (brutto) gekostet. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung hat Wiedemann einen Solarstrompreis von 10 ct/kWh angesetzt. Die Anlage mit Batterie soll sich in acht Jahren amortisiert haben.

SOLARPARK ZUR VERSORGUNG

Eine weitere Idee zur Eigenversorgung hat die Envitec Biogas Betriebs GmbH & Co. KG in Brandenburg umgesetzt. Auf dem Gelände des Bioenergieparks Forst in der Lausitz produziert eine Photovoltaik-Freiflächenanlage Strom, der zur Biomethanproduktion genutzt wird. Die Gasaufbereitung benötigt selbst viel Strom.

Herzstück des Bioenergieparks ist eine Gasaufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 700 Normkubikmeter, die jährlich rund 65 000 Megawattstunden (MWh) Biomethan in das Erdgasnetz einspeist. Die PV-Anlage deckt

einen Teil des benötigten Energiebedarfs. Die knapp 2 500 verbauten Solarmodule erzeugen rund 740 MWh Strom pro Jahr. Dank der passenden Anlagengröße wird tagsüber bis zu 98 % der erzeugten Energie direkt für den Eigenbedarf genutzt und der Energieüberschuss ins öffentliche Netz eingespeist, teilt Envitec mit.

EIGENVERBRAUCH

So vermeiden Sie die volle EEG-Umlage

Bei Eigenverbrauchslösungen gibt es einige Tücken. Was Sie beachten müssen, erläutert Rechtsanwalt Dr. Hartwig von Bredow aus Berlin:

- Die Eigenversorgung setzt voraus, dass der Biogasanlagenbetreiber den Eigenstrom zeitgleich verbraucht.
- Nicht zeitgleich verbrauchter Strom kann in einem Batteriespeicher geladen werden. Da der Speicher Stromverbraucher und auch Erzeugungsanlage ist, gibt es besondere Messvorgaben. Diese dienen dazu, eine doppelte Belastung mit der EEG-Umlage zu vermeiden.
- Voraussetzung für eine reduzierte EEG-Umlage ist zudem die „Personenidentität“. Dabei muss es sich beim Er-



Foto: Privat

◀ Biogasanlagenbetreiber Johannes Wiedemann setzt auf Solarstrom zur Eigenversorgung.

zeuger und Verbraucher tatsächlich um dieselbe Gesellschaft bzw. dasselbe Unternehmen handeln. Versorgt zum Beispiel die „Energie-GmbH“ den landwirtschaftlichen Betrieb, dann ist das eine Lieferung, bei der die volle EEG-Umlage anfällt.

- Weitere Voraussetzung ist, dass sich die PV-Anlage, das Kleinwindrad sowie der Batteriespeicher in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zur Biogasanlage befinden, am besten also auf demselben Betriebsgelände. Vor Ort genutzter PV-Strom ist zudem im Regelfall von der Stromsteuer befreit.

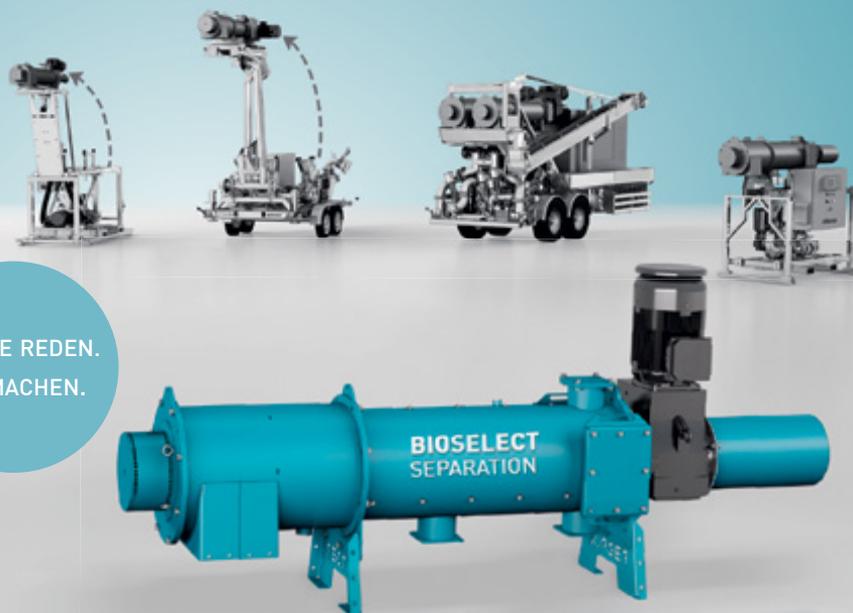
BÖRGER®

EXCELLENCE - MADE TO LAST

WEGWEISENDE SEPARATIONSTECHNIK

- höchste Durchbruchssicherheit und TS-Gehalte bis zu 38 % dank Multi Disc Technik
- Förderschnecke mit Faserstoffbürste verhindert metallische Reibung und sorgt für lange Standzeiten und kontinuierliche Selbstreinigung des Filtersiebtes
- anschlussfertige Komplettaggregate mit perfekt aufeinander abgestimmten Komponenten: Separator, Pumpe und Steuerungstechnik „aus einer Hand“
- vier Baugrößen mit max. Durchsatzleistung von 150 m³/h je Gerät

ANDERE REDEN.
WIR MACHEN.



Aus Groß mach Klein: Gülleanlage als Alternative?

Der Umbau einer Biogasanlage nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung kann sich lohnen. Wir zeigen Ihnen, wie das funktioniert.

Gülle-Kleinanlagen gehören zu den bevorzugten Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Für den Strom erhalten Betreiber deutlich mehr Geld als bei herkömmlichen Anlagen. Außerdem müssen Besitzer neuer Anlagen nicht am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, sondern erhalten eine gesetzlich festgelegte Vergütung. Darum gilt die Umrüstung einer bestehenden Biogasanlage zur Gülle-Kleinanlage als attraktives Konzept für den Weiterbetrieb nach 20 Jahren.

Wie das gelingen kann und welche Voraussetzungen es dabei gibt, hat das Beratungsnetzwerk C.A.R.M.E.N. aus Straubing zusammen mit der TH Ingolstadt und der FH Münster im Rahmen des Forschungsprojekts „Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen“ (kurz: REzAB) ermittelt.



△ Bei einer Faltschieberentmischung kommt die Gülle frisch in den Fermenter.

DER WEG ZUR KLEINANLAGE

Um eine herkömmliche Biogasanlage mit Energiepflanzeneinsatz und einer Leistung von beispielsweise 500 kW auf eine Gülle-Kleinanlage mit maximal 75 kW umzustellen, gibt es einige rechtliche Hürden. „So ist der einfache Weg, ein kleineres BHKW zu installieren und nur die Einsatzstoffmenge zu reduzieren, nicht möglich“, erklärt Biogasexperte Ulrich Kilburg von C.A.R.M.E.N. Denn das wäre ein Weiterbetrieb nach 20 Jahren, für den der Betreiber keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung hätte.

Es gibt folgende Alternativen:

- Der Betreiber könnte die bestehende Anlage stilllegen und zurückbauen, um eine komplett neue Kleinanlage zu errichten. „Das ist rechtlich unstrittig“, sagt Kilburg. Allerdings sind Rückbau plus Neubau sehr teuer.
- Ein zweiter Weg wäre, die bestehende Anlage regulär abzumelden und zum größten Teil zurückzubauen. Mit dem Anlagenrest könnte am gleichen Standort dann eine neue Anlage errichtet werden. „Damit es rechtlich eine Neuanlage ist, müssen die Investitionen dem entsprechen, was für eine komplette Neuanlage investiert werden müsste“, sagt der Berater. Das wären mindestens 400 000 bis 500 000 €.

FÜR WEN DAS KONZEPT PASST

Wer auf dieses Konzept umstellen will, muss ausreichend Wirtschaftsdünger zur Verfügung haben. Dessen Anteil muss bei über 80 % liegen, damit der Betreiber die höhere EEG-Vergütung erhält. Wichtig: Neben Gülle und Mist von Rindern und Schweinen zählt auch Pferdemit dazu, dagegen kein Geflügelmist. Wenn eine klassische Biogasanlage mit 350 kW mit 3000 t Rindergülle und 7000 t Silomais ausgelastet

SO RECHNET SICH DIE UMSTELLUNG

Kosten	Kosten pro Jahr
Kapitalkosten	
Behälter usw. (168 848 €)	11 338 €
Rührwerke, Einbringung usw. (162 290 €)	20 908 €
BHKW (105 920 €)	11 777 €
Planung (14 296 €)	960 €
Anpassung Netzanschluss (10 400 €)	698 €
Betriebskosten	
Instandhaltung Bauwerke und Technik	13 608 €
Wartungsvertrag BHKW	8 268 €
Substratkosten ¹⁾	40 542 €
Strombezugskosten (8 % Eigenstrombedarf)	12 115 €
Ausbringkosten	1 615 €
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung	7 327 €
Summe Kosten	129 156 €
Einnahmen	
Einspeisevergütung (EEG 2017: 22,03 ct/kWh)	142 700 €
Wärmeverkauf (3,5 ct/kWh Verkaufspreis)	14 170 €
Düngerwert (Einsparung Mineraldünger)	1 930 €
Summe Einnahmen	158 800 €
Gewinn	29 644 €
Lohnansatz (15 €/h)	10 124 €
Unternehmergewinn	19 520 €
Gesamtkapitalrentabilität	11,8 %

¹⁾ Einsatzstoffe: 3 800 t Rindergülle, 500 t Rindermist, 18 % (Masse) sind Maissilage, Getreidekorn, Klee gras, Durchwachsene Silphie top agrar; Quelle: C.A.R.M.E.N. e. V.

△ Dargestellt ist die Umrüstung einer Anlage mit 350 kW auf 75 kW mit Güllevergärung.



Fotos: Neumann

△ Bei der Güllevergärung muss der Betrieb für 20 Jahre Zugriff auf ausreichende Wirtschaftsdüngermengen haben.

SCHNELL GELESEN

Die Umrüstung einer herkömmlichen Biogasanlage auf eine 75 kW-Anlage kann sich rechnen.

Dafür sind aber Investitionen in Höhe einer Neuanlage nötig.

Zudem müssen Sie ausreichend Gülle oder Mist zur Verfügung haben, die möglichst frisch in die Anlage kommen.

Die Einnahmen bei einer 75 kW-Anlage sind deutlich geringer, weshalb zusätzliche Einkommensquellen nötig sind.

Mit Feststoffen, die bei der Separation von Gülle anfallen, können Sie die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Es gibt bei dem Konzept noch einige rechtliche Unsicherheiten.

wäre, würde diese Güllemenge bei einer 75 kW-Anlage nur für einen Gülleanteil von 70 % ausreichen. Der Betreiber müsste also die Bemessungsleistung reduzieren, mehr Gülle einsetzen oder Substrat mit höherer Energiedichte wie Mais bzw. Mist statt Gülle verwenden.

Ein Killerkriterium sind Satelliten-BHKW. Denn der Strom muss bei einer Gülleanlage der 75 kW-Klasse am Anlagenstandort erzeugt werden. „Wer Satelliten-BHKW mit guter Wärmenutzung betreibt oder auch sonst eine sinnvolle, externe Wärmeverwertung hat, sollte dieses Konzept nicht wählen“, rät Kilburg. Denn der Wärmeüberschuss ist insbesondere im Winter deutlich geringer als bei klassischen Biogasanlagen.

Weitere Voraussetzungen:

- Betriebsbereitschaft und -fähigkeit (die neue Anlage läuft auch 20 Jahre).

- Erschließung alternativer Einkommensquellen möglich: Die Kleinanlage bedeutet erheblich weniger Stromeinnahmen und wird einen Familienbetrieb wahrscheinlich allein nicht tragen.

DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT

Wie sich die Umstellung von einer 500 kW- auf eine 75 kW-Anlage rechnet, hat C.A.R.M.E.N. in einer Überschlagsrechnung ermittelt (Übersicht).

Danach summieren sich die Kapital- und Betriebskosten für den Neubau der Anlage auf rund 129 000 €. „Wir sind dabei davon ausgegangen, dass der Betreiber das bestehende offene Gärrestlager, das BHKW-Gebäude sowie Fahr- silo und Zuwegung weiter nutzen kann“, erklärt Kilburg.

In der Rechnung haben die Projektpartner für die weitergenutzten Kom-

▷ Bei der Güllevergärung sind eine gute Behälterheizung sowie eine entsprechende Wärmedämmung nötig.

▽ Abseparierte Güllefeststoffe können die Wirtschaftlichkeit erhöhen.



Foto: Neumann

ponenten Kosten für die Überholung einkalkuliert.

Bei den Einnahmen fallen hier in der Beispielsrechnung neben der EEG-Vergütung auch Erlöse für den Wärmeverkauf sowie Einsparungen beim Mineraldünger an. Setzt man rund 10 000 € Lohn an, bleibt unterm Strich ein Gewinn von 19 000 €.

Damit kann die Umstellung auf die Güllevergärung durchaus wirtschaftlich sein. „Das Unsichere an dem Modell ist aber, dass die Umstellung nicht explizit im EEG geregelt ist“, schränkt Kilburg ein. Es gäbe zwar Beispiele, in denen das funktioniert habe, aber dafür sei eine individuelle Abstimmung mit dem zuständigen Netzbetreiber nötig, rät er.

Zudem benötigt der Betreiber eine neue Genehmigung.

Die Wirtschaftlichkeit bzw. die Effizienz ließe sich auch erhöhen:

- Separierte Güllefeststoffe statt Gülle sorgen für weniger Volumen und höhere Transportwürdigkeit.
- Das Gleiche betrifft Mist: Dieser muss allerdings aufbereitet werden, z.B. mit Zerkleinerungsaggregaten.
- Mit einer guten Dämmung der Behälter sollten Sie verhindern, dass die Gülle zu schnell auskühlt.

DAS FAZIT

„Die Neuinbetriebnahme als 75 kW-Gülleanlage bietet eine langfristige Option für den Weiterbetrieb mit einer in-

teressanten, gesicherten Vergütung“, sagt Kilburg.

Sie erfordert aber auch meist umfangreiche Investitionen und beinhaltet aktuell noch erhebliche rechtliche Unsicherheiten.

@hinrich.neumann@topagrar.com

ZUM NACHLESEN

Leitfaden für den Weiterbetrieb

Mit welchen Maßnahmen lassen sich Biogasanlagen zukunftsfähig weiterentwickeln? Welche Möglichkeiten gibt es nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung? Antworten auf diese Fragen gibt der Leitfaden „Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen?“, den die Technische Hochschule Ingolstadt mit der FH Münster und C.A.R.M.E.N. veröffentlicht haben. Er ist das Ergebnis des Forschungsprojekts zum Repowering von Biogasanlagen.

Darin haben die Wissenschaftler zunächst 14 Praxisanlagen ausgewählt, bei denen sie den baulichen Zustand und das technische Optimierungspotenzial analysiert haben. Auf dieser Basis erfolgte eine Schwachstellenanalyse unter technischen, ökologischen, ökonomischen und sozioökonomischen Gesichtspunkten. Des Weiteren erstellten sie Maßnahmen, die für einen zukünftigen Anlagenbetrieb nötig wären. Darauf aufbauend wurden Konzepte entwickelt, welche Möglichkeiten aufzeigen, den Betrieb von Biogasanlagen nach 20-jähriger EEG-Vergütung weiterzuführen:

- Teilnahme an Ausschreibung
- Bereitstellung von Kraftstoff
- Neubau einer Gülle-Kleinanlage
- Eigenverbrauch und Direktlieferung
- Rohgasseitige Bündelung
- Zusammenschluss der Betreiber
- Stoffliche Nutzung
- Stilllegung, Umnutzung und Rückbau

Den Leitfaden können Sie kostenlos herunterladen unter www.carmen-ev.de



**EWE –
Ihr
Fahrplan
Spezialist**

Wir machen Energiewirte erfolgreicher.

**Steigern Sie mit der EWE Stromvermarktung
Optiflex pro die Erlöse Ihrer Biogasanlage**

- Steigerung der Wirtschaftlichkeit Ihrer Biogasanlage
- Mehr Gewinn über alle relevanten Märkte
- Optimiertes Zusammenspiel von Biogas,
Gasspeicher und Wärmespeicher
- Einfaches, faires Vergütungsmodell
- Weniger Aufwand, kein Risiko

Jetzt individuell beraten lassen:

🌐 ewe.de/energie-vermarkten

☎ 0441 803-2299

@ vertrieb.energiewirte@ewe.de

Neue Güllekleinanlage mit Festbettreaktor

In Hamminkeln (Nordrhein-Westfalen) bauen zwei Milchviehbetriebe eine innovative Gülleanlage. Sie besteht aus lediglich einem Behälter, in dem ein Festbettreaktor integriert ist.



Blick in den Fermenter: In der Mitte der Festbettreaktor; der Behälter ist mit Folie ausgekleidet.

Foto: Neumann

Hydrolysestufe, Fermenter und Güllelager in einem: Das ist das Konzept der neuartigen Biogasanlage, die die Milchviehhalter Marc Siemen und Hermann Krusen aus Hamminkeln in Nordrhein-Westfalen

im April 2021 in Betrieb genommen haben. Die benachbarten Landwirte hatten sich im Jahr 2020 zum Bau der Anlage entschlossen. „Wir beide mussten neuen Lagerraum für die Güllelagerung schaffen und sind dann darauf gekom-

men, gleich eine Biogasanlage zu bauen“, erklärt Hermann Krusen. Für zwei einzelne Anlagen hätte die Kuhzahl nicht ausgereicht bzw. sie wären mangels Größe unwirtschaftlich gewesen. Zusammen haben die beiden Be-

SCHNELL GELESEN

Die Anlage besteht aus einem Behälter, in dem ein Festbettreaktor integriert ist.

Innovativ sind die Folienauskleidung mit integrierter Leckageerkennung sowie

das Rührwerk mit schwenkbarer Rührdüse.

Mit der Technik wollen die Landwirte nur mit der Gülle von 300 Kühen eine Anlage mit 99 kW betreiben.



triebe jedoch 300 Kühe. „Darum haben wir uns für eine Anlage der 75 kW-Klasse entschieden“, sagt Marc Siemen, dessen Betrieb direkt an den von Krusen angrenzt. Beide Betriebe besitzen im Boxenlaufstall planbefes-

tigte Böden mit Faltschieberentmischung, sodass der Mist frisch in die Biogasanlage gelangen kann.

FÜR 99 KW ENTSCIEDEN

Bei der Planung wurden beide positiv vom EEG 2021 überrascht. Das Gesetz schreibt eine maximale Bemessungsleistung von 75 kW vor, erlaubt aber eine installierte Leistung bis 150 kW. Allerdings erhalten Betreiber von Anlagen ab 100 kW nur die Hälfte der Strommenge vergütet. Damit will die Bundesregierung die Flexibilisierung auch von Kleinanlagen anreizen. Jedoch ist die Überbauung von Kleinanlagen – trotz des gewährten Flexzuschlags – kaum rentabel. „Darum haben wir uns für 99 kW installierter Leistung entschlossen“, erklärt Krusen.

Bei der Anlagentechnik haben sich die Landwirte für das neuartige Konzept „UDR Gülle-Hybrid“ des niederländischen Herstellers Wopereis entschieden, das von dem Biogasexperten Wilhelm Gantfort aus Heiden (Nordrhein-Westfalen) entwickelt wurde. Siemen und Krusen wollen nur Gülle und Futterreste vergären, sodass kein Feststoffeintrag nötig ist.

FESTBETT ALS MITTELSTÜTZE

Die Anlage besteht aus einem einzigen Behälter mit 5 000 m³ Volumen. Innen ist zentral ein Zylinder aus beschichtetem Stahl (9 m hoch, 3 m Durchmesser) installiert.

Der Behälter dient als Mittelstütze für das Tragsystem des Doppelmembran-Foliendaches, das eine Gasspeicherkapazität von etwa 70 Stunden hat. Der Zylinder ist zudem mit Kunststofffüllkörpern ausgestattet. Darauf siedeln Bakterienstämme, die für einen intensiven Aufschluss des eingetragenen Substrats sorgen sollen. ▶

**Jetzt Energiefresser
tauschen, CO₂ einsparen
und bis zu 40 % BAFA
Förderung sichern!**



Huning Feststoffdosierer – wir informieren Sie gern:

Süd: Georg Mittermeier, 0163-6080418
g.mittermeier@huning-anlagenbau.de

Nord: Martin Esch, 0163-6080420
m.esch@huning-anlagenbau.de

EIN UNTERNEHMEN DER HUNING GRUPPE

HUNING Anlagenbau GmbH & Co. KG
Wellingholzhausener Str. 6, D-49324 Melle
Tel. +49 (0) 54 22/6 08-2 60
www.huning-anlagenbau.de

▽ Links die Gasleitungen zum BHKW, rechts sind die Wärmeleitungen zu sehen.



◁ Der Propeller des Rührwerks steckt in einer schwenkbaren Düse.



AUSKLEIDUNG MIT LAGUNENFOLIE

Eine weitere Besonderheit ist die zweischalige Bauweise: Der Betonfermenter ist innen komplett mit einer PE-Folie ausgelegt, die ansonsten zum Bau von Lagunen verwendet wird. Dazwischen liegt Vlies, das die Folie in erster Linie vor Beschädigungen schützen soll. „Es dient aber gleichzeitig auch als Wärmedämmung“, sagt Gantefort.

Wegen der Zweischaligkeit und innenliegenden Dämmung sparen die Landwirte die sonst übliche äußere Verblendung mit Blech ein. Zudem hat die Genehmigungsbehörde die Leckerkennung anerkannt, die bei einer möglichen Beschädigung der Lagunenfolie einen Flüssigkeitsaustritt anzeigt. Zudem kommt der Beton nicht mit dem aggressiven Gärsubstrat bzw. Schwefelwasserstoff in Berührung. „Diese Bauweise wäre auch eine Lösung für bestehende Behälter, um diese von innen nachträglich mit einer Leckageerkennung auszustatten“, erklärt Gantefort.

In der Fundamentplatte des Behälters ist ein Absetzbecken integriert, in dem sich Sand und andere schwere Stoffe ablagern können. Dieses lässt sich per Pumpe bei Bedarf leeren.



Fotos: Neumann

△ Marc Siemen (links) und Hermann Krusen haben zusammen 300 Kühe, deren Gülle sie jetzt in der Biogasanlage vergären wollen.

◁ Das Rührwerk im Fermenter lässt sich bei Stromausfall auch per Zapfwelle mit dem Traktor betreiben.

Die Gülle aus den Ställen wird jetzt einmal pro Tag in den Fermenter gepumpt, wobei sie vorher über einen außen liegenden Durchflusswärmetauscher auf 42°C angewärmt wird. „Im Fermenter haben wir wegen der Folie auf eine Wand- oder Bodenheizung verzichtet“, erklärt Gantefort.

Einmal pro Stunde wird eine bestimmte Güllemenge aus dem Fermenter von unten in den Festbettreaktor gepumpt. Sie durchströmt diesen von unten nach oben („Upflow“) und läuft oben zurück in den Fermenter. „Dabei werden innerhalb der 18 Stun-

den Verweilzeit alle freien Fettsäuren im Festbettfermenter abgebaut“, erklärt Gantefort das Prinzip. Das soll zu einer höheren Gasausbeute von ca. 30% gegenüber konventionellen Anlagen führen.

RÜHRWERK MIT DÜSE

Gerührt wird die Gülle im Fermenter mithilfe des Rührwerkes „Circum-Maxx“ des Herstellers Buschmann. Es ist ein Langachsührwerk, das horizontal eingebaut und auf dem Boden verankert ist. Der Propeller mit drei Rührflügeln ist in einer Rührdüse unterge-

bracht, die sich um 360° schwenken lässt. Damit können die Betreiber auf wechselnde Füllstände reagieren. Außerdem gibt es keine elektrischen Antriebe im Behälter. Das Rührwerk lässt sich bei Bedarf (z.B. bei Stromausfall) auch mit dem Schlepper via Zapfwelle von außen antreiben. Um Stromkosten zu sparen, wollen die Landwirte nur einmal am Tag rühren.

Damit die vergorene Gülle nicht warm ausgebracht wird (was zu Ammoniakverlusten führen würde), soll sie nach der Vergärung in den vorhandenen Lagerbehältern abkühlen.

ANLAGE IST ERWEITERBAR

Die Gesamtinvestitionskosten für die komplette Biogasanlage liegen bei etwa 1 000 000 € und sind damit im Vergleich zu anderen Güllekleinanlagen hoch. „Die Kosten relativieren sich aber, wenn man die Gegenleistungen und Vorteile der Anlage berücksichtigt“, sagt Landwirt Marc Siemen:

- Die Technik soll es den Landwirten möglich machen, mit 300 Kühen rund 100 kW Leistung bzw. 850 000 kWh im Jahr mit ausschließlich Gülle zu erzeugen. Laut Faustzahlen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe lassen sich mit 300 Kühen und üblicher Anlagentechnik etwa 327 000 kWh Strom im Jahr produzieren.
- In den Kosten ist ein abgedecktes Endlager mit 5 000 m³ Volumen inbegriffen, das separat rund 350 000 € gekostet hätte.
- Statt mit einer Fackel zum Abbrennen von überschüssigem Biogas ist die Anlage mit einem Gaskessel ausgestattet. So können die Betreiber bei extrem kalter Witterung zusätzliche Wärme produzieren, um den Wärmebedarf abzusichern.
- Die Anlagentechnik lässt laut Hersteller eine Erweiterung der Leistung auf rund 800 kW zu, ohne dass am Fermenter selbst etwas geändert werden müsste.

@ *hinrich.neumann*
@ *topagrar.com*

Zeit für einen Zukunftsplan >

Bei vielen älteren Windparks ist jetzt der Moment gekommen, an die Zukunft zu denken: Optimierung, Rückbau, Repowering ... finden Sie mit EnBW-Know-how das nachhaltigste Konzept für Ihre Anlagen. Und profitieren Sie dabei von der ökonomischen Stärke unseres Energieunternehmens.

Jetzt Kontakt
aufnehmen!

EnBW Energie
Baden-Württemberg AG
posteeg-wind@enbw.com
Telefon 0800 3629257
www.enbw.com/post-EEG



Die fertige Mischung aus behandeltem Gärrest und Grünschnittkompost ist bei Gartenbaubetrieben gefragt.

Fotos: Neumann

Pilotanlage: Mit MAP vom Gärrest zum Torfersatz

Landwirt Torben Lohmann aus Voerde erzeugt mithilfe von Kieserit und einem Dekanter ein Substrat, das bei Gärtnereien gefragt ist.

Die Gärrestaufbereitung ist nicht nur eine Möglichkeit, Nährstoffe transportfähig zu machen. Sie kann auch ein neues Geschäftsfeld eröffnen. Einen neuen Weg dazu beschreitet seit Kurzem Torben Lohmann aus Voerde-Stockum in Nordrhein-Westfalen. Lohmann betreibt seit dem Jahr 2011 eine Biogasanlage mit 250 kW elektrischer Leistung. Als Substrat setzt er heute überwiegend Gülle und Mist

ein. „Da der Kuhstall nicht mehr zeitgemäß war, stand ich vor der Entscheidung, weiter in die Viehhaltung zu investieren oder neue Wege zu beschreiten“, berichtet der Landwirt.

EINSTIEG IM JAHR 2020

Seit Frühjahr 2020 hat Lohmann in einem eigenen kleinen Praxisversuch begonnen, den Gärrest aufzubereiten. Zunächst gibt Lohmann im Nachgär-

behälter ESTA Kieserit dazu. Das Düngemittel des Herstellers K+S enthält 27% Magnesium und 22% Schwefel. Stickstoff und Phosphor aus dem Gärrest gehen im Nachgärer eine chemische Reaktion mit Kieserit ein, es entstehen wasserunlösliche Kristalle in Form von Magnesium-Ammonium-Phosphat (Struvit, siehe Info „Was ist MAP?“). „Die Menge bemisst sich am Phosphatgehalt und sollte als Faustfor-

SCHNELL GELESEN

Torben Lohmann behandelt anfallenden Gärrest mit Kieserit und trennt das Gemisch mit einem Dekanter.

Das Produkt mischt er mit Grünschnittkompost zu einem Torfersatz.

Die Pilotphase war erfolgreich, jetzt baut Lohmann mit Partnern eine Vermarktung auf.

Die MAP-Fällung könnte ein gangbarer Weg zur Aufkonzentration von N und P im Gärrest werden.

„...mel das 1,4-fache vom P-Gehalt in dem Gärrest betragen“, erklärt Berater Reinhard Elfrich vom Unternehmen K+S Minerals and Agriculture. „Die über Kieserit zugeführten Nährstoffe werden von den Kulturpflanzen ohnehin gebraucht. Das Produkt ist außerdem nach EU-VO im ökologischen Landbau zugelassen“, sagt Elfrich.

TRENNUNG MIT DEKANTER

Der so behandelte Gärrest gelangt in der Anlage von Lohmann in den Dekanter, den die Firma Flottweg, Hersteller von Schneckenentrifugen, für den Versuch zur Verfügung gestellt hat. Tor-

ben Lohmann hat diesen zusammen mit dem Flottweg-Servicetechniker Michael Matzken an das Biogassubstrat angepasst. Denn die Technik kommt ansonsten überwiegend in Klärwerken zum Einsatz.

Ein Dekanter trennt den Gärrest in eine Fest- und eine Flüssigphase. Die Festphase hat etwa einen TS-Gehalt von 25 %. „Die Flüssigphase führen wir als Rezirkulat wieder zurück in den Fermenter der Biogasanlage“, erklärt Lohmann. Es stellte sich heraus, dass der Stickstoffgehalt der wenig transportwürdigen flüssigen Phase um 65 % reduziert wurde. Zudem ist der Gärrest nahezu geruchslos.

MISCHUNG MIT KOMPOST

Die anfallende Festphase mischt Lohmann mithilfe einer Siebmaschine aus der Kompostierung mit Grünschnittkompost. „Die Mischung ist für Erdenwerke und Gärtnereien als Torfersatz sehr interessant, es gibt eine große Nachfrage“, sagt Sergej Steinbarth von der Firma G&D Steinbarth, die jetzt Vermarktungswege für das Produkt aufbauen will. Als Abnehmer hält er auch Ökobetriebe bzw. Biogärtnereien für geeignet.

„In der Tat können Torfersatzprodukte für Biogasanlagenbetreiber ein zukünftiger Markt sein“, bestätigt Prof.



△ Der mit Kieserit behandelte und abseparierte Gärrest hat ca. 25 % TS.

Walter Stinner vom Deutschen Biomasse-Forschungszentrum aus Leipzig. Denn Torf trägt zum Abbau der Moore bei, was aus Natur- und Klimaschutzaspekten immer mehr in die Kritik gerät.

Um Gärrest als Torfersatz zu verwenden, reicht es jedoch nicht, den Gärrest einfach nur zu entwässern, erläutert der Wissenschaftler: „Wichtig ist es, eine gute Struktur zu schaffen, die für die Anzucht von Jungpflanzen wichtig ist.“ Hierbei können Holzfasern helfen. ►



- KWK / Fernwärme / Heizungsbau
- E-Technik / Automatisierung
- BHKW-Wartung
- Biogastechnik



best way to energy

Profitieren Sie von über 20 Jahren Erfahrung!

- Flexibilisierung für Bestandsanlagen
- 75/80/100 kW-Güllekleinanlagen
- Herstellerunabhängiger Neu- und Zubau von Gärrestlagern
- Repowering von veralteter BHKW-Technik
- 24/7 Full-Service
- Wärmekonzepte
- Photovoltaik ab 5 kW
- Wärmepumpentechnologie
- Wiederkehrende Prüfungen
- Planungsleistungen rund um die Landwirtschaft
- Steuerungsumbau/-optimierungen unabhängig vom Bestand

Zeppelinring 12-16 • 26169 Friesoythe • www.bwe-energie.de
Tel.: +49 44 91 / 93 800-0 • Fax: +49 44 91 / 93 800-44



◀ Aus dem Dekanter wird die Festphase per Förderband ausgetragen.
 ▼ Das magnesiumhaltige Kieserit.



▷ Die Beteiligten des Pilotprojekts (v. l.): Sergej Steinbarth, Torben Lohmann, Michael Matzken, Wilhelm Gantefort.

Fotos: Neumann

GÄRRESTAUFBEREITUNG

Die MAP-Fällung für Gülle oder Gärrest

Magnesium-Ammonium-Phosphat (MAP) oder Struvit ist ein Kristall. Es kommt in der Natur vor, fällt aber auch z. B. bei der Zugabe von magnesiumhaltigen Zuschlagsstoffen in Gülle oder Gärrest an. Als Zuschlagsstoffe kommen Branntkalk, Magnesiumoxid, Kieserit, Gips aus der Abgasreinigung von Kohlekraftwerken oder Bittersalz infrage. „In Biogasanlagen kann sich MAP als helle Substanz am Fermenterboden ablagern und wird nicht selten mit Sand verwechselt“, sagt Wilhelm Gantefort von Bio-Solar aus Heiden. Struvit kann aber auch als harte Ablagerung an Pumpen oder Rührwerken sowie in Rohrleitungen zu Schäden führen.

ZWEI STRATEGIEN

Bei der Gülle- oder Gärrestbehandlung gibt es zwei Strategien:

1. Aufwertung von Gülle oder Gärrest zur Verbesserung der Düngeeigenschaften und Reduzierung von Geruch:

- Mit 0,2 g/l hat MAP eine sehr geringe Löslichkeit.
- Als Unterfußdüngung könnte es wie bei der kontrollierten Langzeitammoniumversorgung (englisch: CULTAN) für verstärktes Wurzelwachstum sorgen.
- Es kann vermutlich Nitratverluste verhindern und über den CULTAN-Effekt die Wasseraufnahme der Pflanzen verbessern.

2. Gärrestaufbereitung:

- Die Zugabe von Kieserit oder anderen Materialien zum unbehandelten Gärrest kann in einem Fällungsreaktor mit Rührwerk und Dosiereinrichtung erfolgen.
- Nach der Fällung folgt eine Feststoffabtrennung via Zentrifuge oder Separator. Dieses Verfahren wendet der Betrieb Lohmann in dieser Reportage an.
- Man könnte den Gärrest auch erst separieren und dann im zweiten Schritt die Dünnpfase zur MAP-Fällung verwenden.

„Durch Einmischung von Kieserit und ähnlichem wird Phosphor fast restlos ausgefällt. Magnesium sollte dabei leicht im Überschuss eindosiert werden“, rät Gantefort, der Landwirte und Biogaserzeuger bei der Gülle- und Gärrestbehandlung mittels MAP berät.

Diese stammen im Betrieb Lohmann aus dem Grünschnittkompost.

Allerdings gibt es einen Zielkonflikt. „Im Kultursubstrat muss genügend Stickstoff zur Versorgung der Pflanzen vorhanden sein. Doch auch beim mikrobiellen Abbau der Holzfasern wird Stickstoff benötigt und festgelegt“, beschreibt Stinner. Bei der Mischung des fertigen Kultursubstrates muss man also diese Stickstofffixierung durch eine entsprechende Zugabe überkompensieren. Doch dabei tritt ein neues Problem auf: Die hohe Stickstoffverfügbarkeit beschleunigt den Abbau der Fasern, sodass die Strukturwirkung abnimmt.

Hier kommt jetzt das beigemischte Struvit ins Spiel: Seine geringe Löslichkeit dürfte Vorteile gegenüber anderen Düngern bieten, erwartet Stinner. Er wird jetzt zusammen mit Karl-Heinz Eichers von Erden.NRW eine Versuchsreihe dazu anlegen.

In der Pilotphase hat Lohmann über 5 000 m³ Gärrest aufbereitet. Seine Beobachtung: Wenn er den Gärrest mehrmals durch den Dekanter schickt, wird die Flüssigkeit immer klarer, sie enthält kaum noch Nährstoffe. „Mit Aufbereitungskosten von rund 1,16 €/m³ ist der Dekanter aber für eine reine Fest-Flüssig-Trennung zu teuer. Das Verfahren ist nur dann wirtschaftlich, wenn man eine Vermarktung für den Gärrest aufbaut“, stellt er fest. Berater Wilhelm Gantefort von der Firma Bio-Solar, der das MAP-Verfahren seit dem Jahr 2018 auf Biogasanlagen empfiehlt, ergänzt: „Mit diesem Verfahren können wir alle Nährstoffe überwiegend in der festen Phase anreichern, was für die Vermarktung entscheidend ist. Die Flüssigphase ist so strukturarm, dass man sie jetzt in einer Umkehrosmose zu vorfluterfähigem Wasser aufbereiten kann.“

© hinrich.neumann@topagrar.com

IHR PARTNER FÜR BIOGAS AUS STROH UND MIST



A-4972 Utzenaich | +43 (7751) 50 149-0
office@biog.at | www.biog.at



Doppelmembrangasspeicher | Emissionsschutzabdeckungen

Gasspeicher | EPDM-Hauben
Folienbecken | Leckagefolien

BAUR GmbH



Baur Folien GmbH
Gewerbestraße 6
D-87787 Wolfertschwenden

☎ 0 83 34 99 99 1-0
☎ 0 83 34 99 99 1-99
✉ info@baur-folien.de
🌐 www.baur-folien.de



Wegweisend für Flexibilisierung
Unverzichtbar bei Satelliten-BHKW
Höchster Standard in der Rohgasqualität
TRAS 120 konform

- FriCon - Gaskühlsysteme
- ActiCo - Aktivkohlefilter
- Gaswärmetauscher
- Verdichter

360
Wartung & Service

APROVIS Energy Systems GmbH
D-91746 Weidenbach
Tel: 09826 6583 - 030



APROVIS.com

UDR-Güllehybrid

- Güllebiogasanlage
- Plurrimaxx
- MAP-Fällung

Wilhelm Gantefort
www.plurrimaxx.de
Tel. 0172-6688496

top
agraronLINE

Finde uns auf:



Sie möchten expandieren?

Einmalige Gelegenheit:
Biogas BHKW mit sämtlichen Boni
im Container zu verkaufen

560 kw
Bj. 2007

biogas-bhkw@gmx.de



Anaergia
Technologies

PSM RÜHRTECHNIK + SERVICEBOX

So macht Repowering noch mehr Sinn!

- » Erhebliche Reduzierung der Rührkosten dank PSM*
- » Mehr Rührleistung für günstigere Einsatzstoffe
- » Einfacher Zugang zur Rührtechnik – jederzeit
- » Keine Dachöffnung = minimaler Ertragsausfall
- » BMWi / BAFA-Zuschuss** von bis zu 40% möglich

Von Anfang an dabei
Über 200 PSM Umrüstungen
erfolgreich durch das BMWi
gefördert!



Telefon: 02923 - 610940 • www.anaergia-technologies.com

* Permanentmagnet-Synchron-Motor ohne Getriebe
** Bundesförderung Energieeffizienz in der Wirtschaft (Modul 4/295)



Pumpen & Rührwerke

für Landwirtschaft und Biogas

Franz Eisele u. Söhne GmbH & Co. KG
Hauptstr. 2-4 · 72488 Sigmaringen · Tel. +49 7571 109-0
www.eisele.de

www.topagrar.com

Torfersatz und Phosphatsalz aus Gärrest

Die Firma Geltz hat ein Verfahren entwickelt, mit dem sich aus Gärrest und Gülle Rohstoffe für Torfersatz und Phosphat-Dünger herstellen lassen.

Nährstoffe aus Gülle und Gärresten sind in manchen Regionen im Überschuss vorhanden. Abhilfe schaffen könnte das Nährstoffrecycling-Verfahren NuTriSep, das die Firma Geltz Umwelttechnologie entwickelt hat. Es extrahiert Phosphatsalz und Ammoniumstickstoff.

MARKTFÄHIGE PRODUKTE

Die erste Anlage im Praxismaßstab ist im ehemaligen Schweinestall des landwirtschaftlichen Betriebs von Thomas Karle aus Füßbach im Hohenlohekreis

installiert. Thomas Karle, Geschäftsführer der Agro Energie Hohenlohe GmbH & Co. KG, betreibt eine Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von 700 kWel. Gefüttert wird diese mit etwa 30 bis 35 % Gülle, 40 % Reststoffen wie Gemüse- und Getreideausputz, Traubentrester und Maisstroh sowie mit 25 bis 30 % Energiepflanzen.

Wir haben uns die NuTriSep-Anlage vor Ort im Detail erklären lassen und über die Potenziale diskutiert, die die produzierten Endprodukte bieten.

Die nährstoffarmen Feststoffe ließen sich zu Torfersatz und das Phosphatsalz zu einem streufähigen Mineraldünger aufbereiten. Beides könnten marktfähige Produkte werden, da sind sich Firmeninhaber Ulrich Geltz und sein Sohn Fabian sicher.

Thomas Karle plant, mit dem Phosphatsalz seinen aus separierten Gärrest-Feststoffen hergestellten „Nadu“-Naturdünger aufzuwerten. Die ebenfalls anfallende Ammonium-Sulfat-Lösung (ASL) verwendet er als Stickstoffdünger auf seinen eigenen Flächen, und einen Teil davon gibt er an die substratliefenden Landwirte weiter.

FÜR 70 000 KUBIKMETER

Die Pilotanlage in Füßbach ist für einen Durchsatz von 70 000 m³ Gärrest im Jahr ausgelegt. Die Biogasanlage Agro Energie Hohenlohe liefert derzeit allerdings nur 20 000 bis 25 000 m³. Somit ist die Anlage bisher nicht voll ausgelastet. Pro Stunde kann sie 10 m³ verarbeiten. Laut Hersteller erzeugt die NuTriSep-Anlage daraus abhängig vom Inputstoff etwa 100 kg Phosphatsalz und 200 l ASL. Bei voller Auslastung mit 7200 Stunden im Jahr könnte die Anlage also jährlich rund 700 t Phosphatsalz und 1400 m³ ASL produzieren. Zudem fallen 35 000 m³ Feststoffe und 7 000 m³ kaliumhaltiges Wasser.

SCHNELL GELESEN

NuTriSep von Geltz ist ein Verfahren, das Phosphor und Stickstoff aus Gülle und Gärresten herausschleut.

Vermarktungsfähige Produkte: Aus den separierten, nährstoffarmen Feststoffen lässt sich Torfersatz und aus dem abgepressten Phosphatsalz ein granuliertes Mineraldünger erzeugen.

Über die Vermarktungswege vorab Gedanken machen sollten sich diejenigen, die über die Anschaffung einer Nährstofftrennanlage von Geltz nachdenken. Auch ist für die Inbetriebnahme eine behördliche Genehmigung erforderlich.

ASL und kaliumhaltiges Wasser fallen ebenfalls im Prozess an.

Die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens ist derzeit schwer zu kalkulieren. Eine bekannte Größe sind die Investitionskosten. Sie betragen rund 3 Mio. Euro, wenn die Kosten für ein wärmeerzeugendes BHKW mit einbezogen werden. Für die Verfahrenskosten setzt Geltz rund 14,50 €/t Gärrest an. Sie liegen damit in der Größenordnung der Kosten, die bei einem Transport der Gärreste zu veranschlagen wären.

EINNAHMEN MIT FRAGEZEICHEN

Welche Einnahmen sich durch den Verkauf von Torfersatz oder Phosphat-Dünger generieren ließen, ist noch nicht vollständig klar. Rund 20 €/m³ Torfersatz und um die 80 €/t noch nicht granuliertem Phosphatsalz könnten laut Fabian Geltz drin sein. Offen ist aber, was das Granulieren des Phosphatsalzes kosten würde.

Einen Pluspunkt für den aus organischen Rohstoffen hergestellten Phos-



Fotos: Tovornik

△ oben: Das granuliert Rohphosphat aus Gärrest, lässt sich mit dem Düngerstreuer ausbringen. unten: Die trockenen, nährstoffarmen Feststoffe eignen sich als Torfersatz.



Die Grafik zeigt den Aufbau der NuTriSep-Anlage im Überblick. Die möglichen Produkte sind granulierter Phosphatdünger und Torfersatz.

Foto: Werkbild

phatdünger sehen die Geltz darin, dass dieser im Gegensatz zu dem aus Phosphat-Gestein abgebauten keine Schwermetalle enthält. Auch arbeitet Geltz gerade an einer Zertifizierung für den Einsatz des Düngers auf Biobetrieben. „Trotzdem können wir bei dem derzeitigen Weltmarktpreis von Rohphosphat nicht mithalten. Wir müssten unser recyceltes Phosphat für den vierfachen Preis vermarkten, um die Kosten abzudecken“, gibt Ulrich Geltz zu bedenken.

Dennoch sehen der Hersteller sowie auch Thomas Karle große Chancen für das Nährstoffrecycling-Verfahren NuTriSep. Es löst nicht nur das Gülle- bzw. das Gärrestproblem in Regionen mit Überversorgung. Sondern die Anlage produziert Stoffe, die einen Marktwert haben.

Das Verfahren ist interessant für Betreiber von Biogasanlagen, die nach Ende der EEG-Förderung ein zusätzliches Standbein suchen, oder auch für Landwirte, die in Kooperation Gülle aufbereiten wollen. Genauso empfiehlt sich bei der Aufbereitung von Gärresten unter Umständen ein gemeinschaftlicher Betrieb der NuTriSep-Anlage. Denn erst bei Biogasanlagen mit insgesamt rund 2 bis 2,5 MWel ist das Gärrestaufkommen hoch genug.

Wichtig ist, bei der Anlagenplanung die gesamte Vermarktungskette zu berücksichtigen. „Von der Entwicklung eines marktfähigen Produkts über die Zertifizierung dieses Produkts bis hin zur Vermarktung ist es ein langer Weg“, weiß Thomas Karle aus eigener Erfahrung zu berichten.

„Ein Erdenwerk zeigte bereits großes Interesse an dem Torfersatz aus Gärrest-Feststoffen, nachdem es das Produkt im Labor analysiert hatte“ sagt Ulrich Geltz. „Aber um die von Erdenwerken geforderte Menge kontinuierlich liefern zu können, ist ein Vermarktungsverbund mehrerer Torfersatzproduzenten nötig“, fügt er hinzu.

FAZIT

Ein vernünftiges Nährstoffmanagement beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern ist wichtig. Die Nährstoffrecycling-Anlage NuTriSep von Geltz könnte ein möglicher Ansatz sein, die Nährstoffproblematik in viehstarken Regionen und für Biogasanlagenbetreiber zu lösen. Anstatt womöglich die Schweinezahlen reduzieren zu müssen, könnten Betriebe mit dem NuTriSep-Verfahren Mineraldünger und einen Torfersatz herstellen. Aber die Vermarktung dieser an sich marktfähigen Produkte sollte

geklärt sein, bevor Landwirte oder Biogasanlagenbetreiber in die Technik investieren.

Die erste NuTriSep-Anlage im Praxismaßstab läuft. Eine weitere Anlage baut Geltz gerade für ein Demonstrationsprojekt im Landkreis Rotenburg in Niedersachsen.

✉ anja.boehrsen@profi.de

DER HERSTELLER

Geltz Umwelttechnologie

Seit 1990 baut die Firma Geltz Umwelttechnologie Anlagen zur Aufbereitung von Industrieabwässern. Diese holen Schwermetalle wie Nickel und Kupfer aus den Abwässern heraus, zerstören Giftstoffe wie Cyanide oder entsalzen das Wasser.

Den Startschuss für die Entwicklung der NuTriSep-Anlage gab das inzwischen abgeschlossene Projekt BioEcoSIM. Geltz baute eine Demonstrationsanlage, bei der alle Prozessschritte in einem Container untergebracht waren. geltz.de ▶



1

△ In diesen beiden Behältern wird der Gärrest in zwei Stufen angesäuert.



2



◁ △ Der Vakuumseparator trennt feine Feststoffe aus dem Gärrest, nachdem eine Schneckenpresse bereits Grobes separiert hat.



4

Rundgang durch die NuTriSep-Anlage

Mehrere Separations- und Filtrationsstufen trennen die Nährstoffe.

► SCHRITT 1: DAS ANSÄUERN

Der erste Verfahrensschritt des NuTriSep-Verfahrens ist das Ansäuern des Gärrest oder der Gülle von pH 7,5 bis 7,8 auf pH 5. Das Ansäuern überführt den flüchtigen Ammoniak in nichtflüchtigen Ammonium-Stickstoff. Zuvor gebundenes Phosphat geht im sauren Milieu in Lösung.

Das Absenken des pH-Werts erfolgt mit Schwefelsäure in zwei Schritten. Das ist nötig, weil dabei CO₂ entsteht und der flüssige Gärrest zu schäumen beginnt. Also nutzt die Firma Geltz dafür zwei Behälter. Sensoren überwachen die Schaumbildung.

► SCHRITT 2: ZWEIMAL SEPARIEREN

Als Nächstes folgt das Separieren der Feststoffe in zwei Schritten. Zuerst holt eine Schneckenpresse mit einem 1 mm Filter die groben Feststoffe heraus. Anschließend trennt ein Vakuumseparator die sehr feinen Feststoffe bis 80 µm ab.

Das Material ist bereits relativ nährstoffarm. Es enthält nur wenig Phosphat und Stickstoff und ist von der Struktur her torfähnlich, fluffig leicht mit einer hohen Wasserbindefähigkeit. Jedoch sind weitere Verfahrensschritte notwendig, um die von Erdenwerken geforderte Qualität sicherzustellen.

► SCHRITT 3: DIE MIKROFILTRATION

Die Flüssigkeit aus der Separation wird dann kontinuierlich durch eine Mikrofiltrationsanlage geleitet. Damit die Membranen der Mikrofiltrationsanlage nicht verstopfen, schickt eine Umwälzpumpe die Flüssigkeit mit hoher Geschwindigkeit durch die Module. Die schnell fließende Flüssigkeit reißt Ablagerungen von der Membran mit.

Darüber hinaus reinigt die Anlage die Membranen regelmäßig automatisch in einem vorgegebenen Zyklus. Ein Reinigen der Membrane mit Säure und Lauge empfiehlt sich alle paar Monate.

Wartungsarbeiten sind ohne Unterbrechung des Anlagenbetriebs möglich, weil sich einzelne Baugruppen abschalten lassen. Die Anlage arbeitet dann mit gedrosseltem Durchsatz weiter.

► SCHRITT 4: PHOSPHATSALZ SEPARIEREN

Das sogenannte Eluat aus der Mikrofiltration enthält nun keine Feststoffe mehr, sondern nur noch gelöste Stoffe. Dazu gehören Ammonium-Stickstoff, Phosphat, Kalium und Huminsäuren. Die Huminsäuren färben die Flüssigkeit braun.



3

◁ Die Membranfiltrationsanlage filtert feine Schwebstoffe heraus. Das Eluat enthält dann nur noch gelöste Stoffe.



◁ Nach dem Neutralisieren mit Kalk und Natronlauge fällt das Phosphatsalz aus der Flüssigkeit aus.
 △ Die Kammerfilterpresse presst den die Flüssigkeit aus dem Phosphatschlamm.

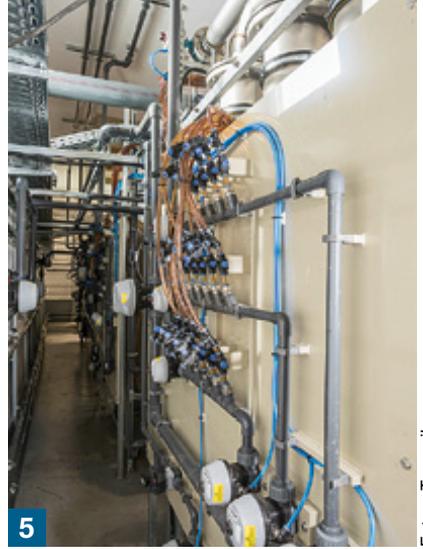
Um das Phosphat eliminieren zu können, folgt das Anheben des pH-Werts mit Kalk und Natronlauge. Dadurch fällt das Phosphorsalz aus. Der Absetzbehälter hat am Boden einen keilförmigen Trichter. Was sich hier absetzt, wird zur Kammerfilterpresse geleitet. Der flüssige Anteil wird oben abgepumpt.

Die Kammerfilterpresse presst mit 600 bar Druckluft den phosphathaltigen Schlamm zu Platten. Die Restfeuchte des Materials liegt bei 50 %. Bei Lagerung in einer Halle trocknet es auf Luftfeuchtigkeit herunter und enthält dann rund 80 % TS.

Die phosphathaltigen Presskuchenplatten lassen sich leicht zu Pulver zerdrücken. Dieses Phosphat-Düngesalz enthält rund 20 bis 30 % P₂O₅.

► **SCHRITT 5: DIE AMMONIUM-STRIPPUNG**

Die aus den Phosphat-Absetzbehältern abgepumpt Flüssigkeit ist ammoniumhaltig. In der Strippanlage mit fünf Strippkolonnen rieselt sie über Füllkörper von oben nach unten. Im Gegenstrom wird warme Luft hindurch geblasen. Ammoniakhaltiger Dampf entsteht. Eine anschließende saure Wäsche überführt das Ammoniak aus dem Dampf in ASL mit 11 Gew.% Stick-



5

△ Die Strippkolonnen der Stickstoff-Strippanlage verbergen sich hinter Plexiglas-scheiben, die den Bediener schützen.

stoff bei pH 7. Das Restwasser enthält nun noch 5 g Kali pro Liter. Der Betrieb Karle verregnet es auf seinen landwirtschaftlichen Flächen.

@ anja.boehrnsen@profi.de

Fotos: Tovornik

Revision fällig? Der beste Zeitpunkt für ein neues Rührwerk!



40% BAFA-Förderung mit REMEX möglich!
 + Schmack Support bei Antragstellung und -abwicklung.

Chancen nutzen, Förderung kassieren!

Im Zuge einer Revision lohnt sich der Einbau eines neuen Schmack Rührwerks ganz besonders. Mit der Technologie von Schmack setzen Sie auf Effizienz und Nachhaltigkeit; dank bis zu 40% BAFA-Förderung haben Sie auch Ihre Kosten im Griff. Wir beraten Sie gern. www.schmack-biogas.de

Schmack Biogas Service GmbH · 24-Stunden-Service-Hotline: Tel. +49 (0) 9431 751-277
info@schmack-biogas.com



VIESSMANN Group



△ Sören (links) und Vater Rainer Bolling sehen im Fahrplanbetrieb viele Vorteile.

Strom nach Plan: Gute Erfahrungen aus der Praxis

Die RS Bioenergie Huntetal (Niedersachsen) produziert für die EWE Biogasstrom nach einem optimierten Fahrplan. Das bringt nicht nur mehr Erlöse, sondern auch einen ruhigeren Betrieb.

Im BHKW-Raum herrscht absolute Ruhe. Noch vor drei Jahren hätte das bei Landwirt Rainer Bolling aus Sandkrug (Niedersachsen) hektische Betriebsamkeit ausgelöst. Denn ein Biogas-BHKW verdient im Stand kein Geld – so war es damals. Seit dem Jahr 2018 nimmt der Betreiber der Biogasanlage „RS Bioenergie Huntetal“ aus Sandkrug (Niedersachsen) aber an der Fahrplanoptimierung „Optiflex Pro“ der EWE teil. Der Energieversorger steuert seitdem die beiden BHKW mit ca. 500 und 900 kW automatisch je nach Strompreis. Dabei kann es passie-

ren, dass die Motoren in Zeiten mit viel Wind- und Solarstromspeisung planmäßig ruhen.

LAGER MIT VIEL SPEICHER

Auslöser für den Einstieg in den flexiblen Betrieb war bei Bolling der Bau des 8300 m³ großen Gärrestlagers mit Abdeckung. Damit hatte er bei der im Jahr 2007 mit 500 kW in Betrieb genommenen Anlage auf einmal sehr viel mehr Gasspeichervolumen. Darum lag es nahe, die Flexibilisierungsprämie in Anspruch zu nehmen und die Anlage zu modernisieren. „Ich habe die Anlage

dann noch um ein BHKW mit 900 kW und einen Warmwasserspeicher mit 280 m³ erweitert“, erklärt er. Auf diese Weise hatte er die Anlage nahezu doppelt überbaut. Mit dem Wärmepufferspeicher hat er zudem die Strom- und Wärmeproduktion entkoppelt. Das war nötig, um das ans Nahwärmenetz angeschlossene benachbarte Gewerbegebiet auch weiterhin mit Wärme versorgen zu können – unabhängig davon, ob die BHKW in Betrieb sind oder nicht.

Zur Direktvermarktung hatte sich Bolling von Anfang an für die EWE aus dem benachbarten Oldenburg ent-

SCHNELL GELESEN

Beim Fahrplanbetrieb steuert der Direktvermarkter die Anlage.

Der individuelle Fahrplan richtet sich nach den Preisprognosen an der Strombörse, aber auch nach den Vorgaben der Betreiber.

Die Optimierungssoftware bezieht zudem den aktuellen Zustand von Gas- oder Wärmespeicher mit ein.

Der Betrieb Bolling hat mit dem Fahrplan der EWE AG seit drei Jahren gute Erfahrungen gemacht.

Die Mehrerlöse im Jahr 2020 lagen bei 0,7 ct/kWh.

schieden. Anders als Mitbewerber sieht die EWE nicht allein die Regelenergie als bevorzugten Markt. In den ersten Jahren nach 2012 konnten Anlagenbetreiber zwar mit dem Anbieten von Regelleistung gutes Geld verdienen. „Aber es gab auf einigen Anlagen auch Enttäuschungen, weil zu häufige Starts und Stopps Motoren stark beansprucht haben und es zu Schäden wie defekte Turbolader kommen konnte“, erklärt Henning Behrens, Leiter Vertrieb Energiewirte bei EWE.

DAY-AHEAD-HANDEL IM FOKUS

Der Energieversorger verkauft den Strom an den deutschen Strombörsen. Bevorzugter Absatzweg ist der Day-ahead-Markt, bei dem der Strom für die Lieferung am nächsten Tag angeboten wird. Hierfür müssen die Gebote der Auktionen für den kommenden Tag bis jeweils 12 Uhr mittags abgegeben werden. Noch kurzfristiger ist der Intradayhandel, bei dem sich Stromlieferanten an der Börse am gleichen Tag mit fehlenden Mengen eindecken oder Übermengen anbieten. „Der Gewinn, den wir für die Anlagenbetreiber erzielen, entsteht im Wesentlichen durch den gezielten Einsatz der BHKW in Hochpreiszeiten“, erklärt Behrens. Die Preisfindung an der Börse orientiert sich an Angebot und Nachfrage, wodurch sich für jede Stunde unterschiedliche Preise ergeben. „Hierbei punkten Biogasanlagen besonders, weil sie wetterunabhängig Strom anbieten oder die Produktion zeitlich verlagern können“, sagt Behrens.

SOFTWARE ERSTELLT FAHRPLAN

Wie funktioniert das jetzt im Falle vom Betrieb Bolling? Die Anlage hat mit einer Bemessungsleistung von etwa 500 kW knapp 1,4 MW installiert. Um die maximale Strommenge im Jahr (Höchstbemessungsleistung) zu produzieren, muss die Anlage nicht 8 500



Fotos: Neumann

△ Oben: Der Feststoffdosierer: Mit CCM oder Getreide passt Bolling die Gasproduktion kurzfristig an. Unten: Der Wärmepufferspeicher mit 280 m³ Volumen.

Stunden im Jahr produzieren, sondern nur etwa die Hälfte der Jahresstunden. „Entsprechend können wir die Stunden der nächsten Tage herausuchen, an denen der Strompreis höher ist“, sagt Behrens.

Der Gasspeicher auf der Anlage Bolling kann die Produktion von 7 bis 8 Stunden aufnehmen, solange könnten die BHKW also außer Betrieb sein. Je nach Strompreisprognose erstellt die EWE-eigene Software einen Fahrplan

Retrofit – Jetzt für die Zukunft investieren

Modernisieren Sie Ihre Biogasanlage mit Beschickungs- und Dosiertechnik von Fliegl

We are Fliegl.

Fliegl
AGRARTECHNIK

www.fliegl.com

Fliegl Agrartechnik | D-84453 Mühldorf am Inn | Tel.: +49 (0) 8631 307-0 | biogas@fliegl.com



▷ Rainer Bolling hat zwei BHKW vom Hersteller Jenbacher installiert.

für die beiden BHKW und fährt diesen automatisch ab. Die Software optimiert den Fahrplan ständig neu. „Das können wir anhand der App gut nachvollziehen“, sagt Bolling.

Nach diesem Fahrplan steuert die Fernwirkanlage die BHKW an und startet bzw. stoppt diese automatisch. Damit das möglich ist, hält Bolling die Motoren über einen elektrischen Heizstab sowie über Warmwasser aus dem Pufferspeicher ständig warm.

SCHWANKENDE FAHRPLANTREUE

Aus Sicht des Direktvermarkters sind die Mehrerlöse höher, wenn es weniger Einschränkungen im Betrieb gibt. Die-

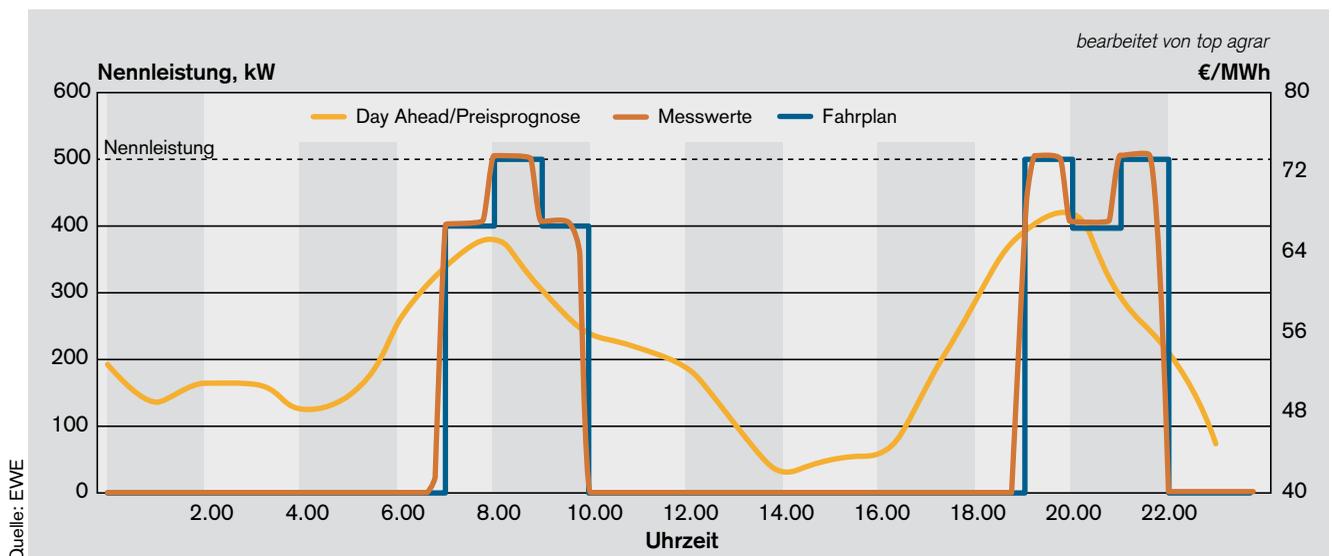
ses sind z.B. vom Anlagenbetreiber vorgegebene Laufzeiten oder auch Begrenzungen im Gas- und Wärmespeicher.

Ziel ist es, dass die Gasspeicher bis Freitag möglichst geleert sind. Dann können sie sich am Wochenende wieder füllen. Denn am Samstag und Sonntag laufen die BHKW wegen der meist niedrigen Strompreise nur sehr kurz. „Aber die wenigsten Anlagen sind so konzipiert, dass wir für sie den maximalen Gewinn an der Börse einfahren können“, schränkt Behrens ein. In den Fahrplan fließen auch Faktoren ein wie der aktuelle Füllstand von Gasspeicher oder das Temperaturniveau im Wärmepufferspeicher. Zudem macht der Be-

treiber bestimmte Vorgaben. Seine Erfahrung mit rund 1200 BHKW in der Direktvermarktung:

- Häufig geben die Gasspeicher nicht das her, was Anlagenhersteller, Planer oder Betreiber versprechen. Bei mangelhafter Messtechnik oder ungünstiger Verbindung zwischen Behältern kann noch Gas im Speicher sein, das die BHKW nicht nutzen können.
- Die Gasspeicher können sich bei Sonneneinstrahlung stark ausdehnen, da das erwärmte Gas mehr Volumen hat. In der Folge ist ein Speicher schneller voll als geplant.
- Auch kann es wegen großer Schwankungen in der Fütterung bzw. der Gas-

BEISPIEL FÜR EINEN AUTOMATISIERTEN FAHRPLAN



△ Anhand der Strompreisprognose (gelb) hat die Automatik den Fahrplan erstellt (blau). Die orange Linie zeigt die Produktion der BHKW.



Fotos: Neumann

◁ Henning Behrens (EWE):
„Häufig bleiben die Anlagen
unter ihren Möglichkeiten.“

produktion sein, dass der Gasspeicher ungeplant voll ist. „Bevor die Notfackel anspringt, starten wir die Motoren, um das Gas zu verwerten. Auch dabei können wir nicht auf den aktuellen Strompreis reagieren“, sagt er.

- Es gibt auch Einschränkungen bei der Wärmelieferung. „Wenn der Betreiber ein Wärmenetz versorgen will, müssen die BHKW morgens in Betrieb sein – unabhängig vom Strompreis“, nennt Behrens ein weiteres Beispiel.

Die Automatik kann diese Faktoren berücksichtigen und behält trotzdem den Strommarkt im Auge. So kann es sich kurzfristig ergeben, dass auf dem Intraday- oder dem Regenergiemarkt interessante Preise möglich sind. „In dem Fall lässt die Automatik die BHKW auch über den im Fahrplan vorgegeben Zeitraum weiterlaufen“, erklärt Behrens. Dafür ist in der Regel kein neuer Start nötig, die Laufzeit wird einfach verlängert. „Wir versuchen, die Anzahl zusätzlicher Start-/Stopps zu begrenzen, um den Motor zu schonen“, begründet er das.

EIN FÜNFTTEL MEHR ERLÖSE

Im Schnitt kommen die Betriebe, die einen automatisch erzeugten, erlösoptimierten Fahrplan nutzen, auf über 20 % höhere Erlöse gegenüber einer manuellen Anlagensteuerung durch den Betreiber. Laut Behrens Erfahrung führt die oft gepriesene vier- bis fünf-fache Überbauung nicht zwangsläufig zum betriebswirtschaftlichen Optimum. „Die Anlagen laufen ja nur an wenigen Stunden am Tag. Ich muss dann aber auch genau die teuren Stun-

den treffen, damit es sich lohnt. Das ist wegen der kurzfristigen Abweichungen von den Prognosen nicht immer möglich“, weiß er.

Der Betrieb Bolling hat im Schnitt des Jahres 2020 etwa 0,7 ct/kWh mehr Erlöst – knapp 30 000 € im Jahr. Die Auswertung der EWE zeigt, dass die Fahrplentreue bei etwa 87 % lag. „Je genauer die Anlage den Fahrplan erfüllt, desto höher sind die Mehrerlöse“, meint Behrens dazu.

Bolling kann die Abweichung erklären: „Im ersten Quartal 2020 gab es viel Wind und Sonnenschein. Entsprechend viel Strom war im Netz.“ Aus diesem Grund wurden viele Anlagen in Norddeutschland im Rahmen des Einspeisemanagements abgeschaltet – auch die BHKW von Bolling ruhten im ersten Quartal an mehreren Stunden pro Woche. Dieses Einspeisemanagement führt der Übertragungsnetzbetreiber durch, um das Stromnetz vor Störungen zu schützen. „Darauf haben wir oder der Betreiber keinen Einfluss. So kann es schnell zu Fahrplanabweichungen kommen“, bestätigt Behrens.

POSITIVES FAZIT

Für Rainer Bolling hat sich der automatisierte Fahrplanbetrieb bewährt. „Ich kann anhand der Stromcockpit-App auf meinem Smartphone den Fahrplan nachvollziehen und bin so über den Zustand der Anlage immer auf dem Laufenden“, sagt der Betreiber. Er gibt allerdings zu, dass er am Anfang skeptisch war. „Du siehst nur, wie die BHKW die Speicher leer saugen und hoffst, dass die Automatik sie rechtzeitig stoppt“, blickt er schmunzelnd zurück.

Heute ist er von der Technik absolut überzeugt, sie hat sich seiner Meinung nach sehr bewährt. Zusätzlicher Pluspunkt: Die App zeigt ihm ständig die Einsatzplanung der BHKW. Entsprechend kann er die Gasproduktion im Fermenter darauf anpassen, z.B. mit schnell vergärbaren Rohstoffen wie mit CCM oder mit Getreideschrot. „Das war früher nicht möglich, da war die Produktion eher ein Blindflug“, sagt er heute.

@ hinrich.neumann@topagrar.com

ALLES LÄUFT
OPTIMAL



**HOCHLEISTUNGS-
SCHMIERSTOFFE
made in Germany**

www.addinol.de

„Wir brauchen genaue Daten zum Speicher“

Christian Dorfner von der SK Verbundenergie aus Regensburg erklärt, welche Potenziale in flexiblen Biogasanlagen schlummern und wie sich Defizite bei der Gasspeichermessung beseitigen lassen.

Sie bemängeln, dass flexible Biogasanlagen ihr Potenzial oft nicht nutzen.

Was müssen Betreiber beachten?

Dorfner: Früher haben die Betreiber anhand des Füllstands der Gasspeicher mehr oder weniger Substrate zugeführt. Das geht bei flexiblen Anlagen nicht mehr. Wenn ein Gasspeicher zu 85 % gefüllt ist, liegt das nicht an einer übermäßigen Fütterung, sondern daran, dass die BHKW vorher planmäßig mehrere Stunden wegen niedriger Börsenpreise einfach aus waren. Daher sollten Betreiber auch im Fahrplanbetrieb möglichst gleichmäßig füttern, um so die Biologie und Gasausbeute zu optimieren.

Was hat sich im EEG 2021 geändert?

Dorfner: Betreiber, die die Anlagenleistung nach dem 1. Januar 2021 erhöht haben oder noch erhöhen werden, sowie von Anlagen, die nach 20 Jahren EEG in die Ausschreibung gehen, müssen künftig an 4 000 Viertelstunden im Jahr 85 % ihrer Leistung erzeugen. Dafür werden dann meist alle BHKW gleichzeitig laufen. Der Betreiber sollte die Strom- und Wärmeproduktion ständig im Blick haben.

Welche Rolle spielen Speicher dabei?

Dorfner: Eine ganz wichtige, sowohl der Gas- als auch der Wärmepuffer. Der Gasspeicherfüllstand ist schwerer zu messen. Das Speichervolumen hängt auch ab von der Zahl der Behälter und deren Volumen sowie der Art, wie der Gesamtfüllstand bestimmt wird.

Wie können Automatisierung und Technik hier helfen?

Dorfner: Wir schauen uns jeden Behälter einzeln an, denn wir wollen die Speicher möglichst optimal bewirtschaften. Dafür brauchen wir in der Leitstelle genaue Daten über jeden ein-



Foto: Picasa

◀ Christian Dorfner ist Geschäftsführer der SK Verbundenergie aus Regensburg.

zelenen Füllstand in Echtzeit. Bei Messfehlern, springenden Werten oder anderen Ungenauigkeiten kann es zu ungewollten Abschaltungen der BHKW und damit zum Abweichen vom Fahrplan kommen. Diese Abweichungen werden zwar berücksichtigt und automatisch korrigiert, man verlässt aber zumeist das wirtschaftliche Optimum.

Wie entstehen diese Messfehler?

Dorfner: Nicht wenige Füllstandsmessungen sind noch mit Metallstäben ausgestattet, die an einem Magnetschalter vorbeigleiten. Da gibt es manchmal nur drei Zustandsmeldun-

gen: 0 %, 50 % und 100 %. Wenn der Zustand dann von 50 % auf 100 % springt, müssten wir sofort alle BHKW einschalten und somit viele Starts erzeugen. Ähnlich ungenau ist die Messung nach Gasdruck. Sie kann z. B. bei Sonneneinstrahlung oder Substratentnahme abweichen. Auch sind große Behälter mit nur einem überlaufenden Seil als Längenmessung oft anfällig für Fehler. Die Seile können sich verdrehen, liegen mal gerade, mal schief auf der Folie. Meistens bilden sich bereits große Blasen links und rechts vom Seil, das durch sein Eigengewicht nach wie vor unten liegt und stur 0 % anzeigt.

Messfehler von 30 % sind keine Seltenheit.

Was empfehlen Sie stattdessen?

Dorfner: Prinzipiell sollten die Systeme stetig Werte übermitteln. Sehr gute Ergebnisse liefern Gasspeicher, die je nach Größe mit mehreren Füllstandsmessungen ausgerüstet sind. Zudem bewähren sich Gummibänder, die die Blasen neben den Seilen oder Schlauchwagen quasi zurückdrücken. Aber auch die Ansteuerung der Behälter hat einen großen Einfluss.

Können Sie das näher erklären?

Dorfner: Es kommt darauf an, wo die Gasentnahme für die BHKW erfolgt und wie sich die Behälter beim Entleeren und Befüllen verhalten. Sind sie in Reihe geschaltet, kann man oft die hinteren Speicher über Gärproduktlager und Nachgärer richtig leer fahren, sogar unter den Messbereich. Erst wenn hier der Fermenter reagiert, werden die BHKW gestoppt. Wenn hingegen versucht wird, bei allen Behältern einen gleichen Füllstand zu erzwingen, z. B. durch regelbare Stützluftgebläse, mag das zwar schöner für den Betreiber aussehen, aber der Fahrplan muss dann bei Werten knapp über null bei jedem Behälter ausschalten. Je nachdem, wie viel bei einzelnen Behältern unter dieser Grenze noch ungemessen



Foto: Neumann

◁ Schlauchwaagen zur Messung des Gasspeichers können unter Umständen falsche Werte liefern.

im Vorborgenen liegt, bleibt Gasvolumen ungenutzt. Wir kennen Anlagen, bei denen so 40 % des Volumens verloren gehen.

Wie wirken sich solche „ungenutzten“ Speicher aus?

Dorfner: Im ungünstigsten Fall bekommen wir dadurch mehr Starts und Stopps. Je nach Überbauung der BHKW und Speichergröße stößt man einfach häufiger an die Speichergrenzen. Man verliert Mehrerlöse, die ein besserer Fahrplan erzielt hätte.

Kann man das in Euros festmachen?

Dorfner: Je größer die Überbauung, desto wichtiger ist die Speichergröße. Eine vierfach überbaute Anlage verliert die Hälfte der Zusatzerlöse, wenn die Speicher für Wärme und Biogas statt zehn Stunden nur fünf Stunden halten. Eine doppelt überbaute Anlage hat im gleichen Szenario hingegen nur 10 % Minus. Die meisten stark überbauten

Anlagen haben eine Speicherkapazität im Bereich von 20 Stunden und mehr und verdienen über 1,2 ct/kWh. Die doppelt überbauten Anlagen kommen nur etwa auf 0,6 ct/kWh mehr.

© hinrich.neumann@topagrar.com

SCHNELL GELESEN

Beim Fahrplanbetrieb muss der Betreiber die Strom- und Gasproduktion ständig im Blick behalten.

Veraltete Messmethoden beim Gasspeicher sorgen dafür, dass der Direktvermarkter ungenaue Daten erhält.

Fehler bei der Zustandsbewertung führen zu höheren Kosten und Ertragseinbußen bei der Vermarktung.

Auch der Anschluss der Behälter an das Gasspeichersystem hat Einfluss auf die nutzbare Speicherkapazität.

Biogas weitergedacht!

EnviTec Biogas

Biomethan aus Biogas: einfach aufrüstbar mit EnviThan Gasaufbereitungsanlagen

- + Den Anlagenbetrieb auch ohne Wärmekonzept sichern!
- + Grüne Wärme, grünen Strom und grünen Kraftstoff (BioCNG) herstellen!



AUF ALLEN ANLAGEN MÖGLICH

Maisstroh: Mit wenig Verlusten ins Silo

Zum Abschluss eines Forschungsprojekts zeigte die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft auf einer Vorführung praktikable Verfahren zur Bergung von Körnermaisstroh.

In Deutschland fallen jedes Jahr rund 3,8 Mio. t Körnermaisstroh an. Bislang bleiben die Pflanzenreste wie Stängel, Lieschen und Spindeln ungenutzt auf dem Feld. Dieses Material eignet sich jedoch hervorragend für die Biogasproduktion: Rund 4 bis 6 t Trockenmasse pro Hektar lassen sich mit geeigneter Technik bergen. Mit einer Ausbeute von 310 bis 320 l Methan

pro Kilogramm organische Trockenmasse (oTM) ist ein Methanhektarertrag von 1500 m³ möglich. Das zeigt ein mehrjähriges Forschungsprojekt der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL).

Doch auch, wenn Maisstroh als Koppelprodukt der Körnermaisernte nahezu kostenlos frei Feld anfällt, gibt es doch gewisse Herausforderungen:

- Bei der Bergung unter schlechten Wetterbedingungen und mangelnder Saatbettvorbereitung besteht die Gefahr, dass zu viel Erde mit aufgenommen wird. Diese landet am Ende im Fermenter und führt zu Sinkschichten, die sich nur mit großem Aufwand aus dem Behälter entnehmen lassen.
- Das leichte Material hat eine Schüttdichte von nur 60 kg TM/m³ beim

Ein nötiger Arbeitsschritt vor dem Schwaden ist das Mulchen.



Foto: Neumann

Transport bzw. 125 kg TM/m³ im Silo. Das ist etwa die Hälfte der Dichte von Silomais. Das erhöht Transportkosten und Lagerumbedarf.

MEHRERE ARBEITSSCHRITTE

Um diese Probleme zu minimieren, hat die Landtechnik verschiedene Berge- und Transportlösungen entwickelt, die die LfL unter die Lupe genommen hat:

- Beim zweiphasigen Verfahren ist der Mähdrescher mit einem Maispflücker mit Schwadvorrichtung ausgestattet, sodass das Stroh gleich nach dem Dreschen von einem Ladewagen oder Feldhäcksler aufgenommen werden kann.

- Beim dreiphasigen Verfahren verteilt der Drescher das Stroh wie üblich breitflächig. Es wird anschließend per Schwadmulcher oder Bandschwader in Reihen zusammengefasst und im dritten Schritt abgefahren.

- Beim vierphasigen Verfahren kommt herkömmliche Technik zum Einsatz, die auf vielen Höfen vorhanden ist: Nach dem Drusch werden die Stoppeln gemulcht, im dritten Schritt per Kreisel- oder Bandschwader zusammengefasst und dann per Ladewagen oder Feldhäcksler mit Pick-up aufgenommen und abgefahren.

VOR- UND NACHTEILE

Wie die LfL festgestellt hat, liegen die Rohaschegehalte (ein Maß für die Verschmutzung) bei durchschnittlich 7,6 % und damit im niedrigen Bereich. Weitere Ergebnisse:

- Beim zweistufigen Verfahren mit dem Maispflücker sind die Rohaschegehalte am niedrigsten.

- Bei allen Verfahren kommt es zu ähnlich hohen Verlusten, sodass am Ende nur etwa die Hälfte des anfallenden Maisstrohs abgefahren werden kann.

- Die meisten Verluste entstehen beim Schwaden (43 %), beim Bergen sind sie mit 8 % eher gering.

- Bei den drei- oder vierphasigen Verfahren kann es zur unerwünschten Nachtrocknung des Strohs auf dem Feld kommen, wenn zu viel Zeit zwischen Drusch und Bergen liegt. Der TM-Gehalt kann je nach Witterung schnell auf bis zu 60 % steigen.

- Schwadmulcher zerkleinern das Stroh stärker als ein Maispflücker mit Schwadvorrichtung.

Bei einer Abschlussveranstaltung zeigten die Hersteller verschiedene Berge- und Transportlösungen im Praxiseinsatz, die wir hier vorstellen.

► 1. BANDSCHWADER

„Aufheben statt Kehren“ beschreibt der österreichische Hersteller Reiter die Arbeitsweise des Bandschwaders „Respiro“. Die Technik für die Grasernte ist auch für das Bergen von Körnermaisstroh geeignet. Dabei nimmt eine Pick-up das Stroh auf und legt es auf einem Band ab. Dieses befördert das Material zur Seite und legt es auf dem Schwad ab. Die flexible Pick-up passt sich dem Boden an und hat mit 33 cm einen geringen Durchmesser, was sie besonders bei kurzem Futter schlagkräftig machen soll. „Schleppende“, also in Fahrtrichtung nach hinten gebogene Zinken nehmen das Stroh bei Bodenberührung weniger aggressiv auf als herkömmliche Zinken, erklärt der Her-

SCHNELL GELESEN

Körnermaisstroh lässt sich mit verschiedenen Verfahren vom Feld bergen.

Je nach Zahl der Arbeitsschritte

unterscheidet man zwei- bis vierphasige Verfahren.

Bei fast allen Techniken

gibt es ähnliche Ergebnisse bei der Verschmutzung und den Verlusten, jedoch Unterschiede bei der Zerkleinerung.

Der Abschlussbericht

eines mehrjährigen Forschungsprojekts liegt jetzt vor. Er informiert über Bergetechniken, Silierung und Einsatz in der Biogasanlage.

steller. Das soll zu weniger Schmutz im Futter führen. Über vier Gleitteller wird der Bandschwader über den Boden geführt. Bei trockener Witterung und ebenem Boden sind bei der Maisstrohbergung Fahrgeschwindigkeiten von 15 bis 17 km/h möglich, bei feuchter Witterung eher 8 bis 12 km/h. (www.reiter-respiro.com)

► 2. SCHWADER MIT 7,3 METER

Der von ROC vorgeführte RT 730 ist ein Pick-up-Bandschwader mit Doppeltandemfahrwerk. Die Höhe lässt sich je nach Bodenverhältnissen variieren, damit die Zinken nicht direkt auf dem Boden kratzen. Der große Durchmesser, die langen Zinken und die langsame Drehzahl sorgen laut Hersteller dafür, dass kaum Steine aufgenommen werden. Der Bandschwader kann das Ma-



Fotos: LfL





3



4



5



6

Fotos: Neumann

Foto: LfL

terial seitlich oder in der Mitte ablegen. Zum Antrieb des 3200 kg schweren Geräts sind lediglich 80 PS nötig. (<http://roc.ag/de>)

► 3. SCHWADMULCHER

Der BioChipper von BioG aus Utzernaich in Österreich ist eine Kombination aus Mulcher und Bandschwader. Er „saugt“ das Stroh über den Luftstrom der rotierenden Mulchhammer vom Boden auf, zerkleinert es und legt es auf dem Band ab. Dieses befördert das Stroh seitlich auf das Schwad. Der Mulcher mit einer Arbeitsbreite von 6 m kann mit einer Hin- und Herfahrt 12 m breit schwaden. Die Fahrgeschwindigkeit beträgt 7 bis 8 km/h, in der Stunde lassen sich ca. 3 ha mulchen. Laut BioG ist es ideal, wenn die Stoppeln gleich nach dem Drusch gemulcht werden. Zum Antrieb ist ein Schlepper ab 200 PS nötig. Der Verschleiß der Mulchhammer hängt von der Anzahl der Steine ab. (www.biog.at).

► 4. MULCHER FÜR STOPPELN

Beim vierstufigen Prozess kommt nach dem Drusch ein Mulchgerät zum Einsatz, wie es heute auch bei der Zünslerbekämpfung üblich ist. Auf der Vorfüh-

rung hat Hersteller Mühling die Kombination MU-Pro/F Trail mit 8,6 m Breite gezeigt. Sie besteht aus einem Front- und zwei Heckmulchern.

Der Mulcher wird per hydropneumatischer Entlastung über den Boden geführt, liegt also nicht mit dem ganzen Gewicht auf. Das soll dazu führen, dass weniger Schmutz und Steine aufgewirbelt werden. Für die Tiefenführung sorgt eine Stützwalze, die hinten über das Häckselgut läuft. Zur Maisstrohbearbeitung lässt sich die Varioschneidschiene so einstellen, dass das Material nicht zu stark zerkleinert wird. Mühling empfiehlt, dass Landwirte auf kritischen Böden schon bei der Maissaat mit Blick auf das spätere Mulchen den Boden anwalzen, um für ebene Verhältnisse ohne oben aufliegende Steine zu sorgen. Die Fahrgeschwindigkeit beträgt 6 bis 12 km/h. (www.muethingmulcher.de)

► 5. KREISELSCHWADER

Beim vierstufigen Bergprozess wird das Stroh nach dem Mulchen geschwadet. Dass das auch mit herkömmlicher Technik möglich ist, zeigte der Hersteller Krone mit dem Swadro TS 740 mit einer Arbeitsbreite von 7,40 m. Je nach Masse kann der Fahrer damit 5 bis

7 km/h schnell fahren. Der Schwader besitzt ein Fahrwerk mit sechs Rädern, womit laut Krone eine bessere Höhenführung möglich ist. Als Umdrehungsgeschwindigkeit empfiehlt der Hersteller bei der Maisstrohbearbeitung zwischen 350 und 400 U/min. (www.krone.de)

► 6. KOMPOSTSCHREDDER

Je nach Art der Bergetechnik kommt das Maisstroh mehr oder weniger zerkleinert am Silo an. Darum kann es sinnvoll sein, das leichte Material vor dem Einsilieren weiter zu zerkleinern. Eine Möglichkeit bietet z.B. der Hersteller Willibald, der auf der Vorführung das Modell MZA 4800 gezeigt hat. Der Schredder aus der Kompostwirtschaft arbeitet wie eine Hammermühle mit horizontalem Rotor und freischwingenden Schlägeln. Durch die Fliehkraft des Rotors werden die Schlägel nach außen gedrückt und zerfasern das Material. In der Maschine gibt es zudem einen Rechenträger, der sich hydraulisch nach unten drücken lässt. Mithilfe der Zähne, die dadurch in den Rotor eingreifen, lässt sich das Material bei Bedarf weiter zerkleinern. Der Durchsatz liegt bei ca. 100 m³ in der Stunde. (www.willibald-gmbh.de)

© hinrich.neumann@topagrar.com

PRAXISERFAHRUNG

40 % Maisstroh in der Ration möglich

Landwirt Johannes Wiedemann aus Westendorf bei Donauwörth, auf dessen Betrieb die Maschinenvorführung der LfL stattfand, betreibt seit zehn Jahren eine Biogasanlage. Seit drei Jahren hat er Erfahrung mit Maisstroh. Mittlerweile fährt er das Material von 60 bis 80 ha Körnermaisflächen auch von Berufskollegen in der Umgebung ab. „Wegen der knappen Silofläche setzen wir es nur drei bis vier Monate lang ein. In der Zeit liegt der Anteil in der täglichen Ration bei bis zu 40 %“, berichtet er. Wiedemann setzt auf die dreistufige Bergung mit Bandschwader und Ladewagen. „Mit dem Kurzschnittladewagen können wir mehr Masse transportieren als mit der Kombination von



Foto: Privat

◀ Biogasanlagenbetreiber
Johannes
Wiedemann

Feldhäcksler und Silowagen“, hat er festgestellt. Zusätzlich zerkleinert er das Material vor dem Einsilieren mit einem Kompostschredder und feuchtet es anschließend an. Trotz des technischen Aufwandes liegen die Kosten in seinem Betrieb für Körnermaisstroh unter denen von Silomais.

Das Material siliert sehr gut mit fast keiner Nacherwärmung. Auch beim Substrateintrag in die Biogasanlage und mit der Rührtechnik hat er noch keine Probleme gehabt. Mit dem Maisstroh ersetzt er vor allem Grassilage. Der Gasertrag liegt auf gleicher Höhe wie beim Gras.

EINSATZVIDEOS

Alle Bergetechniken im Detail

Die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) hat zu den Maschinenvorführungen zur Körnermaisstrohbergung für jeden Hersteller ein einzelnes Kurzvideo erstellt. Darin erklären Experten der Hersteller die Besonderheiten der jeweiligen Technik. Anschließend ist die Maschine aus verschiedenen Perspektiven im Einsatz zu sehen. Sie finden den „Virtuellen Körnermaisstrohtag“ mit den Videos und dem Abschlussbericht zum Forschungsprojekt unter <https://www.lfl.bayern.de/infotag-koernermaisstroh-2021>

Fahrpläne für Ihre flexible Anlage

Optimierte bedarfsgerechte Strom- und Wärmeerzeugung
Vollautomatisch, sicher und hoch rentabel

Vom Betreiber für Betreiber
140 zufriedene Kunden
Seit über 6 Jahren

„SKVE kümmert sich um Gasspeicher, Wärme und Vermarktung.
Für mich sind das Vorteile, die einzigartig sind.“

„So wie es die SKVE macht, ist es genau richtig.“

„Wir fühlen uns mit unserer Anlage
einfach in guten Händen.“

„Saubere Erlöse, weiter so!“

Zitate unserer Kunden



SK Verbundenergie AG
www.skve.de

Biowasserstoff: Chance für Post-EEG-Anlagen

Wasserstoff lässt sich nicht nur über die Elektrolyse von Windstrom herstellen, sondern auch dezentral durch Dampfreformierung an Biogasanlagen. Maximilian Schleupen von der RWTH Aachen erläutert, welche Vorteile das hätte.

Grüner Wasserstoff wird heute schon per Elektrolyse aus Wind- oder Solarstrom hergestellt. Welche Vorteile hätte die Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas?

Schleupen: Bei der Elektrolyse gibt es zwei Probleme: Die Anlage ist teuer, für eine Amortisation ist also ein kontinuierlicher Betrieb wünschenswert. Zudem benötigen potenzielle Abnehmer von Wasserstoff wie Industrieunternehmen oder Flottenbetreiber eine kontinuierliche Belieferung. Beides spricht gegen Wind- oder Solarstrom, die ja nur sehr schwankend anfallen. Biogasanlagen dagegen können auch kontinuierlich Wasserstoff erzeugen.

Welchen Weg für die Wasserstoffproduktion halten Sie für sinnvoll?

Schleupen: Hier hat sich in unseren Studien die Dampfreformierung als am weitesten ausgereift dargestellt. Das Verfahren wird heute eingesetzt, um Wasserstoff aus fossilem Erdgas herzustellen, könnte aber auch für Biogas zum Einsatz kommen.

Wie funktioniert das genau?

Schleupen: Das Rohbiogas wird zur Strom- oder Biomethanproduktion entschwefelt, entfeuchtet usw. Dann wird es in einem Reformier bei 850 °C weiter behandelt. Darin reagiert das Methan im Biogas mit Wasser zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Hieran beteiligt ist ein nickelhaltiger Katalysator. In der anschließenden Wassergas-Shift-Reaktion bei rund 400 °C ent-

stehen CO₂ und Wasserstoff. Im Synthesegas sind etwa 65 % Wasserstoff enthalten. Zum Beispiel in einer Druckwechselabsorption (PSA) wird das CO₂ abgetrennt, sodass am Ende fast reiner Wasserstoff anfällt.

Das Ganze hört sich sehr aufwendig an. Wie ist der Wirkungsgrad?

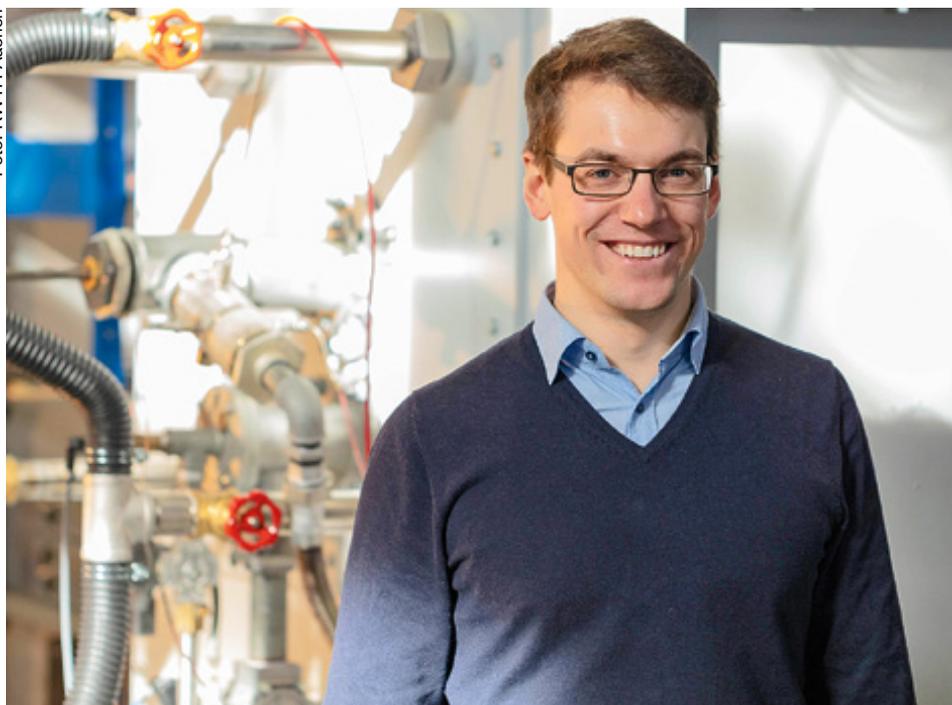
Schleupen: So aufwendig ist das gar nicht. Zum Beispiel gibt es im Vergleich zum klassischen BHKW keine schnell rotierenden Teile, wodurch der Verschleiß gering ist und die Lebensdauer deutlich erhöht wird.

Mit der Betrachtung von Wirkungsgraden ist es immer so eine Sache, dafür sollte immer auch die Anwendung

berücksichtigt werden. Biogas ist da ein sehr schönes Beispiel. Der elektrische Wirkungsgrad eines BHKW liegt bei rund 40 %. Durch die Dampfreformierung können etwa 65 % der Energie des Biogases als Wasserstoff genutzt werden, durch eine Biomethanaufbereitung hingegen nahe 100 %. Die restliche Energie fällt als Wärme an und kann für den Biogasprozess oder in Nahwärmanwendungen genutzt werden und so den Gesamtanlagenwirkungsgrad der Anlage deutlich erhöhen.

Ermittelt man allerdings den Nutzen, beispielsweise als Energieträger im Verkehr, zeigt sich ein anderes Bild. Durch Ladung, Kompression oder Ver-

Foto: RWTH Aachen



▷ Landwirtssohn Maximilian Schleupen beschäftigt sich an der RWTH mit Biowasserstoff.

brennung treten je nach Technologie weitere Verluste auf und es stellt sich heraus, dass auf Basis von Biogas batterieelektrische, Brennstoffzellen-elektrische oder CNG-Autos alle etwa gleichweit fahren würden. Es ist also aus energetischer Sicht egal, welche Technologie gewählt wird, es kommt hier stark auf die örtlichen Gegebenheiten und andere Vor- und Nachteile an. Das ist übrigens auch ein deutlicher Vorteil der Technologie gegenüber der Elektrolyse, denn ein Brennstoffzellenelektrisches Auto fährt etwa dreimal so weit wie ein batterieelektrisches.

Welches Potenzial hätte die Biowasserstoffherzeugung?

Schleupen: Alle 9.500 Biogasanlagen in Deutschland zusammen könnten rund 58 TWh oder 1,75 Mrd. kg Wasserstoff erzeugen. Im Vergleich dazu kämen alle Photovoltaikanlagen zusammen nur auf 33,3 TWh. Daher halte ich es für sinnvoller, erst einmal den Anteil der erneuerbaren Energien im Strombereich zu erhöhen. Wir sind ja erst bei knapp 50 % und haben dabei noch viel Potenzial. Biowasserstoff bringt uns volkswirtschaftlich mehr, als wenn wir nur auf die Elektrolyse setzen. Die aus Biogas erzeugte Menge könnte ausreichen, um einen Großteil des Schwerlastverkehrs mit Wasserstoff zu versorgen. Ein Zehntel der Menge wäre nötig, um alle Busse zu betanken.

Wie schätzen Sie die Wirtschaftlichkeit ein?

Schleupen: Das ist im Moment schwer abzuschätzen, da es ja noch keinen richtigen Markt gibt. Heute kann man zwar an der Tankstelle Wasserstoff brutto für 9,50 €/kg kaufen, aber das ist kein Marktpreis, sondern von der Gasbranche für die ersten Projekte festgelegt. Eine durchschnittliche Biogasanlage erhält heute etwa 20 ct/kWh als Stromeinspeisevergütung. Umgerechnet wäre das ein Wasserstoffpreis von 4,40 €/kg. Allerdings muss man bedenken, dass eine Dampfreformierung etwa 1,3 Mio. € kostet. Diese hätte eine Kapazität von 18 kg /Stunde oder 150 t/Jahr. Damit ließe sich z.B. eine Flotte von 18 Bussen kontinuierlich versorgen. Die Rechnung geht aber nur auf, wenn der gesamte Wasserstoff abgenommen wird.

Aber von den Erlösen muss der Betreiber ja auch den Kapitaldienst für die Reformierung stemmen.

Schleupen: Richtig. Darum ist der Wasserstofflösungsentscheidend und der Betreiber benötigt auch kein BHKW mehr. Theoretisch könnte er ihn mit dem Quotenerlös erhöhen. Eine Treibhausminderungsquote kann der Tankstellenbetreiber – vereinfacht gesagt – mit dem Verkauf von Wasserstoff erhalten und an Mineralölkonzerne verkaufen, die eine bestimmte Quote erfüllen müssen. Der Quotenpreis ist sehr stark schwankend und hängt von vielen Faktoren ab. Er kann den Wasserstoffpreis zwischen 25 ct/kg und mehreren Euro erhöhen – wenn die Rahmenbedingungen stimmen würden.

Wovon hängt das ab?

Schleupen: In erster Linie von dem Gesetz zur Treibhausgasminderung, das derzeit verhandelt wird. Nach den ersten Entwürfen (Stand Ende April 2021) soll biogener Wasserstoff nicht anrechenbar auf die THG-Quote sein – völlig unverständlich. Sollte es dabei bleiben, würde diese zusätzliche Erlösquelle nicht möglich sein. Dies hat allerdings auch der Bundesrat erkannt und in seiner Stellungnahme vom 26.3.21 eine Änderung gefordert. Darum hoffen wir, dass an dieser Stelle nachgebessert wird.

Wird dann doch Elektrolysewasserstoff das Rennen machen?

Schleupen: Das bezweifle ich. Es gibt zwar immer wieder Studien, die einen Preis von 3 €/kg Wasserstoff bei der Elektrolyse vorhersagen. Aber das ist im Grunde nur ein Grenzpreis. Man benötigt für 1 kg Wasserstoff 50 kWh Strom. Umgerechnet bedeutet das, dass der Strom ganzjährig weniger als 5 ct/kWh kosten muss und die Elektrolyse auch kontinuierlich produziert. Das ist bei Wind- und Solarstromanlagen kaum zu schaffen. Daher halte ich die Biowasserstoffproduktion für sehr konkurrenzfähig. Das wäre aus meiner Sicht eine gute Lösung für Anlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten.

© hinrich.neumann@topagrar.com



VAPOGANT Gärrestverdampfung

- ▶ Über 70% Lager- und Transportkosten einsparen
- ▶ Deutlich effizienterer Stickstoffeinsatz durch bodennahe Ausbringung
- ▶ Optimales Nährstoffmanagement (Stickstoff- und Phosphorbilanz)
- ▶ Moderne, robuste und stromsparende Technik
- ▶ Gewinnbringende und umweltschonende Keislaufwirtschaft

SEPOFARM MODUL

Separator

Die Lösung für Milchviehalter und Biogasanlagenbetreiber



So macht Biomethan dem Erdgas Konkurrenz

Biogasanlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, können teilaufbereitetes Gas für 8 bis 9 ct/kWh erzeugen. Der Gasverkauf über Mikronetze wäre eine Alternative zur Biomethanproduktion.



Bei der üblichen Biomethanproduktion ist eine Gasaufbereitung nötig (im Bild eine Aminwäsche).

SCHNELL GELESEN

Als Alternative zur Stromerzeugung kommt für einige Biogasanlagen nach dem EEG die Biomethanproduktion in Betracht.

Allerdings sind dafür eine teure Aufbereitungstechnik sowie ein naheliegendes Gasnetz nötig.

Ein anderer Weg ist der Verkauf von Rohgas, das direkt über eine Mikrogasleitung zu Abnehmern wie Kommunen oder Industriebetrieben geleitet wird.

Im Vergleich zu Erdgas sind die Kosten für gewerbliche Abnehmer noch relativ hoch, allerdings verteuert sich das fossile Gas kontinuierlich.

Die Produktion von Biomethan mit anschließender Einspeisung ins Erdgasnetz gilt für viele Biogasanlagenbetreiber am Ende der 20-jährigen EEG-Förderung als Alternative zur Stromproduktion. Doch für die Aufbereitung zu Biomethan ist die Abtrennung von CO₂ nötig. Eine chemische oder physikalische Gasreinigung ist aber relativ teuer. Außerdem ist die Nähe zu einem Erdgasnetz nötig.

VERKAUF VON ROHGAS

Eine andere Möglichkeit haben Wissenschaftler des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) sowie die Firmen abc GmbH und Alensys im Projekt „MiniGas“ untersucht: Bei dem Kon-

zept bereiten Biogasanlagen das Gas nur zum Teil auf, in dem sie Schwefelwasserstoff (H₂S), Ammoniak (NH₃) und Wasserdampf entfernen, und leiten es über ein Mikronetz zu kommunalen, industriellen bzw. gewerblichen Abnehmern. Diese nutzen das Gas in BHKW (ähnlich wie die Satelliten heutiger Biogasanlagen), um Strom und Wärme für den eigenen Betrieb zu produzieren. Dieser Ansatz hat mehrere Vorteile:

- Bestehende Biogasanlagen können ein neues Geschäftsmodell für die Zeit nach dem EEG etablieren.
- Sie erhalten eine längerfristige Entwicklungsperspektive außerhalb der engen Zeitbegrenzung des EEG. Somit bleibt die Wertschöpfung im Betrieb.

Foto: Neumann

- Die Wirtschaftsdüngervergärung und die damit verbundene, besonders hohe Treibhausgaseinsparung sind möglich.
- Die längerfristige Betriebsperspektive eröffnet Möglichkeiten für regionale und von den Kunden gewünschte Anbauoptionen wie mehrjährige Blühpflanzen, die nur bei technischen Anpassungen der Anlage gut und dann längerfristig wirtschaftlich verwertbar sind.
- Die Abnehmer machen sich unabhängig von der CO₂-Abgabe, die Erdgas jedes Jahr verteuert. Zudem erhalten sie eine klimaschonende Energiequelle, was vor allem für Gewerbe und Industrie immer wichtiger wird.

Nicht gebrauchtes Gas könnte zusätzlich in einer gemeinschaftlichen Aufbereitung zu Biomethan verarbeitet werden.

BEISPIEL AUS DER PRAXIS

Die Projektpartner haben in dem Projekt u.a. untersucht, zu welchem Preis

sich das teilaufbereitete Biogas erzeugen lässt und ob es eine wirtschaftliche Alternative zu Erdgas ist.

Die untersuchte Biogasanlage wurde vom Hersteller MT Energie GmbH im Jahr 2010/2011 errichtet und besteht aus einem Fermenter und einem Nachgärbehälter mit je 2 100 m³ Faulraumvolumen, einem Endsubstratlager mit ca. 5 150 m³ Lagervolumen sowie einem weiteren, im Jahr 2019 errichteten Endsubstratlager mit 6 900 m³ Lagervolumen.

Alle Behälter sind mit Doppelmembrangasspeichern gasdicht abgedeckt. Die Erwärmung des Substrates erfolgt über innenliegende Heizleitungen im Fermenter und im Nachgärer. Der Feststoffeintrag erfolgt mittels eines Schubodens und eines Schneckeneintragsystems, wobei am Schneckenkopf der Stopfschnecke Fermenterflüssigkeit mit einer Pumpe beigemischt wird, um den Stoffeintrag zu verbessern.

Zwei mit RME (Raps-Methylester, Biodiesel) stützgefeuerte Zündstrahlmotoren mit einer elektrischen Leistung von je 265 kW (elektrisch) verstromen das entstehende Biogas direkt vor Ort. Ein drittes Modul gleicher Baureihe wird über eine Roh-Biogasversorgungsleitung als Satelliten-BHKW an einem ca. 1 km entfernten Schweinemastbetrieb versorgt.

BIOGAS GÜNSTIGER ALS ERDGAS

Für die Biogasanlage ermittelten die Projektpartner einen Biogasgestehungspreis von 6,96 ct/kWh (Hi). Der Durchleitungspreis in einem nachgeschalteten Mikrogasnetz wurde mit 0,92 ct/kWh (Hi) für ein Leitungsnetz von ca. 5 km Länge bestimmt. Darin eingeschlossen sind auch die Investitionskosten für die Leitung. Bei geringerer Entfernung zu relevanten Verbrauchern sind auch geringere Kosten von 0,6 bis 0,7 ct/kWh (Hi) möglich.

Die untersuchte Praxis-Biogasanlage kann also das teilaufbereitete Gas für insgesamt 7,88 ct/kWh (Hi) bis zu den Abnehmern leiten. „Die Kosten liegen derzeit schon unter dem Preis von fossilem Erdgas für Haushaltskunden in einer Kleinstadt, der bei 8,3 ct/kWh (Hi) liegt“, bewertet Projektmitarbeiter Dr. Walter Stinner vom DBFZ dieses Ergebnis. Der Preisabstand von derzeit noch 3 ct/kWh gegenüber Erdgas für einen Gewerbekunden (4,8 Ct/kWh) bei Abnahme von 850 000 kWh vermindert sich seiner Berechnung nach mit der nächsten Stufe der CO₂-Abgabe um gut 0,5 ct/kWh. Verflüssigtes, importiertes Erdgas (LNG) aus Frackinganlagen dürfte seiner Schätzung nach mindestens einen weiteren Cent teurer sein. Damit wäre das Biogas auch für die Gewerbekunden also eine Alternative, die nur 1,5 ct/kWh über dem Preis von fossilem Erdgas liegt.

© hinrich.neumann@topagrar.com

 Genossenschaftliche FinanzGruppe
Volksbanken Raiffeisenbanken

R+V Agrar KompetenzCenter



R+V-ENERGIEPOLICE

Gemeinsam und nachhaltig. Ist für jeden das Beste.

Die R+V-EnergiePolice bietet eine umfassende Risikoabsicherung für Ihre Photovoltaikanlage.

Sprechen Sie mit uns!

R+V Allgemeine Versicherung AG
AgrarKompetenzCenter
Raiffeisenplatz 1, 65189 Wiesbaden
E-Mail: AgrarKompetenzCenter@ruv.de
Tel.: 0611 533-98751

energiepolice.ruv.de

Du bist nicht allein.



Foto: Neumann

Steilere Module liefern mehr Ertrag im Winter

Solaranlagen produzieren im Sommer den meisten Ertrag, der Strombedarf ist jedoch im Winter höher. Solarexperte Werner Schmid hat untersucht, wie sich das Dilemma lösen lässt.

UNSER AUTOR

Werner Schmid, zuständig für Energieeffizienz an der Landesanstalt für Landwirtschaft, Ernährung und Ländlichen Raum (LEL), Schwäbisch Gmünd.

Die Photovoltaik ist heute in der Landwirtschaft zur Eigenstromversorgung etabliert. Die Technik hat jedoch einen gravierenden Nachteil: Die Module liefern im Sommerhalbjahr deutlich mehr Ertrag als im Winter. Im Winter dagegen ist der Energiebedarf höher: Im Jahr 2018 lag der durchschnittliche Pro-Kopf-Energieverbrauch in Deutschland für Strom, Wärme und mechanische Energie an einem Sommertag bei ca. 60 kWh, an einem Wintertag bei rund 110 kWh. Der Mehrverbrauch ergibt sich, weil der Bedarf an Energie zum Heizen höher ist.

Die Anpassung der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf den Verbrauch gelingt bei den einzelnen Technologien unterschiedlich gut. Die meisten von ihnen sind direkt von den vorherrschenden Umweltbedingungen wie z.B. dem Vorkommen von Wind oder Sonne abhängig und bieten, mit Ausnahme der Abregelung, nur wenig Spielraum für eine Anpassung an den Verbrauch. Eine Sonderstellung nimmt nur Biomasse wie Silage, Gülle, Holz, etc. ein, die Energie bedarfsgerecht bereitstellen kann.

Bei der Photovoltaik, die direkt von der Intensität der Sonneneinstrahlung abhängt, können Betreiber durch angepasste Anlagenkonzepte eine höhere durchschnittliche spezifische Tagesleistung im Winter erzielen. Das zeigt eine Auswertung von knapp 5 000 Jahres-

Datensätzen des Maschinen- und Betriebshilfsring Schwäbisch Hall von insgesamt 477 Anlagen aus Baden-Württemberg.

SCHNELL GELESEN

Bei einem Anstellwinkel von über 40° liefern Solaranlagen im Winter rund 20 % mehr Ertrag.

Das ist für den Einzelbetrieb wichtig zu wissen, da er so beim Neubau den Selbstversorgungsgrad erhöhen kann.

Auch für die Energiewende ist die Erkenntnis wichtig. Denn damit ließen sich die nötigen Strommengen mit weniger Anlagenzubau erreichen.

SOMMER- UND WINTERERTRÄGE VON 477 ANLAGEN IM VERGLEICH

Anstellwinkel gegen Waagrecht	0–9°	10–14°	15–19°	20–24°	25–29°	30–34°	35–39°	40–44°	über 45°	Alle
Anzahl ausgewerteter PV-Anlagen	2	23	97	88	77	81	31	31	47	477
Jahresertrag (kWh/kWp)	1016	1036	1029	1032	1036	1036	1037	1051	1035	1035
Faktor Sommer/Winter	8,5:1	6,9:1	7,0:1	6,8:1	6,0:1	6,0:1	5,2:1	4,4:1	4,3:1	6,2:1
Täglicher Winterertrag in kWh/kWp	0,56	0,69	0,67	0,68	0,75	0,75	0,84	0,99	0,96	0,74
Im Verhältnis zur Standardausrichtung	75 %	92 %	89 %	91 %	100 %	100 %	112 %	131 %	128 %	-

top agrar; Quelle: Werner Schmid; Datenquelle: MBR Schwäbisch Hall (Thomas Braun)

△ „Faktor Sommer/Winter“ bedeutet das Verhältnis des Durchschnittsertrags an je einem Tag im Juni/Juli und im Dezember/Januar.

DIE ERGEBNISSE

- Der langjährige Durchschnittsertrag der 477 Photovoltaikanlagen mit weitgehender Südausrichtung in der Region Nord-Württemberg liegt bei 1035 Kilowattstunden je Kilowattpeak (kWh/kWp, siehe Tabelle).
- Den höchsten Durchschnittsertrag erzielten Anlagen mit einem Anstellwinkel von 40 bis 45°.
- Bei Anlagen mit kleinem Anstellwinkel (0 bis 9°) ist der Energieertrag an einem Sommertag durchschnittlich acht- bis neunfach höher als im Winter.
- Bei der Referenz (DN: 25 bis 34°) liegt der Faktor bei ca. 6:1, steil installierte Anlagen (DN: >40°) weisen hingegen ein Verhältnis von bis zu 4:1 auf.
- Anlagen mit einem Anstellwinkel größer 40° erzielen mit täglich rund

1 kWh/kWp in den dunkelsten Wintermonaten Dezember und Januar die höchsten durchschnittlichen Tageserträge.

MEHR ERTRAG IM WINTER

Die Ergebnisse haben großen Einfluss auf einzelbetriebliche Entscheidungen und auch die weitere Energiewende. Eine „Winteroptimierung“ der PV-Anlagen bringt im landwirtschaftlichen Betrieb höhere spezifische Erträge in der dunklen Jahreszeit und könnte so dazu beitragen, den Speicherbedarf zu reduzieren. Würden Anlagen konsequent nach „Winterertrag“ gefördert und gebaut, wäre 20 bis 25 % weniger Solaranlagenleistung zum Erreichen der Ziele der Energiewende nötig. Das würde Investitionskosten, Material,

Energie und Fläche für die Anlagen einsparen.

Aber bereits heute sind die vorhandenen Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten in der Lage, an manchen Sommertagen den kompletten Strombedarf der Nation zu decken – mit der Konsequenz, dass Anlagen abgeregelt oder Teile des überschüssigen Stroms zu negativen Tarifen im Markt „entsorgt“ werden müssen. Dieser Trend wird in Zukunft zunehmen, und je weniger intelligent der Anlagenpark, einzelbetrieblich oder in Sachen Energiewende, gestaltet wird, desto größer dürften die daraus resultierenden Nachteile ausfallen, sowohl auf der Seite der volkswirtschaftlichen Kosten als auch des Klima- und Ressourcenschutzes.

© hinrich.neumann@topagrar.com

Sichere Pachteinahmen – Solarenergie auf Ihrem Land!

Profitieren Sie neben der Landwirtschaft auf Ihren Flächen zusätzlich von gesicherten Pachteinahmen durch Solarenergie! Wir entwickeln mit Ihnen gemeinsam ein maßgeschneidertes Konzept zur effizienten und umweltgerechten Umsetzung Ihres Solarprojektes! wpd ist Ihr Partner – von der Planung bis zum Betrieb.



Sprechen Sie uns an:
wpd onshore GmbH & Co. KG
Julian Schreder T.: 07142 778-145
j.schreder@wpd.de www.wpd.de



Neue App: Ersatzteile für Ü20-Anlagen

Die Firma SecondSol hat sich auf die Ersatzteilversorgung von älteren Photovoltaikanlagen spezialisiert. Die neuwertigen Teile stammen aus Restbeständen von Projektierern oder Großhändlern.



Foto: SecondSol

△ Mitarbeiter von SecondSol prüfen eingehende Module, die als Ersatzteile eingelagert werden.

Viele Betreiber von älteren Photovoltaikanlagen beschäftigen sich vor allem mit Fragen, z. B., ob sie den Strom weiter einspeisen, an Stromvermarkter verkaufen oder selbst nutzen sollen. Der Weiterbetrieb gelingt jedoch nur, wenn die Anlage Strom produziert. Aber was ist, wenn ein Modul oder ein Wechselrichter ausfällt? Sehr häufig existiert der ursprünglich gewählte Hersteller nicht mehr. „Immer wieder brauchen Installateure Ersatzteile für ältere Solaranlagen. Vor allem

nach Sturm- oder Hagelschäden sind passende Module nicht einfach zu finden“, erklärt Stefan Wippich, Geschäftsführer der SecondSol GmbH aus Meiningen in Thüringen.

140 000 ERSATZTEILE

SecondSol hat sich darauf spezialisiert, Ersatzteile für ältere Solaranlagen zu liefern. In Meiningen besitzt die Firma inzwischen vier eigene Hallen mit ca. 2 600 m² Lagerfläche. Hier gibt es aktuell über 140 000 Ersatzteile, darunter

Module von BP, Shell, Isofoton, Solon, Tenesol, Bosch, Schott und Solarworld – alles Modulhersteller mit einst großen Namen, die allerdings entweder nicht mehr existieren oder aus dem Solargeschäft ausgestiegen sind. Aber auch Wechselrichter, Kabel, Anschlussdosen, Speicher und Ersatzteile für Montagesysteme befinden sich in dem Fundus. Einige Komponenten stammen noch aus dem Jahr 2000 oder weiter zurück.

Anfangs hat SecondSol Module aus der Insolvenzmasse der Hersteller auf-



Rührtechnik optimieren, Förderung kassieren!

Steigern Sie die Effizienz Ihrer Biogasanlage und reduzieren Sie Ihre Stromkosten. Tauschen Sie ein altes Tauchmotor-Rührwerk gegen ein effizientes Stallkamp-Modell aus und sparen Sie Stromkosten! Je nach Anlagenkonstellation kann die Rührtechnik von der BAFA mit bis zu 40%* gefördert werden. Sprechen Sie Ihren Energieberater an! Weitere Infos unter www.stallkamp.de/foerderung

| pumpen
| lagern
| rühren
| separieren

*Die Höhe der Förderung ist abhängig von der Stromersparung bzw. der jährlich eingesparten Tonne CO₂.

Tel. +49 4443 9666-0
www.stallkamp.de

MADE IN DINKLAGE



Foto: Neumann

△ Gebrauchte Module lassen sich mit moderner Technik auf Funktion prüfen.

gekauft, die inzwischen vom Markt verschwunden sind. Aktuell übernimmt SecondSol aber auch Restbestände auslaufender Leistungsklassen von Großhändlern wie BayWa r.e. oder Herstellern wie Heckert Solar, um in zwei oder drei Jahren ein solches Modul als Ersatzteil für eine Anlage parat zu haben. Weitere Quellen sind übrig gebliebene Bestände von Projektierern, die für ihre Projekte nicht alle bestellten Komponenten benötigen haben. Dazu kommen noch funktionstüchtige Komponenten von Versicherungsschäden oder sogar komplette Altanlagen, die die Betreiber gegen eine neue ersetzt haben.

REPARATUR MÖGLICH

„Gebrauchte Module oder Wechselrichter untersuchen wir in unserem Test- und Reparaturcenter“, sagt Wippich. Der Dienstleister bietet auch an, bei defekten Wechselrichtern zu checken, ob sich eine Reparatur lohnt. Ist der Schaden zu groß oder sind keine Ersatzteile vorhanden, kann der Kunde – falls vorhanden – auch ein generalüberholtes Gerät erhalten.

Die Gebrauchtteile bietet SecondSol auf dem gleichnamigen Solarmarktplatz www.secondsol.de online an. „Dort sind wir einer von rund 4000 Anbietern, wobei die meisten Neuware verkaufen“, sagt Wippich. Zusätzlich hat der Anbieter eine Ersatzteil-App entwickelt, über die Anlagenbetreiber fündig werden können.

NICHT JEDES MODUL GEEIGNET

Beim Austausch von defekten Komponenten müssen Anlagenbetreiber jedoch einiges bedenken. Neben rechtli-

chen Vorgaben (siehe Kasten, S. 46) gibt es auch technische Einschränkungen. „Nicht immer passen Module aus den aktuellen Produktionsserien als Ersatzteil. Strom, Spannung, Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung müssen zusammenpassen“, zählt der Solarexperte auf. Diese Werte sollten sich innerhalb eines Strings nicht um mehr als zehn Prozent unterscheiden. Dazu kommt noch, dass man nicht unbedingt Module mit unterschiedlichen Zelltechnologien in einem Anlagenabschnitt („String“) zusammenschalten sollte. Denn die technologische Entwicklung in den vergangenen Jahren war hier rasant.

Daneben setzen die Hersteller auch auf neue Lösungen bei der Kontaktierung. Längst sind zwölf Sammelschienen („Busbars“) oder neuartige Leiterbahnen („Zellgrids“) Standard. „Neue Module mit nur drei oder sechs Busbars sind selten. Auch die Geometrien haben sich mit den Zellgrößen verändert“, sagt Wippich.

Bei den Abmaßen hat SecondSol eine geringe Toleranz von 10 mm in der Übersicht der Produkte voreingestellt. „Sucht ein Nutzer in der Datenbank z.B. ein Chaori 185 Wp mit den Maßen 1580 x 808 mm, bekommt er eine Auswahl an passenden Produkten, z.B. ein Trina Solar 185 Wp oder Yingli mit 200 Wp. Die Maße liegen bei 1570/1590 x 798/818“, nennt er ein Beispiel. Zum Schluss muss der Suchende sich nur noch die Bilder wegen der Farbe und Rahmenhöhe anschauen.

Auch die Versicherungen schauen genau hin, was sie im Schadensfall er-

SCHNELL GELESEN

Viele Hersteller von Komponenten älterer Solaranlagen existieren nicht mehr.

Wer Ersatz für ein defektes Modul oder einen Wechselrichter sucht, findet teilweise noch neuwertige Komponenten beim Ersatzteilspezialisten SecondSol.

Dieser kauft Restbestände auf oder übernimmt Altanlagen, die gegen neue ausgetauscht werden.

Beim Tausch von Modulen müssen Sie nicht nur technische Besonderheiten berücksichtigen, sondern auch rechtliche Fallstricke.



Fotos: SecondSol, Neumann

◁ △ SecondSol lagert auch Restbestände ein. Wechselrichter gibt es inzwischen als generalüberholte Ware.

setzen. Grundsätzlich hat die Versicherung je nach Police die Möglichkeit, nur den Restwert des defekten Moduls zu zahlen, wenn es das ursprünglich verbaute Produkt oder den Hersteller nicht mehr gibt. „Wenn allerdings ein Originalmodul als Neuware verfügbar ist, erstattet die Versicherung in der Regel den gesamten Neuwert“, weiß Wippich aus Erfahrung.

ÜBERHOLTE WECHSELRICHTER

Bei Wechselrichtern spielt dagegen eine Rolle, mit welchen Extras die Anlage ausgestattet ist. Hat der Kunde z. B. ein besonderes Überwachungsdisplay oder einen speziellen Temperatursfühler angeschlossen, kann es sein, dass neuere Geräte diese älteren Extras nicht mehr unterstützen. „Je spezieller der Kunde ausgestattet ist, desto wichtiger ist es für ihn, einen Wechselrichter vom gleichen Typ zu erhalten“, weiß Wippich. Sollte es einmal kein passendes Austauschgerät geben, bietet SecondSol zusammen mit einer Partnerfirma an, den

Wechselrichter zu reparieren. Das kostet je nach Aufwand 400 bis 600 €. Und ist auch das nicht möglich, kauft der Dienstleister das Gerät an, um die noch funktionsfähigen Teile daraus als Ersatzteil verwenden zu können.

PREISE FÜR ERSATZTEILE

Die Preise für Ersatzteile sind nicht vergleichbar mit den Kosten für ein aktuelles Standardmodul vom Großhandel. Sie richten sich in der Regel nach dem Zustand, dem Alter und den ursprünglichen Beschaffungskosten.

So sind ältere Module nicht selten teurer. Die Gründe: Zum einen hat SecondSol die Module in einer Zeit eingekauft, als die Preise noch höher waren. „Das ist bei der schnellen Preisreduktion im Solarmarkt nicht unerheblich“, sagt Wippich. Zum anderen kommen die Kosten für die Lagerung, für die Anlieferung, das mehrfache Handling am Standort und für die Auslieferung zum Kunden dazu.

@hinrich.neumann@topagrar.com

RECHTSTIPPS

Was Sie beim Tausch beachten sollten

Beim Tausch von Komponenten gibt es rechtliche Klippen. „Bei der Photovoltaik zählt jedes Modul als eigenständige Anlage, das sein Inbetriebnahmehjahr und seine EEG-Vergütungshöhe mitnimmt, auch wenn es an einen anderen Standort versetzt wird“, erklärt Rechtsanwalt Dr. Helmut Loibl aus Regensburg. Das neue Modul erhält in der

Regel eine Vergütung als Neuanlage, gebrauchte Module ihre bisherige Vergütung.

Das EEG benennt jedoch drei Ausnahmen: Ersetzen Sie ein Modul wegen eines technischen Defekts, wegen Beschädigung oder nach einem Diebstahl, erhält das ersetzende Modul die Vergütung des bisherigen. „Dabei spielt es keine Rolle, ob dieses ersetzende Modul ein neues oder ein gebrauchtes Modul ist“, sagt Loibl. Das Gesetz schreibt nur vor, dass ein Ersatz bis zur selben Höhe der installierten Leistung wie vorher möglich ist.

In allen anderen Fällen, also beispielsweise, wenn Sie ein funktionsfähiges Modul allein aus optischen Gründen (Schnecken Spuren) ersetzen wollen, ist größte Vorsicht geboten: In diesem Fall nimmt das alte Modul seine EEG-Vergütung und Vergütungsdauer mit, während das ersetzende gebrauchte Modul entweder seine bisherige Vergütung behält oder – falls es älter als 20 Jahre und die EEG-Vergütung ausgelaufen ist – gar keinen Anspruch auf Vergütung mehr hat. „Unterschiedliche Vergütungssätze von Modulen auf einer einheitlichen Solaranlage sind nur schwer abzurechnen“, sagt Loibl.

DOKUMENTATION WICHTIG

Beim Austausch sollten Sie daher genau dokumentieren, dass ein zulässiger Austauschgrund vorliegt. Ansonsten sollten Sie den Netzbetreiber unterrichten, ebenso die Versicherung sowie die finanzierende Bank. „Wenn Module örtlich versetzt werden, sollten Sie durchgängig dokumentieren, wann und wo diese in Betrieb genommen sind und waren, zumindest dann, wenn Sie den EEG-Vergütungsanspruch mitnehmen möchten“, rät der Anwalt.

Im Regelfall verlangt der Netzbetreiber die Einhaltung der entsprechenden Vorgaben, insbesondere der neuen VDE-AR-N 4110 bzw. 4105 für den Netzanschluss. Insoweit sollten Sie vor dem Modultausch beim Netzbetreiber anfragen, ob bzw. welche Konsequenzen dies mit sich bringt.

Sofern für die Anlage eine entsprechende öffentlich-rechtliche Genehmigung vorliegt, muss diese gegebenenfalls geändert werden. Auch sollten Sie darauf achten, dass der jeweilige Stand der Technik eingehalten ist. Gerade beim Einbau älterer gebrauchter Teile ist dies stets sicherzustellen. Zudem sollte eine Fachfirma den Einbau vornehmen.



Foto: IBC Solar

△ Jedes Modul gilt als eigenständige Anlage. Das macht einen Tausch schwierig.

KRAFTSTOFF FÜR DIE MOBILITÄT DER ZUKUNFT

Lösungen für Biomethan und Wasserstoff

Projektierung | Betriebsführung | Absatzberatung | Service 24/7 | Zertifizierung
 ARCANUM Energy Systems GmbH & Co. KG | www.arcantum-energy.de



IMPRESSUM

Verlagsbeilage „Energiemagazin“
 von top agrar und profi

Redaktion:

Dr. Anja Boehrsen,
 Hinrich Neumann

Redaktionsanschrift:

Landwirtschaftsverlag GmbH,
 top agrar, D-48084 Münster,
 Tel.: +49 2501 801 6400,
 Fax: +49 2501 801 5554,
 E-Mail: redaktion@topagrar.com,
 Internet: www.topagrar.com

Chefredaktion:

Guido Höner,
 Matthias Schulze Steinmann

Titelbilder:

(1) IBC Solar, (3) Neumann

Layout:

Dilan Atalan, Beate Driemer,
 Claudia Reimann

Verlag:

Landwirtschaftsverlag GmbH,
 Hülsebrockstraße 2–8,
 48165 Münster,
 Telefon: +49 2501 8010

Geschäftsführer:

Werner Gehring,
 Dr. Ludger Schulze Pals,
 Malte Schwerdtfeger

Publisher:

Reinhard Geissel

Leiter Vertriebsmarketing:

Sylvia Jäger

Leiter Vertriebsmanagement:

Paul Pankoke

Leiter Media Sales

und verantwortlich für den
 Anzeigenteil:

Dr. Peter Wiggers

Anzeigendisposition:

Petra Feldmann,
 Tel.: +49 2501 801 2650

Anzeigenmarketing:

Jonas Patzelt,
 E-Mail: mediamarketing@lv.de,
 Telefon: +49 2501 801 1790

WIND- UND SOLARENERGIE

Consulting • Projektentwicklung • Investment • Projektvermarktung

EcofinConcept GmbH • tel 02433 970 471 • fax 02433 970 107
 www.ecofinconcept.de

**Gülleanlagen mit
 Kleinanlagenförderung
 Nutzen Sie Ihre Chance!**

*Informieren Sie sich
 zum neuen EEG 2021!*

Telefon: 09633/92344-0
 www.green-energy-zintl.de
 info@green-energy-zintl.de

top agrar ONLINE

Finde uns auf:

**WIR SUCHEN FLÄCHEN
 für die Windenergie**

IHRE VORTEILE:

- ✓ Hohe Pachterträge
- ✓ Direkte Beteiligung möglich
- ✓ Partnerschaft über 25 Jahre

REGIONALBÜROS
KASSEL: +49 561 8165712-0
OSNABRÜCK: +49 541 770688-0
 www.vsb.energy

energy for you

f3.de

Das Online-Magazin
 für grüne Innovationen!

**Hochwertige Komponenten
 für die Umwelttechnik**

AGROTEL®

Freitragendes Kuppeldach

Doppelmembrangasspeicher

Betonschutzfolie WireTarp

Behälterabdeckung mit Mittelstütze

+49 (0) 8503 914 99 0 | www.agrotel.eu | info@agrotel.eu

terra organic
 by terrawater

Nährstoff - Trennung

Gülle statt Mais • Volumenreduktion • Gärproduktveredelung

Ein System, drei Anwendungen

Anwendung 1: Einsatz vor der Fermentation
 Anwendung 2: Einsatz während der Fermentation
 Anwendung 3: Einsatz nach der Fermentation

- ▷ N&P-Reduktion
- ▷ Düngerproduktion
- ▷ Maisersatz
- ▷ ASL zu SSA
- ▷ KWK-Bonusfähig
- ▷ Substratoptimierung
- ▷ Reduktion von
- ▷ Transportkosten
- ▷ Lagervolumen
- ▷ Ammoniakgrenze

effektiv kosten reduzieren

Wischhofstraße 1-3, Gebäude 11
 D - 24148 Kiel / Germany
 fon : +49 (0)431 - 22001-0
 fax : +49 (0)431 - 22001-29
 email : info@terrawater.de
 www.terrawater.de

EUROP
 Pumpen-, Anlagen- und Systemtechnik GmbH

**Separation von Gülle und
 Biogassubstrat**

Die richtige Lösung

1. weil die Kosten für Wartung und Instandhaltung überschaubar bleiben.
2. weil der Phosphorgehalt für die Bodenbearbeitung bedeutend ist.
3. weil sich die Investition durch niedrige Wartungskosten und gute Resultate amortisiert.

deshalb entscheiden sich immer mehr Betriebe für den robusten EURO-P Siebtrommelseparator

Euro-P Kleindienst GmbH, 23611 Bad Schwartau
 Tel. 0451-293090, Fax 2930929, www.euro-p.de

**Freiland- und Dachflächen
 weiter rentabel**

**Seit 15 Jahren Ihr zuverlässiger
 Partner im PV Sektor**

Unser Schwerpunkt sind PV-Parks und Dachflächenanlagen von 100 kWp bis 5 MW
 Wir liefern hochwertige, namhafte Technik
Fertig montiert ab 449,- € pro kWp - bundesweit
 Referenzen vorhanden, Besichtigungen möglich
 Wir pachten alt. auch Ihre Dachflächen an!

PHOTOVOLTAIK • BHKW TECHNIK • ENERGIETECHNIK

Technoplan ■ Dipl.-Ing. Christoph Cord
 Coerdestraße 37 ■ 48147 Münster
 E-Mail: technoplan-ms@web.de
 Tel. 0251 20079034
 Tel. 0176 10573049

TECHNOPLAN
 Ingenieurbüro für Gebäudemanagement & Energietechnik

Batteriespeicher werden günstiger

Eine Auswertung von C.A.R.M.E.N. zeigt: Heute gibt es Batteriespeichersysteme für Industrie und Gewerbe für unter 800 €/kWh. Die Akkus übernehmen immer mehr Funktionen.

Kosten von 800 € je kWh Speicherkapazität: Dieser Wert gilt als Grenze, ab der Batteriespeicher wirtschaftlich werden. „Im Schnitt liegen die Kosten für Batteriespeichersysteme bei 840 bis 880 €/kWh. Bei Speichern im Heimbereich unter 10 kWh muss man allerdings noch mit 1 000 bis 1 200 €/kWh rechnen“, berichtet Tabea Falter, Solarstrom- und Speicherspezialistin beim bayerischen Netzwerk C.A.R.M.E.N. aus Straubing.

Die Preise stammen aus der „Marktübersicht Batteriespeicher 2021“ der Beratungsorganisation, die seit 2014

erscheint. Die aktuelle Version umfasst 500 Systeme von 37 Herstellern. 82 % der gemeldeten Systeme basieren auf Lithium-Ionen, wobei Lithium-Eisenphosphat die häufigste Variante ist. Bleibatterien sind nur noch zu 7 % vertreten. Weiter in der Übersicht sind Salzwasser-, Redox-Flow- und Salzschmelzebatterien.

GROSSE PREISUNTERSCHIEDE

Die Preisspanne liegt bei Li-Ionen zwischen 491 bis 2 350 €/kWh. „Sehr kleine Batterien oder Modelle mit speziellen Eigenschaften sind teurer“, er-

klärt Falter. Allerdings sind bei einigen Herstellern die Batteriewechselrichter im Preis enthalten, bei anderen nicht.

Die Preise für Speicher über 10 kWh sind seit 2015 um 44 % auf 709 €/kWh gesunken. „Der Preisverfall wird anhalten, weil Batteriezellen wegen der wachsenden Produktionskapazitäten günstiger werden“, erklärt Falter. Treiber dafür ist die Elektromobilität.

Weitere zentrale Ergebnisse:

- Die Hersteller geben im Schnitt die mögliche Zahl der Vollzyklen (vollständiger Lade- und Entladevorgang) bei Li-Ionen mit 6 250 an.



Fotos: Neumann

- Nach 15 Betriebsjahren liegt die Nutzkapazität der Li-Ionen im Schnitt bei 75 %. Damit ist bei den meisten Batterien nach 15 Jahren das Lebensende erreicht. Die Angabe ist für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wichtig.
- Bei der Strommenge, die sich nach Einspeichern von 5 kWh wieder aus-speichern lässt, schneiden Li-Ionen-Batterien mit 93 % am besten ab, gefolgt von Blei-Batterien (90 %).
- 75 % der Batteriespeichersysteme in der Marktübersicht sind dreiphasig, 23 % einphasig, der Rest ist zweiphasig bzw. ohne Angabe.
- Bei einphasigen Speichern sind bis zu 16,2 kW Lade- und Entladeleistung möglich, bei dreiphasigen Geräten zwischen 20 kW und 8,7 MW.
- 40 % der Akkus sind notstromfähig.
- Die Regelgeschwindigkeit liegt bei Li-Ionen-Batterien zwischen 0,002 und 4 Sekunden. Das ist die Dauer bei einem Leistungssprung von 0 auf 100 %.
- Sechs Jahre Produktgarantie geben Hersteller von Li-Ionen im Schnitt, Hersteller von Blei-Akkus dagegen nur zwei bis drei Jahre, bei Redox-Flow-Batterien sind es zehn Jahre.

AUFGABEN IM STROMMARKT

Betreiber von Photovoltaikanlagen installieren Batteriespeicher, um damit mehr eigenen Strom in Haushalt oder Betrieb nutzen zu können. Die Speicher werden bei Sonnenschein mit dem Strom beladen, der aktuell nicht verbraucht werden kann. „Wenn der Speicher mittags geladen ist, wenn die PV-Anlage mit voller Leistung produziert, gehen überschüssige Mengen ins Netz“, sagt Spezialistin Falter. Das führt dazu, dass die Netze mittags belastet werden und der Strompreis sinkt.

Eine Alternative ist das „netzdienliche Laden“, das moderne Batteriespeichersysteme mittlerweile beherrschen: Der Speicher lädt dabei nicht automatisch am Vormittag, sondern hält Kapazitäten für die Mittagsspitze vor. Das entlastet das Stromnetz. In der C.A.R.M.E.N.-Marktübersicht können 60 % der Li-Ionen-Speicher unter 10 kWh Speicherkapazität netzdienlich laden, bei Modellen über 10 kWh sind es 80 %.

Die Steuerung der Speicher könnte entweder prognosebasiert oder zeitgesteuert erfolgen. „Langfristig ist aber wichtig, dass das automatisch und intelligent gesteuert unter Einbezug von Wetterprognosen erfolgt. Ansonsten



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

könnte es sein, dass der Speicher bei bedecktem Himmel am Ende des Tages nicht geladen ist“, erklärt sie.

Hierbei hilft ein Energiemanagementsystem (EMS): Gemeint ist eine Softwareplattform, eine Art Betriebssystem, mit dem verschiedene Akteure der Energiewende miteinander vernetzt werden sollen wie Stromspeicher, Wechselrichter, Wärmepumpen, Ladesäulen usw. Bei einem „Open EMS“ lassen sich sogar Systeme verschiedener Hersteller kombinieren. 63 % der Batterien in der Marktübersicht sind mit einer speziellen Herstellersoftware ausgestattet, 14 % mit einem reinen „Open-EMS“, 30 % bieten beides an.

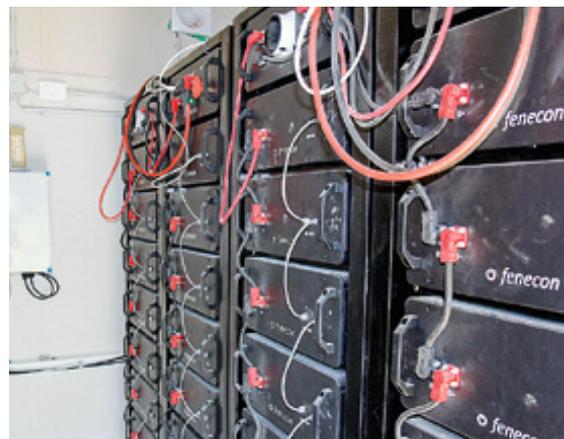
VERKAUF VON REGELENERGIE

Mit der Regelernergie sorgen Netzbetreiber dafür, die Soll-Frequenz des Stromnetzes von 50 Hertz aufrecht zu erhalten. Je nach Schnelligkeit und Dauer, mit der die Regelleistung bereitgestellt werden muss, unterscheidet man Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. „Stromspeicher sind sehr reaktionsschnell, sie können innerhalb von wenigen Sekunden auf Netzschwankungen reagieren“, nennt Falter einen Vorteil.

Die meist kleinen Stromspeicher bringen aber nicht die nötige Mindestmenge, um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu dürfen. Daher schalten Dienstleister einzelne Speicher zu großen virtuellen Kraftwerken zusammen. Das übernehmen teilweise auch Speicherhersteller, die Pools aus vernetzten

◁ Die Marktübersicht Batteriespeicher gibt es als PDF oder online.

▽ In vielen landwirtschaftlichen Betrieben stehen bereits größere Speicher.



Batterien aufbauen. „Langsam entwickeln sich jetzt auch unabhängige Anbieter, die Speicher von unterschiedlichen Batteriespeicherhersteller vernetzen wollen“, ergänzt sie.

Bei den Systemen in der Marktübersicht kann etwa ein Drittel Primärenergieerzeugung (PRL) anbieten, ein Viertel Sekundärerzeugung (SRL). PRL überwiegt, weil SRL für einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen muss und damit eine höhere Kapazität bereitstellen muss. „Das funktioniert bei kleineren Speichern nicht“, sagt sie.

Die komplette Marktübersicht finden Sie unter www.carmen-ev.de

📧 hinrich.neumann@topagrar.com

SCHNELL GELESEN

Batteriespeicher für Gewerbebetriebe sind heute schon für unter 800 €/kWh auf dem Markt, die Kosten sinken weiter.

Den Markt dominieren Modelle mit Lithium-Ionen und dreiphasige Systeme.

Neue Technologien wie Redox-Flow- oder Salzsäurebatterien sind auch auf dem Markt zu finden.

Mit Energiemanagementsystemen können die Akkus die Ladung so anpassen, dass sie das Stromnetz entlasten.

Eine neue Option ist der Verkauf von Regelernergie.

Terra Preta aus Oberfranken

Familie Saßmannshausen erzeugt aus Pflanzenkohle und Pferdemist Blumenerde, die in 20 kg-Säcken verkauft wird. Die Zukunftsaussichten sind sehr gut.

UNSER AUTOR

Frank Friedrich, freier Journalist

Terra Preta (portugiesisch für „Schwarze Erde“) ist als die Wundererde aus dem Amazonasgebiet mit erstaunlicher Fruchtbarkeit bekannt. Das Start-up Unternehmen Bionero der Familie Saßmannshausen aus dem bayerischen Thurnau (Oberfranken) stellt diese Erde, deren wichtigster Bestandteil Pflanzenkohle ist, seit Oktober 2018 in Deutschland her. Dafür hat die Familie die Firma Bionero gegründet und verkohlt Hackschnitzel in einer Pyrolyseanlage des Herstellers Pyreg aus Dörth im Hunsrück (www.pyreg.de).

Bionero besitzt eine Anlage „Pyreg 500“ (Brennstoffleistung 500 kW, thermische Leistung 150 kW, Input bis zu 750 t TM, Output 200 t TM Kohle). Die Betreiber wollten anfangs ein Gemisch aus dem eigenen Pferdemist und Hackschnitzeln aus den umliegenden Wäldern verkohlen. Doch der Pferdemist erhöhte den Wartungsaufwand. Darum setzt Bionero für die Kohleproduktion jetzt nur noch Holz ein, der Mist kommt später dazu.

VERSCHIEDENE STOFFE GETESTET

Der Prozess verlangt einen möglichst homogenen Inputstoff. Der TS-Gehalt sollte bei 80 % liegen. Je kleiner das Material ist, desto schneller läuft die Verkohlung ab. Familie Saßmannshausen hat verschiedene Stoffe versuchsweise eingesetzt wie Getreide, Stroh, Klärschlamm, Landschaftspflegematerial oder Sägemehl. Das Pyregverfahren ist für viele Inputstoffe geeignet. Wichtig ist nur, dass sie einen Mindestheizwert von 9 bis 10 MJ/kg haben.

Die Anlage ist mit einem Vorratsbunker ähnlich wie eine Biogasanlage ausgestattet. Von diesem werden die Hackschnitzel über eine Schnecke kontinuierlich zur Verkohlung transportiert. Zu Beginn des Prozesses wird die Anlage für 1,5 bis 2 Stunden mit Flüssig-



△ Der Reaktor der Pyreg-Anlage.

▷ Die Verpackungsline für die fertige Blumenerde.



gas auf Betriebstemperatur aufgeheizt. Später läuft die Anlage mit der eigenen Verbrennung des entstehenden Gases. Der Inputstoff wird über zwei Schnecken in den Reaktor befördert. Zu Beginn des Verkohlungsprozesses beträgt die Temperatur 300 °C und steigt auf 600 °C. Die Verweilzeit beträgt ca. eine halbe Stunde im Reaktor. Mit Temperatur und Dauer hat der Betreiber die größten Einflussmöglichkeiten im Verkohlungsprozess, die er vor allem bei komplizierten Inputstoffen wie Klärschlamm nutzen muss. „Die Temperatur muss unterhalb des Ascheerweichungspunktes des Inhaltsstoffes liegen, um einer übermäßigen Schlackebildung entgegenzuwirken“, erklärt Aaron Saßmannshausen.

Eine Zellenradschleuse wirft die entstandene Kohle zur Abkühlung aus. Das im Reaktor entstehende Gas enthält viel Methan und gelangt über Unterdruck zum Flox-Brenner, der es flammenlos verbrennt.

Wenn belastetes Material wie Klärschlamm verkohlt wird, können die Schwermetalle über einen Aktivkohlefilter nach dem Abgaswärmetauscher herausgefiltert werden. Die in der Brennkammer entstehende Wärme heizt den Reaktor. Die überschüssige Abwärme nutzt Familie Saßmannshausen über einen Wärmetauscher zum Trocknen von Hackschnitzeln. Ein Verkauf der Wärme an die umliegenden Betriebe

▽ Aaron Saßmannshausen mit der fertigen Pflanzenkohle.



Fotos: Friedrich

ist ebenfalls für die Zukunft angedacht. Der Eigenstromverbrauch, hauptsächlich für den Betrieb der Förderschnecken, liegt bei niedrigen 12 kWh.

EINE TONNE KOHLE PRO TAG

Bei voller Leistung entsteht pro Tag aus 3,6 t Hackschnitzeln 1 t Pflanzenkohle. Die Kohle besteht aus 90 % Kohlenstoff, der Rest sind P, K und Mg. Nach Untersuchungen von Prof. Bruno Glaser von der Universität Halle hat 1 g Kohle eine Oberfläche von 300 bis 800 m². Dies ist der Grund für die hohe Speicherkapazität für Wasser und Nährstoffe der Kohle.

Die Kohle von der Fa. Bionero ist von der französischen Gesellschaft Ecozert bio-zertifiziert und von dem Forschungsinstitut für biologischen Landbau (FiBL) als Bodenhilfsstoff anerkannt. Auch hilft sie in der Tierfütterung, wie erfolgreiche Versuche im eigenen Pferdepensionsbetrieb bei Koliken oder Durchfall belegen.

MISCHUNG MIT PFERDEMIST

Doch die Kohle selbst ist nur ein Bestandteil der Blumenerde. Aaron Saßmannshausen lässt den Mist der eigenen Pferde und weitere Grünabfälle von einem Partnerbetrieb zusammen mit 15 Vol.-% Pflanzenkohle kompostieren. Die Pflanzenkohle wird erst nach drei Monaten zugemischt und dann weitere drei Monate gemeinsam verrottet. Durch die lange Rottezeit lädt sich der Nährstoffspeicher der Kohle auf und sorgt für die besonderen Eigenschaften des Substrats. Dieses wird mithilfe eines Industrieroboters auf einer Verpackungsstraße in 20 l-Plastiksäcke gefüllt und unter der Eigenmarke „Bioaktiverde“ über diverse Baumärkte (Baywa, Schicker) und online vermarktet (Endverkaufspreis 10 €). Die Markteinführung war im Frühjahr 2019.

„Der Absatz von Erden und Substraten erfolgt hauptsächlich von März bis Juli“, berichtet Uwe Saßmannshausen. „Wir können im Jahr bis zu 750 000 Säcke unserer Erde erzeugen.“ Der Arbeitsaufwand für die Betreuung der Anlage liegt bei ca. 3 Stunden täglich (Fütterung, Schmieren, Reinigen, Kontrolle). Daneben wird einmal in der Woche eine größere Revision mit Reinigung (Staub entfernen, Schlacke entfernen, Filter reinigen) durchgeführt.

Die Anlage läuft bisher zur Zufriedenheit der Betreiber. Die Betreuung

SCHNELL GELESEN

Mit einer Pyrolyseanlage erzeugt der Betrieb zunächst aus Hackschnitzeln Pflanzenkohle mit 90 % Kohlenstoff.

Die Kohle wird anschließend mit Pferdemist vermischt und gemeinsam verrottet.

Das fertige Produkt vermarktet der Betrieb als Bioaktiverde über Großmärkte bzw. online.

Die anfallende Wärme nutzt der Betrieb zur Selbstversorgung, will diese aber künftig auch verkaufen.

durch den Hersteller Fa. Pyreg ist gut. Bei Störungen kann diese über Fernwartung auf die Steuerung zugreifen.

Die Investitionen in die Herstellung der Terra Preta waren sehr hoch, insgesamt hat Familie Saßmannshausen 2 Mio. € in den Aufbau der Firma gesteckt, wovon 750 000 € auf die Pyreg-Anlage entfielen. „Wir erzeugen ein nachhaltiges Qualitätsprodukt, dass nicht mit normaler Blumenerde zu vergleichen ist“, sagt Senior Uwe Saßmannshausen. Denn die heute zu kaufende Erde besteht oft aus einem Gemisch aus Torf und mineralischem NPK-Dünger.

FÜR DEN ACKERBAU ZU TEUER

Für den Einsatz im Ackerbau ist die Pflanzenkohle aus Hackschnitzeln zu teuer. „Hier müssten wir einen Inputstoff haben, der uns noch Erlöse über Entsorgungskosten wie z.B. Klärschlamm liefert“, sagt er.

Die Versuche mit der Pyrolyse von Klärschlamm waren vielversprechend. Die entstandene Kohle enthielt noch 20 % Phosphor, der für Ackerbauern wichtig ist, berichtet Aaron Saßmannshausen. Der Pyrolyseprozess entfernte organische Schadstoffe, die Schwermetalle lagen weit unter den Grenzwerten. Leider erschweren bürokratische Hindernisse den Einsatz derzeit.

Aktuell arbeiten die Gründer am Absatz ihres Produktes und weiteren Einsatzmöglichkeiten der Pflanzenkohle. Der Gewinn des „green product awards 2020“ und des „deutschen Nachhaltigkeitspreises 2020“ zeigt Vater und Sohn Saßmannshausen, dass sie auf dem richtigen Weg sind. Auch ist er Ansporn, das Produkt weiterzuentwickeln.

© hinrich.neumann@topagrar.com

„Windräder müssen grundlastfähig sein“

Das Ingenieurbüro windwise aus Münster hat eine neuartige Windkraftanlage entwickelt, die sich auch für das Repowering in der Landwirtschaft eignen würde.

Geschäftsführer Benno Sandmann erklärt die technischen Details.

Sie haben einen neuartigen Anlagentyp mit Namen „maxcap“ entwickelt. Was ist das Besondere daran?

Sandmann: Unser Ziel war eine möglichst grundlastfähige Anlage. Sie soll eine hohe Volllaststundenzahl liefern, also gleichmäßig über das Jahr verteilt viel Strom produzieren.

Warum ist das sinnvoll?

Sandmann: Bisher hat sich die Windindustrie am Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) orientiert. Nach dem EEG wurde jede erzeugte Kilowattstunde Strom vergütet, egal, zu welcher Zeit sie produziert wurde. Daher war es sinnvoll, die Leistung zu maximieren. Aber künftig muss sich die Windenergie stärker am Strommarkt orientieren. Nach dem neuen EEG 2021 erhalten Betreiber beispielsweise keine Vergütung mehr, wenn der

Strompreis an der Börse über vier Stunden negativ ist. Das ist gerade dann der Fall, wenn es viel Wind und damit viel Windstrom gibt. Daher ist es sinnvoll, dass eine Anlage auch bei weniger Wind viel Strom produziert, also zu Zeiten, in denen der Strompreis höher ist. Das Thema hatte uns schon länger beschäftigt. Vor vier Jahren wurde im Klimaschutzwettbewerb Nordrhein-Westfalen zufällig genau dieser Anlagentyp ausgeschrieben. Wir haben uns mit unseren Partnern, dem Center for Wind Power Drives der RWTH Aachen und dem Getriebehersteller Eickhoff erfolgreich beworben.

Wie genau unterscheidet sich die Anlage jetzt von anderen Typen?

Sandmann: Die Anlage hat eine Nennleistung von 2,3 MW und 141 m Rotordurchmesser. In Europa werden sehr häufig Anlagentypen mit ähnlichem Rotordurchmesser, aber 3,5 bis 5 MW Nennleistung installiert. Sie werden in der Regel bei 11 m/s abgeregelt. Das bedeutet: Die Blätter werden verstellt und aus dem Wind gedreht. Bei unserer maxcap-Anlage geschieht das schon bei 8 m/s.

Welchen Einfluss hat das auf die Volllaststunden?

Sandmann: Mit diesem großen Rotordurchmesser kommen wir auf 3 500 bis 4 000 Volllaststunden. Das bedeutet einen Kapazitätsfaktor von 40 % an Schwachwindstandorten, 50 % an Windstandorten der Klasse 2 oder 3. Als Kapazitätsfaktor wird das Verhältnis der Volllaststunden zur Jahresstundenzahl bezeichnet. Bei heutigen Windenergieanlagen gelten 25 % als guter Wert. Der vergleichsweise hohe Kapazitätsfaktor hat im Übrigen auch

SCHNELL GELESEN

Die Anlage „maxcap“ hat einen relativ großen Rotordurchmesser, aber nur 2,3 MW Leistung.

Sie wird bei 8 m/s Windgeschwindigkeit abgeregelt.

Die Zahl der Volllaststunden soll nach Angaben der Entwickler bei 3 500 bis 4 000 im Jahr liegen – fast doppelt so viel wie bei herkömmlicher Technik.

Die geringere Windlast sorgt dafür, dass die Entwickler Gewicht und Kosten einsparen konnten.

zur Namensgebung für unsere Anlage „maxcap“ geführt. Neben der höheren Auslastung ist auch die Gewichts- und Kosteneinsparung besonders wichtig.

Wie erreichen Sie das?

Sandmann: Eine Anlage wird immer nach der maximalen Windlast ausgelegt. Diese liegt zu dem Zeitpunkt an, kurz bevor die Steuerung die Blätter aus dem Wind dreht. Da unsere Anlage nicht bei 11, sondern schon bei 8 m/s aus dem Wind dreht, ist der Schub geringer. Wir können damit z. B. bis 130 m Turmhöhe einen leichten Stahlurm verbauen. Er ist deutlich günstiger als die sonst üblichen Betontürme. Auch bei den Rotorblättern und dem Maschinenhaus sparen wir Gewicht und damit Kosten ein. Das ist wichtig für Zeiten, in denen es keine feste Einspeisevergütung mehr gibt.

Inwiefern?

Sandmann: Hohe Windgeschwindigkeiten sind eher selten. Damit sind auch die Zeiten, in denen die Anlage



Fotos: Windwise

△ Benno Sandmann ist Geschäftsführer der windwise GmbH aus Münster.



△ Die maxcap-Anlage auf dem Prüfstand des Center for Wind Power Drives (CWD) an der RWTH Aachen.

ihre Nenngeschwindigkeit erreicht, gering. Trotzdem muss eine Anlage auf den kurzen Zeitraum mit hohen Windlasten ausgelegt werden. Das macht die Technik teuer. Darum lohnt es sich, früher abzuschalten und die Anlagen leichter auszuliegen.

Aber wird der technische Fortschritt bei den Speichern nicht dafür sorgen, dass Windstrom, der in Zeiten mit viel

Wind und wenig Verbrauch produziert wird, gespeichert und später genutzt werden kann?

Sandmann: Das könnte man meinen, doch auch bei Speichern ist eine hohe Volllaststundenzahl sinnvoll. Das Gleiche betrifft die Elektrolyse, um aus dem Strom Wasserstoff zu produzieren. Die Anlagen dazu sind teuer. Es ist falsch anzunehmen, man könnte nur die nicht benötigten Stromspitzen zu

Wasserstoff machen. Wir brauchen dafür eine möglichst kontinuierliche Produktion. Auch das wäre mit unserer Anlage möglich.

Welche Projekte oder Kunden haben Sie damit speziell im Blick?

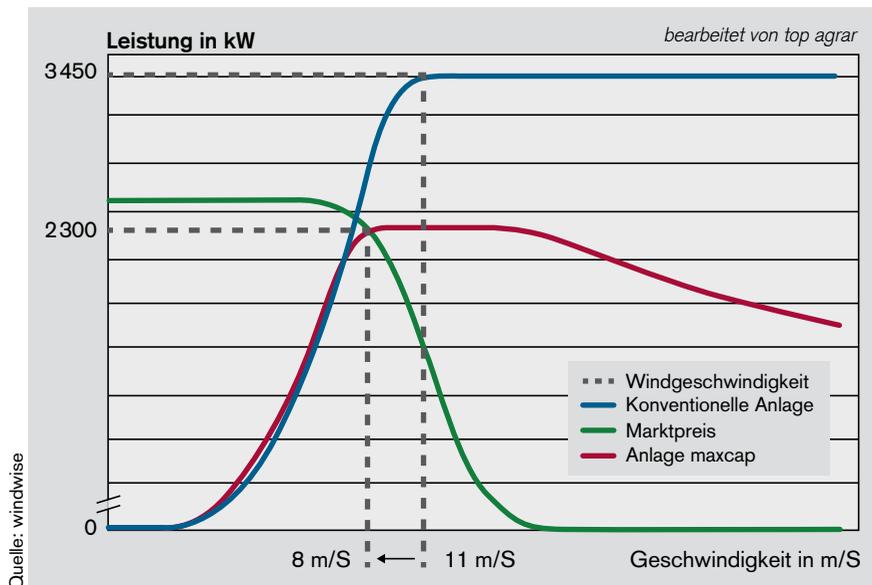
Sandmann: Interessant ist die maxcap mit ihrer Volllaststundenzahl z. B. für Industriebetriebe, die auf ihrem Gelände Platz für das Windrad haben und ihren eigenen Strom günstig herstellen wollen, ohne ihn ins Stromnetz einzuspeisen. Aber auch für die Landwirtschaft könnte die Anlage jetzt eine Lösung sein. Denn viele Pioniere haben Altanlagen in Hofnähe stehen. Für größere Anlagen reicht oft der Platz oder auch die Kapazität des Netzanschlusspunktes nicht aus.

Wie ist der Stand heute und wie geht es jetzt weiter?

Sandmann: Die Entwicklung ist abgeschlossen, die Anlage hat alle nötigen Tests auf dem Prüfstand abgeschlossen und bestanden. Jetzt warten wir auf die Baugenehmigung, um im vierten Quartal 2021 im Raum Münster den Prototypen errichten zu können. Anschließend soll die Anlage in Lizenz von Partnerfirmen gebaut werden, da wir selbst vorrangig Ingenieursdienstleistungen anbieten und kein Anlagenhersteller sind.

© hinrich.neumann@topagrar.com

DIE LEISTUNGSKURVEN IM VERGLEICH



△ Konventionelle Anlagen werden bei 11 m/s abgeregelt, die maxcap-Anlage bei 8 m/s.



△ Moderne Anlagen nehmen weniger Fläche in Anspruch.

Leistung der Windenergie unterschätzt

Eine neue Studie der Deutschen WindGuard hat untersucht, wie sich der technische Fortschritt bis 2030 auf die Windstromproduktion auswirkt. Fazit: Die Anlagen können deutlich mehr.

Der technische Fortschritt macht Windenergieanlagen leistungsfähiger und sorgt dafür, dass sie immer mehr Volllaststunden produzieren. Damit kann die Technik kontinuierlich mehr Strom erzeugen als die Bundesregierung bisher in ihren Szena-

rien annimmt. Das zeigt die Studie „Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land – Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen“ der Deutschen WindGuard, die der Bundesverband Windenergie (BWE) und der Landesverband Erneuerbare Energien NRW (LEE

NRW) in Auftrag gegeben hatten. Die Studie beschreibt erstmals ausführlich die Auswirkungen von Fortschritten bei der Windenergie-technologie auf die tatsächlichen Erzeugungsmengen. Sie kann damit als Basis für weitere Berechnungen und Potenzialeinschätzungen die-

nen. „Viele Studien gehen heute von 1500 bis 2000 Volllaststunden pro Anlage und Jahr aus. Unsere Mitglieder berichten jedoch, dass die Stromproduktion heute schon deutlich höher ist“, erklärt Christian Mildenerger, Geschäftsführer des LEE NRW.

Das hat auch Auswirkungen auf die Sektorkopplung: Die Bundesregierung geht von 70 % Importbedarf für „grünen“ Wasserstoff in der Zukunft aus. Wenn mehr Strom im Inland produziert wird, könnte aber auch die Wasserstoffproduktion hierzulande höher sein.

MEHR LEISTUNG

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass durch den Einsatz moderner Windenergieanlagen mit höheren Volllaststunden allein auf den bisher ausgewiesenen Flächen die Windstromerzeugung auf über 200 Terawattstunden (TWh) bis 2030 verdoppelt werden könnte. Gleichzeitig könnte die Anlagenzahl auf 18000 bis 21000 und damit um ein gutes Drittel gegenüber heute reduziert werden.

Auf den bereits ausgewiesenen Flächen werden bis 2030 zahlreiche ältere Anlagen durch moderne ersetzt (Repowering). Zudem bleiben aber auch noch viele Altanlagen weiterhin in Betrieb. Diese Bestandsanlagen könnten nach Berechnung von WindGuard gemeinsam mit ca. 12.500 neuen, moder-

nen Windenergieanlagen 212 TWh Ertrag im Jahr 2030 erbringen. Würde die Flächenkulisse von heute 0,9 auf 2 % der Landesfläche erweitert, so wären rund 500 TWh Windstrom im Binnenland möglich. „Wir brauchen einen neuen Blick auf die Bestandsflächen und das Repowering. Heute ist in Deutschland nicht einmal ein Prozent der Fläche für Windenergie im Binnenland ausgewiesen. Doch schon damit könnten wir bis 2030 knapp 40 % des Strombedarfs decken“, sagt BWE-Geschäftsführer Wolfram Axthelm.

Würde dieser Flächenanteil auf 2 % der Bundesfläche erhöht werden, so könnte die Windenergie nahezu den gesamten Strombedarf decken. Axthelm: „Die Windenergie ist für eine CO₂-neutrale Zukunft unverzichtbar. Dafür braucht es eine kluge Flächenbereitstellung in allen Bundesländern.“

NEUE ANLAGENKLASSE MIT 7 MW

Zu berücksichtigen ist zudem die fortlaufende technologische Entwicklung. Die Hersteller von Windrädern arbeiten derzeit an einer neuen Anlagenklasse mit über sieben Megawatt Leistung, die in drei bis fünf Jahren verfügbar sein wird. Nach Berechnungen des LEE NRW könnten 2040 sogar mit der gleichen Anzahl Windkraftanlagen wie heute über 700 TWh Strom im Binnenland produziert werden.

Der zukünftig durch Elektromobilität, Wärmepumpen und die Produktion von grünem Wasserstoff steigende Strombedarf könne so in der Kombination von Onshore Wind, Offshore Wind, Solarstrom, Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie komplett gedeckt werden. Dazu meint Christian Mildenerger: „Es gibt in Deutschland keine Ökostromlücke. Es gibt heute nur eine Genehmigungslücke, die schnell überwunden werden muss, damit wir die Klima- und Energieziele erreichen.“

@ hinrich.heumann@topagrar.com

SCHNELL GELESEN

Schon heute produzieren Windräder auf 1 % der Fläche in Deutschland ca. 40 % des Stroms, der hierzulande verbraucht wird.

Mit modernen Anlagen ließe sich auf den heute ausgewiesenen Windparkflächen doppelt so viel Strom produzieren.

Die Studie zeigt, dass der künftig steigende Strombedarf für E-Autos, Wärmepumpen und Wasserstoffproduktion durch moderne Windenergietechnik gedeckt werden kann.



ERNEUERBARE
ERNTE
ERTRÄGE DAS GANZE JAHR



Der Energieparkentwickler

SIE MÖCHTEN AN DER ENERGIEWENDE TEILHABEN?

Ob Acker, Weideland oder Wald – erfahren Sie, ob Ihr Land für die „Ernte“ von Wind oder Sonne geeignet ist.

WWW.UKA-GRUPPE.DE
/LANDEIGENTUEMER
/FLAECHEPRUEFUNG



Foto: Neumann

△ Raps liefert nicht nur Öl als Kraftstoff, sondern auch GVO-freies, heimisches Eiweißfuttermittel.

So rechnet die Politik Biokraftstoffe schlecht

Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Rapsöl haben eine schlechtere Klimabilanz als Diesel, kritisiert das BMU. Analysen zeigen aber, dass die Politiker dabei die Futtermittelproduktion außer Acht lassen.

Nach Ansicht des Bundesumweltministeriums verursachen Biokraftstoffe dreifachen Schaden: Für die Ernährung, da wertvolle Acker-

flächen verloren gingen, für die Natur, die durch Regenwaldrodung und Monokulturen zerstört werde und sogar für das Klima. „Denn herkömmlicher

Biosprit stößt in der Summe oft deutlich mehr Treibhausgase aus als Benzin und Diesel“, sagte Bundesumweltministerin Svenja Schulze und bezieht sich

auf das Gutachten zur „Landwende im Anthropozän“. Dieses hatte der „Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen“ (WBGU) erstellt. Schulze setzt statt auf Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse auf Abfall- und Reststoffe wie Gülle und Altspeiseöle sowie auf Kraftstoffe auf Basis von Wind- und Solarstrom, zu denen „es keine effizienteren Alternativen gibt“.

Laut Gutachten hätten der verbreitete Einsatz von billigem Palmöl in verschiedenen Industriezweigen in der EU bzw. in Deutschland sowie die Förderung der Bioenergie inklusive der Biokraftstoffe zu Entwaldung, Wasserverknappung und steigenden Lebensmittelpreisen in Entwicklungs- und Schwellenländern beigetragen. Doch die Wissenschaftler schränken ein: Es gäbe unvermeidbare CO₂-Emissionen, die bei der energetischen Verwendung fossiler Rohstoffe, bei der Zementherstellung und in Verarbeitungsprozessen entstehen, bei denen fossile Ausgangsstoffe z.B. zur Produktion von Kunststoffen oder Stickstoffdünger eingesetzt werden. Darum sei der Einsatz von Biomasse zur Reduktion der CO₂-Emissionen und zur Kohlenstoffbindung unumgänglich.

Die inzwischen vorgeschriebenen Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe heben die Autoren ausdrücklich als positiv hervor und betonen, dass sie auch auf andere Biomasseproduktionen ausgeweitet werden sollten.

PAUSCHALURTEIL IN DER KRITIK

Schulz Äußerungen zur schlechten Treibhausgasbilanz von Biokraftstoffen stoßen in der Branche auf Widerstand. „Das geht an der Realität komplett vorbei. Biodiesel aus Rapsöl stößt knapp 70 % weniger Treibhausgase aus als fossile Kraftstoffe“, erklärt Elmar Baumann, Geschäftsführer des Verbandes der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VDB).

Zudem entstünde bei der Produktion eiweißreiches Tierfuttermittel, das sonst aus anderen Weltteilen importiert werden müsste. „Der WBGU zeigt auf, dass Landwirte auf 60 % der Weltagrarflächen Futtermittel anbauen, während sie 2 % für Biokraftstoffe nutzen“, sagt Baumann. Entsprechend hält er die immer wieder vorgebrachten Vorwürfe, Biokraftstoffe würden Hunger auf der Welt verursachen, für nicht haltbar. „Hun-

ger hat ganz andere Ursachen, über die sich das BMU ausschweigt: Bürgerkrieg, Korruption, Armut und Naturkatastrophen.“

Die Tatsache, dass sowohl bei der Rapsöl- als auch bei der Bioethanolproduktion Futtermittel entstehen, blendet nicht nur das BMU aus. Auch auf EU-Ebene spielt es anscheinend keine Rolle. Darum wird z.B. die Treibhausgas (THG)-Bilanz von Rapsölkraftstoff deutlich schlechter bewertet, als sie tatsächlich ist. Das zeigt eine Analyse des Technologie- und Förderzentrums (TFZ) aus dem bayerischen Straubing.

FALSCHES RECHENMODELL

Die Bewertung der THG-Emissionen von Biokraftstoffen nach den Vorgaben der EU beruht auf der sogenannten Allokationsmethode. „Bei dieser werden zwar auch Koppelprodukte der Kraftstoffproduktion wie Rapspresskuchen berücksichtigt – allerdings nur über deren Heizwert“, erklärt die Wissenschaftlerin Dr. Daniela Dressler vom TFZ.

Die Alternative, die die EU in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) für die Bewertung von politischen Maßnahmen empfiehlt, ist die Substitutionsmethode. „Bei dieser wird das Koppelprodukt Rapspresskuchen oder Rapsextraktionsschrot auch als das bewertet was es ist – als Futtermittel“, sagt Dressler.

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Berechnung wird beim Entwurf zu dem Gesetz deutlich, mit dem die

SCHNELL GELESEN

Das Umweltministerium setzt heimische Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse mit Palmöl gleich.

Das BMU und andere Kritiker lassen bei der Betrachtung die positiven Wirkungen von Eiweißfuttermittel außen vor.

Diese fallen bei der Produktion von Rapsöl und Ethanol an.

Heimisches Rapsschrot reduziert Importe von Soja und spart erhebliche Mengen an THG-Emissionen ein.

Das TFZ empfiehlt daher, die Berechnung der THG-Emissionen auf eine neue, ehrliche Berechnung umzustellen.

DEN KLIMA-WANDEL NUTZEN

Jetzt nachhaltige Erträge ernten.

Seit 1997 errichten wir Windenergie- und Photovoltaikanlagen und planen innovative, nachhaltige Energieversorgungslösungen. Schaffen Sie mit uns einen Mehrwert für Ihre Flächen. Mit Erneuerbaren Energien wirtschaften Sie langfristig, sichern sich zusätzliche Erträge und leisten einen effektiven Beitrag zur Energiewende.

Gern stehen wir Ihnen als erfahrener Partner zur Verfügung.

Zuverlässig, fair und persönlich.



Abteilungsleiter Projekte
Dr. Thomas Roßner

T +49 33769 871 330
roszner@energiequelle.de





Foto: Heil

△ Rapsschrot ist als Futtermittel in der Rinder- und Schweinehaltung im Einsatz.

Bundesregierung die RED II in nationales Recht umsetzen will. Danach könnten Biokraftstoffe bis zum Jahr 2030 aus dem Markt gedrängt werden, was auch einen deutlichen Rückgang des

Rapsanbaus in Deutschland zur Folge hätte. „Mir fehlt eine Bewertung, woher die Futtermittel stammen sollen, wenn in der EU kein Rapsöl mehr produziert wird“, betont Dressler.

In diesem Fall würde kaum noch gentechnikfreier Rapspresskuchen anfallen. Um dies auszugleichen, könnte beispielsweise vermehrt Sojaschrot als Ersatz importiert werden – sofern dieser gentechnikfrei produziert wird.

EMISSIONEN VON SOJAIMPORTEN

Da Sojaschrot aus Nord- und Südamerika, den Hauptimportländern der EU, durchschnittlich 13,5 kg CO₂-Äquivalente pro kg verdauliches Eiweiß verursacht, Rapspresskuchen dagegen nur 4,5 kg, würde der vollständige Ersatz allein in Deutschland zu mehr Emissionen von 15,3 Mio. t CO₂ führen. „Doch bisher werden die THG-Emissionen von importierten Futtermitteln auf das nationale THG-Inventar, auf die sich die nationalen Minderungsziele beziehen, überhaupt nicht angerechnet“, kritisiert die Wissenschaftlerin.

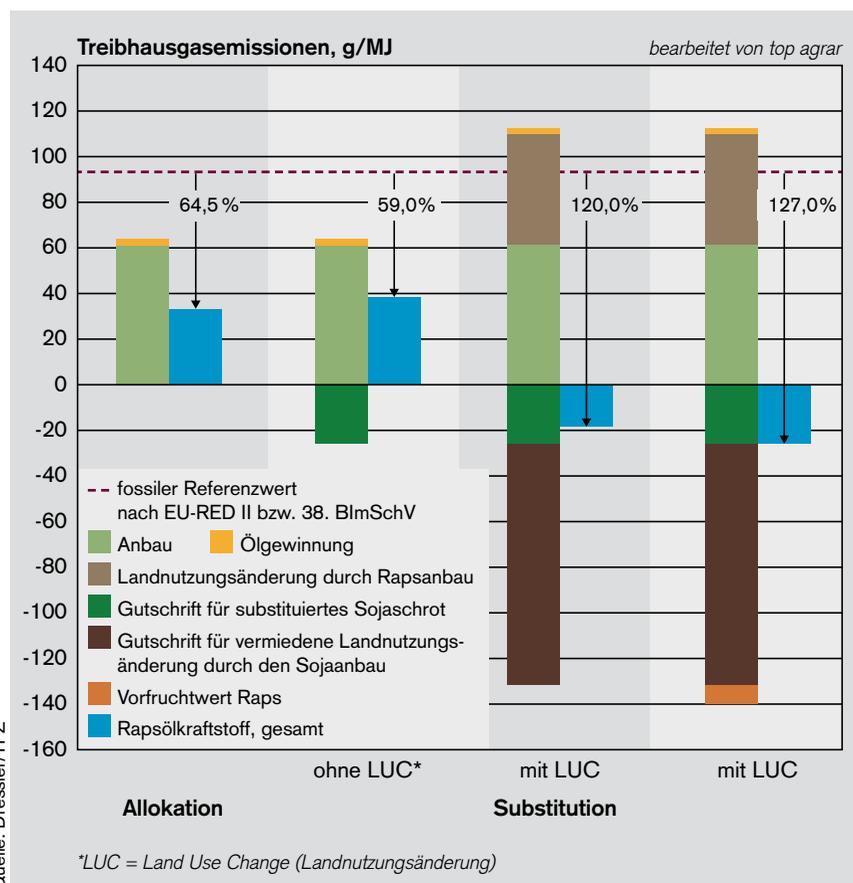
Ähnlich wie der WBGU bemängelt auch die EU bei Biokraftstoffen indirekte Landnutzungsänderungen. Diese liegen vor, wenn z.B. wegen des Anbaus von Raps in der EU Flächen für die Produktion von Nahrungsmitteln fehlen und diese stattdessen in Südamerika auf Regenwaldflächen angebaut werden. Das würde zu mehr Emissionen führen. Ob es diesen Effekt tatsächlich gibt, ist seit Jahren unter Wissenschaftlern umstritten. Trotzdem werden die Emissionen aus indirekten Landnutzungsänderungen in der öffentlichen Diskussion oft pauschal heimischen Biokraftstoffen angelastet.

Dressler hat die THG-Emissionen der dezentralen Rapsölkraftstoffproduktion in Bayern berechnet. Nach der Allokationsmethode, also bei Berücksichtigung der Futtermittel über deren Heizwert, kommt der Kraftstoff auf eine Reduktion von 64,5% im Vergleich zum fossilen Referenzwert, den die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien definiert hat (siehe Übersicht). Berücksichtigt man dagegen die Produktion von Futtermitteln, die Sojaimporte aus Südamerika ersetzen, liegt die THG-Bilanz bei minus 59%.

Rechnet man die Landnutzungsänderung beim Rapsanbau hinzu, wäre die THG-Bilanz (brutto) in der Tat schlechter als die von fossilem Diesel.

Ganz anders sieht es aus, wenn man diesen Effekt auch bei den Sojaimporten ansetzt. „Die Gutschrift für vermiedene Landnutzungsänderungen sind so immens, dass sich insgesamt eine um 120% geringere THG-Bilanz ergibt“,

THG-EINSPARUNG VON RAPSÖL IM VERGLEICH ZU DIESEL



Quelle: Dressler/TFZ

△ Die vier Säulen zeigen die Treibhausgasemissionen von Rapsölkraftstoff, links nach der Allokationsmethode, rechts nach der Substitutionsmethode berechnet.



△ Regenwaldrodung für eine Palmölplantage: Kritiker setzen das mit dem Rapsanbau gleich.

rechnet Dressler vor. Diese lässt sich auf 127 % verbessern, wenn man noch den Vorfruchtwert von Raps berücksichtigt, der zu weniger Mineraldünger-einsatz führen kann. „Genau diese Berechnungsgrundlage findet man nicht einmal ansatzweise in der RED zur Bewertung von heimischer Anbaubiomasse“, kritisiert Dressler.

Darum plädiert sie dafür, die Substitutionsmethode anzuwenden, um die THG-Minderungsleistung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse zu bewerten: „Ansonsten erhöhen wir die Ei-

weißlücke in der EU, anstatt sie zu verkleinern.“

STEUERERMÄSSIGUNG BLEIBT

Für die deutschen Landwirte dagegen wurde in letzter Minute ein Damoklesschwert abgewendet: Die EU hat die Steuerermäßigung für Biokraftstoffe in der Land- und Forstwirtschaft für 2021 verlängert. Würde die Energiesteuer auf Rapsöl erhoben, hätte sich der Liter um 45 ct verteuert, was den Kraftstoff gegenüber Diesel wirtschaftlich noch weiter verschlechtert hätte.

Ein Rückschlag aus Sicht der Erzeuger ist, dass das Bundeslandwirtschaftsministerium im Förderprogramm ‚Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft‘ die Verwendung von Rapsölkraftstoff an die Bedingung knüpft, dass diese Menge auf den betrieblichen Kraftstoffbedarf beschränkt ist und zudem auf dem Betrieb hergestellt wird. „Das ist so nicht umsetzbar“, kritisiert Dieter Bockey von der UFOP. Hier seien flexiblere Lösungen gefragt, die die noch bestehenden regionalen Kleinpressanlagen einschließt – auch im Hinblick auf eine regionale Verwendung des Rapskuchens.

Da der Biokraftstoffmarkt der mit Abstand wichtigste Absatzweg für Raps in Deutschland ist, fasst VDB-Geschäftsführer Baumann die möglichen Folgen einer Abkehr von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse so zusammen: „Weniger Raps auf dem Acker bedeutet weniger Vielfalt, weniger Nahrung für Bienen, engere Fruchtfolgen, weniger heimisches Futtermittel und weniger gesundes Rapsöl für die menschliche Ernährung.“

Zudem haben Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse im Jahr 2020 nach VDB-Berechnung rund 12 Mio. t CO₂ eingespart, die Deutschland beim Erreichen der Klimaziele für das Jahr 2030 fehlen würden.

© hinrich.neumann@topagrar.com

Sichere Pachteinahmen – Windenergie auf Ihrem Land!

Profitieren Sie neben der Bewirtschaftung Ihres Landes von einer attraktiven Pachteinahme und unserer Erfahrung: 1.700 Windenergieanlagen hat wpd seit 1996 in Deutschland bereits realisiert! Wir entwickeln mit Ihnen gemeinsam ein maßgeschneidertes Konzept zur effizienten und umweltgerechten Umsetzung Ihres Windprojektes.

wpd ist Ihr Partner – von der Planung bis zum Betrieb.



Sprechen Sie uns an:

wpd onshore GmbH & Co. KG

Heinz Herbort T.: 0561 / 10 225 - 75

h.herbort@wpd.de

www.wpd.de



Neue BHKW bis 550 kW

► Rolls-Royce bringt die neue MTU-BHKW-Baureihe 500 auf den Markt. Die Gas-Aggregate gibt es mit einem Leistungsbe- reich von 250 bis 550 Kilowatt und Wirkungsgraden von bis zu 42,6 %. Sie basieren auf Basis von 6-Zylinder-Reihenmotoren sowie 8- und 12-Zylinder-V-Mo- toren. Die Produkte werden zu- nächst für den Betrieb mit Erd- gas, ab Ende 2021 auch für Bio- gas angeboten. Zudem ist die Baureihe 500 H2-ready, womit sie später auf Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden können.

Alle Aggregate besitzen das Module Control-System (MMC), das laut Hersteller alle wichtigen Funktionen für die Überwachung und Steuerung des Motors über- nimmt. Das MMC ist in einem separaten Panel neben dem Ag- gregat untergebracht.

www.mtu-solutions.com

▽ Die neuen Motoren von MTU.



Fotos: Werkbilder

△ Beispiel für einen Windpark, den Enova übernommen hat.

Beteiligungsfirma kauft alte Windparks

► Mit der Enova Value hat die Enova- Unternehmensgruppe eine neue Gesell- schaft gegründet, die sich auf den Kauf und den Weiterbetrieb alter Windkraft- anlagen konzentriert. Gemeinsam mit Gesellschaftern, Grundstückseigentü- mern, Gemeinden und weiteren Wirt- schaftspartnern will die Gesellschaft individuelle Lösungen erarbeiten, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb oder ein erfolgreiches Repowering zu ermöglichen.

Seine Aktivitäten startete das Un- ternehmen mit dem Erwerb eines 25-Me- gawatt-Windparks im Kreis Heinsberg (Nordrhein-Westfalen), der bis 2025 repowert werden soll. Aktuell steht

Enova in Verhandlungen für weitere Projekte mit dem Ziel, bis Ende 2022 rund 100 MW alter Windparks zu er- werben.

Während sich die Projektentwick- lung um das Repowering kümmert, soll die technische und kaufmännische Betriebsführung den Weiterbetrieb si- chern sowie die Erträge und Kosten optimieren. Enova Service Sorge dage- gen für eine kostengünstige Wartung, die optimal auf das Alter und die zu erwartende Lebensdauer der Anlagen abgestimmt sei, so das Unternehmen. Der Bereich Investment & Asset-Ma- nagement strukturiert die Eigen- und Fremdkapitalseite. www.enova.de

Eisele nimmt Stabrührwerk ESR 204 ins Programm auf

► Der Hersteller von Pumpen und Rührwerken für den Agrar- und Bio- gasbereich, Eisele, hat das Stabrühr- werk ESR 204 in das Produktpro- gramm übernommen. Die Rührwerke sind bereits seit mehreren Jahren auf Biogasanlagen in ganz Deutschland, Österreich und der Schweiz im Einsatz.

Das ESR 204 ist mit einem Elektro- motor mit 15 kW (zugelassen für Ex- Schutz Zone 2) ausgestattet. Der Pro- peller mit einem Durchmesser von 140 cm dreht sich mit max. 100 U/ min. Mit einer Wellenlänge von

450 cm besteht die Möglichkei- t, das Rührwerk auf unterschiedliche Behäl- termaße anzupassen. Die Neigungsver-



stellung arbeitet wahlweise mecha- nisch oder hydraulisch. Ein zentrales Schmiersystem versorgt alle Lager permanent mit frischen Schmierstof- fen. Groß dimensionierte Lager und verschleißfeste Gleitringdichtungen sollen laut Anbieter für hohe Standzei- ten sorgen. Optional ist das ESR 204 für Decken- oder Wandmontage er- hältlich. www.eisele.de

◁ Das ESR 204, hier eingebaut bei einem Fermenter mit Betondecke.

Filter trennt Phosphor aus Gülle und Gärrest

► Das Vredener Maschinenbauunternehmen BeTeBe hat zusammen mit dem Forschungsteam von Dr. Elmar Brüggling vom Fachbereich Energie – Gebäude – Umwelt der FH Münster einen sogenannten Feinseparator entwickelt, der mittlerweile marktreif ist und unter dem Namen „VakuSep“ verkauft wird. Damit sollen sich Nährstoffe wie z. B. Phosphor aus Gülle oder Gärrest herausfiltern lassen.

Der Feinseparator ist, so Brüggling, eine einfache Möglichkeit, Substrate voneinander zu trennen: Beispielsweise lässt sich unter an-

derem Schweinegülle über dieses System kostengünstig und effektiv in eine flüssige Phase und eine phosphorreiche feste Phase trennen. Das erhöht die Transportwürdigkeit und Anlagenbetreiber können Einfluss auf ihre Nährstoffbilanz nehmen. „Dieser Feinseparator ist sehr gut in die Abläufe der landwirtschaftlichen Betriebe und Anlagen integrierbar“, sagt Brüggling. Zur Steigerung der Leistung lässt sich der Separator bei Bedarf in Modulen erweitern.

www.fh-muenster/egu.de

Foto: FH Münster, Fachbereich EGU



△ Dr. Elmar Brüggling mit dem neuen Filter.

Anlagencheck für ältere Photovoltaikanlagen

► Der Speicherhersteller Senec bietet einen Anlagencheck für ausgeforderte Anlagen an. Dazu fragt Senec Leistung und Ertrag der PV-Anlage ab und will außerdem wissen, ob der Kauf eines Elektroautos oder einer Wärmepumpe geplant sind. Auf Basis der Daten bekommt der Anlagenbetreiber eine Empfehlung für den Weiterbetrieb. Das können der Umbau der An-

lage auf Eigenverbrauch mit oder ohne Stromspeicher sein oder die Installation einer neuen Photovoltaik-Anlage mit Stromspeicher. Der Hausbesitzer bekommt für seine Entscheidung Parameter geliefert wie den möglichen Jahresertrag oder die Investitionskosten.

Wer sich auf Basis dieser Daten dafür entscheidet, seine bestehende PV-Anlage

weiter zu betreiben und den Solarstrom mithilfe eines Stromspeichers selbst zu verbrauchen, dem bietet das Unternehmen mit der Senec.PionierCloud eine weitere Lösung. Gegen einen festen Monatsbetrag bekommt der Betreiber den Reststrom als zertifizierten Grünstrom von Senec Preis geliefert. Der überschüssige Solarstrom wird, wie im EEG vorgesehen, über den

Netzbetreiber vermarktet und vergütet. Das Besondere: Zusätzlich zu dieser Vergütung in Höhe der geringen Verkaufserlöse des Stroms zahlt Senec noch einmal einen „PionierBonus“ von 4,2 ct/kWh. Damit sollen die Altanlagen den Vergütungssatz von Neuanlagen erreichen. <https://senec.com/de/produkte/wirtschaftlichkeitsberechnung-photovoltaik>



r.e.think energy

Bioenergie erfolgreich vermarkten und Mehrerlöse sichern!

Optimierte Einnahmen für Biogasanlagen aus Direktvermarktung, Flexibilität und Regelenergie

Kommen Sie gern auf uns zu!

BayWa r.e. Energy Trading GmbH,
www.baywa-re.de, Tel.: +49 341 33967881,
jan.sagefka@baywa-re.com





△ Das Dichtmittel ist für horizontale und vertikale Fugen geeignet.

Fugendichtstoff für Fahrsilos

► Mit AgrarElast können Landwirte Lager- und Abfällanlagen z.B. Fahrsilos, Gärfuttersilos und Festmistplatten in JGS-Anlagen und Biogasanlagen abdichten. AgrarElast ist ein in sich geschlossenes Abdichtungssystem für horizontale und vertikale Fugen. Der Dichtstoff und die dazugehörigen Primer A(sphal) sowie Primer B(eton) erfüllen laut Hersteller die gesetzlich geforderten Eignungsnachweise und bieten mit

der Zulassung Z-74.62-176 vom Deutschen Institut für Bautechnik eine rechtssichere Lösung für Anlagenbetreiber und Fachbetriebe.

Dabei können alle Fugenkombinationen zwischen Beton und Asphalt mit AgrarElast abgedichtet werden. Auch für Bewegungsfugen soll der Dichtstoff geeignet sein, sodass die Fugen befahren werden können.

www.bt-innovation.de



◁ Ein Sepcom-Pressschneckenseparator: Mit dem Mikrofilter wird die darin erzeugte Flüssigphase weiter aufbereitet.

Mikrofilter für Schweinegülle

► Mit einem Pressschneckenseparator lassen sich Gülle und Gärrest entwässern. Für einige Anwendungen ist eine noch feinere Separation erwünscht. Dafür mussten Betreiber von Biogasanlagen bisher zu kostenintensiven Dekantern oder Zentrifugen greifen.

Eine kostengünstige Alternative soll der Mikrofilter MFT von Saveco bieten. Er trennt die Flüssigphase nach der Separation mit einem Sepcom-Pressschneckenseparator erneut in einen Dick Schlamm mit einem TS von unter 12 % und in eine Flüssigphase, die z.B. bei der Tröpfchenbewässerung eingesetzt werden kann.

Dazu wird die Flüssigphase mithilfe einer

Schnecke unter hoher Drehzahl durch 40 bzw. 50µm feine Siebe entwässert. Die Feststoffe werden im oberen Teil des Filters aus dem Gehäuse geleitet, die Flüssigphase fließt im unteren Teil ab. Die Steuerung misst die Stromaufnahme und regelt über den Frequenzumformer die Geschwindigkeit von Pumpe und Mikrofilter. Ergebnis der sogenannten zweiten Separationsstufe ist laut Hersteller eine Nährstoffverlagerung um bis zu 60 % des Phosphors. Der kompakte Mikrofilter ist in zwei Baugrößen erhältlich: Den MFT260 mit einer Durchschnittdurchsatzleistung von ca. 10 m³/h und den MFT500 mit ca. 20 m³/h. www.saveco-water.de

Doppelkessel für Hackschnitzel oder Pellets

► Für Betriebe mit sehr flexiblem Wärmebedarf bietet HDG zwei neue Kesselkombinationen. Die HDG Compact Kaskade 130-190(E) besteht dabei aus zwei Hackschnitzelheizungen vom Typ HDG Compact 30-95(E); die HDG K Kaskade aus zwei Pelletkesseln vom Typ HDG K35-60.

Die Doppelanlage lädt einen gemeinsamen Pufferspeicher. Die Vorteile dieser Kaskadenlösung sind laut Hersteller unter anderem der hohe Leistungsbereich, eine höhere Betriebssicherheit und eine bedarfsgerechte und flexible Wärmelieferung insbesondere bei schwankendem Energiebedarf.

Die Anschaffungskosten für ein Kaskadensystem entsprechen laut Hersteller dem der Einzelkessel-Anlagen.

Bei hoher Anforderung laufen beide Kessel. Bei niedrigem Bedarf wird im Wechsel nur ein Kessel eingeschaltet. Die Grundversorgung der angeschlossenen Verbraucher sowie eine ununterbrochene Wärmeversorgung sollen so gewährleistet sein.

Die Regelung des Doppelkessel-Systems übernimmt das Kaskadenmanagement der HDG Control. Verbraucher wie Heizkreise, Nahwärmenetze oder Brauchwasser können darüber ebenfalls geregelt werden. Über myHDG und die myHDG App kann der Hausbesitzer das ganze System bei installierter „HDG Control WebVisualisierung“ auch per Computer, Tablet oder Smartphone verwalten.

www.hdg-bavaria.com



Fotos: Werkbilder

◁ Die HDG K Kaskade besteht aus zwei Pelletkesseln.

Topaktuelle Fachliteratur



► HOFÜBERGABE GESTALTEN

Die Hofübergabe ist eine besonders herausfordernde Aufgabe. Damit sie gut gelingt, brauchen Hofübergabe viel Know-how und Fingerspitzengefühl.

144 Seiten; Broschur
Art.-Nr.: 080504

30,00 €

top agrar-
Abonnentenpreis
25,00 €



► ZUKUNFT ACKERBAU

Stagnierende Erträge, resistente Ungräser und häufigere Unwetter – die Herausforderungen im Ackerbau nehmen immer mehr zu. Wie lässt sich darauf reagieren? Diese Frage greift der Ratgeber „Zukunft Ackerbau“ in seiner zweiten aktualisierten Auflage auf.

96 Seiten; Broschur
Art.-Nr.: 080446

30,00 €

top agrar-
Abonnentenpreis
25,00 €



top agrar-
Abonnentenpreis
30,00 €

► WIRTSCHAFTSDÜNGER

In diesem top agrar-Ratgeber zeigen wir, welche rechtlichen Vorgaben Landwirte bei der Abgabe, der Aufnahme und der Lagerung von Wirtschaftsdüngern beachten müssen.

144 Seiten; Broschur
Art.-Nr.: 080563

35,00 €



top agrar-
Abonnentenpreis
25,00 €

► GETREIDE-GUIDE

Der Ratgeber „Getreide-Guide“, konzipiert von der Pflanzenbauexpertin Dr. Ute Kropf, führt Sie Schritt für Schritt durch die gesamte Anbauperiode.

84 Seiten; Broschur
Art.-Nr.: 080561

30,00 €



top agrar-
Abonnentenpreis
25,00 €

► BEREGNUNG

Im top agrar-Ratgeber „Beregnung“ zeigen wir, in welchen Fruchtfolgen eine Beregnung wirtschaftlich ist.

84 Seiten; Broschur
Art.-Nr.: 080567

30,00 €

JETZT BESTELLEN

ERFAHRUNG IST DIE BASIS JEDER INNOVATION



Bei allem, was wir tun, verlieren wir nie aus den Augen, worum es für Sie geht: effiziente Technik und eine einfache Handhabung.

Als Erfinder der elastomerbeschichteten Drehkolbenpumpe und Innovationstreiber für Einbring- und Aufbereitungstechnik sehen wir uns bei Vogelsang dem guten Ruf der deutschen Maschinenbauindustrie und ihrem Beitrag zur Energiewende verpflichtet. Seit der Gründung des Unternehmens 1929 liefern wir technische Lösungen, deren Funktionalität, Qualität und Zuverlässigkeit von unseren Kunden weltweit hoch geschätzt werden und unseren Wettbewerbern als Vorbild dienen.

Unser umfassendes Know-how und die langjährige Erfahrung im Bereich Biogas nutzen wir, um unseren Kunden als kompetenter Partner zur Seite zu stehen. Mit schlagkräftiger Pump-, Zerkleinerungs-, Desintegrations- und Feststoffdosier-technik ebenso wie mit unseren individuellen Beratungsleistungen.



VOGELSANG – LEADING IN TECHNOLOGY
vogelsang.info

