

Vermarktung und Eigennutzung von Strom



www.biogas-forum-bayern.de/bif58

Biogas Forum Bayern, Verfasser:

Dr. Stefan Rauh
Fachverband Biogas e.V.

Christian Dorfner
SK Verbundenergie AG

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

Foren der ALB Bayern e.V.

Die ALB Bayern e.V. ist ein offiziell anerkannter, gemeinnützig tätiger, eingetragener Verein mit Mitgliedern aus Landwirtschaft, Wissenschaft, Beratung und den landwirtschaftlichen Organisationen. Weiterhin sind die staatliche Verwaltung, Firmen sowie Dienstleistungsunternehmen aus Industrie, Handel, Gewerbe sowie dem Umweltbereich vertreten.

Die ALB unterstützt die Landwirtschaft mit Wissensvermittlung in den Themenbereichen Bauen in der Landwirtschaft, Bewässerung, Biogas und Landtechnik. Hierzu handelt sie als neutraler Mittler und Bindeglied zwischen landwirtschaftlicher Praxis, Forschung, Umwelt, staatlicher Verwaltung, Gewerbe und Industrie.

Für umfassende Informationen zur umweltschonenden und effizienten Anwendung in der Praxis

werden zu den einzelnen Tätigkeitsbereichen Foren mit folgenden Aufgaben organisiert:

- ▶ Zusammenführen des aktuellen Wissensstandes,
- ▶ Reflektieren mit allen an der Thematik Beteiligten,
- ▶ Erarbeiten/Bekanntmachen konsensfähiger Lösungen

Foren der ALB Bayern e.V.:

- ▶ Bau Forum Bayern (BaF),
Leitung: Jochen Simon, LfL-ILT
- ▶ Bewässerungsforum Bayern (BeF),
Leitung Dr. Martin Müller
- ▶ Biogas Forum Bayern (BiF),
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Landtechnik Forum Bayern (LaF),
Leitung: Dr. Markus Demmel, LfL-ILT

Förderer



Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus



Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft



Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

Impressum

Herausgeber Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB), Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon 08161 / 887-0078

Telefax 08161 / 887-3957

E-Mail info@alb-bayern.de

Internet www.alb-bayern.de

1. Auflage 2025

© ALB Alle Rechte vorbehalten

Titelfoto Christian Dorfner, SKVE

Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Einleitung	4
2. Begriffsbestimmung Strom	4
2.1 Graustrom	4
2.2 Grünstrom	5
2.2.1 Grünstrom mit Regionalnachweis	5
2.2.2 Grünstrom mit Herkunftsnachweis	6
2.2.3 Herkunftsnachweis vs. Regionalnachweis	6
2.2.4 Grünstrom mit Top-Up (z.B. „Bienenstrom“)	7
3. Begriffsbestimmung Direktvermarktung, Eigenversorgung und Direktlieferung	8
3.1 Direktvermarktung (§ 3 Nr. 16 EEG 2023)	8
3.1.1 Marktprämienmodell	9
3.1.2 Sonstige Direktvermarktung (§ 21 a EEG 2023)	9
3.1.3 PPA und Festpreismodelle	9
3.2 Eigenversorgung (zuletzt definiert: § 3 Nr. 19 EEG 2021)	9
3.3 Direktlieferung (zuletzt definiert: § 21 b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017)	10
4. Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte	10
4.1 §19 StromNEV-Umlage (Netznutzungsentgelt)	11
4.2 Stromsteuer	12
5. Ausgewählte Vermarktungsbeispiele	12
5.1 Zusatzmöglichkeit Regelenergievermarktung	12
5.2 Fahrplanfahrweise flexibler Anlagen	12
5.2.1 Ausrichtung am Day Ahead Markt	14
5.2.2 Kombination der Day Ahead-Vermarktung mit Regelenergie	14
5.2.3 Ausrichtung der Fahrweise am kurzfristigen Markt in Echtzeit (Intraday)	14
5.2.4 Festpreismodelle	16
5.3 Weiterführende gesetzliche Grundlagen	18

1. Einleitung

Die vorliegende Information konzentriert sich auf Fragen zur Vermarktung und Eigennutzung von Strom und gliedert sich in vier Teile. Im Kapitel 2 werden Begriffe rund um Strom und die Stromvermarktung bestimmt, im Kapitel 3 die Begriffe rund um Direktvermarktung. Kapitel 4 diskutiert mögliche Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelte, die bei der Stromvermarktung fällig werden könnten und Kapitel 5 zeigt ausgewählte Beispiele für die Stromvermarktung.

Die vorliegende Fachinformation will eine Erstinformation sein und ist ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Sie enthält Beziehungen zu Gesetzestexten, die sich mit neuen Gesetzesbeschlüssen stets ändern können und in ihrer Auslegung auch vom Einzelfall abhängen. Die vorliegende Schrift wurde von den Autoren nach deren derzeitigem Stand des Wissens zusammengestellt. Die Autoren übernehmen jedoch keine Haftung für deren Aktualität, inhaltlicher Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität.

2. Begriffsbestimmung Strom

2.1 Graustrom

Der normale „Strom aus der Steckdose“ ist in der Regel Graustrom. Dahinter steht physikalisch der regional verfügbare Strommix verschiedenster, unbekannter Herkunft. Für Anlagenbetreiber, die Strom aus Anlagen gemäß EEG-Festpreismodell direkt und ohne Vermarktung ins Stromnetz einspeisen, wird der Strom nach EEG durch den Netzbetreiber vergütet. Alternativ kann der Strom aus EEG-Anlagen auch „direkt“ vermarktet werden, dabei erhält die Anlage einen Teil der Vergütung über den Stromhändler. Bei Bedarf füllt der Netzbetreiber diesen Betrag bis zum EEG-Festpreis auf. Die Anlage bekommt eine kleine Förderung, früher auch „Managementprämie“ genannt.

Der so entstandene EEG-Strom wird mit der Vermarktung und Einspeisung ins Netz zu Strom unbekannter Herkunft, also zu „grauem Strom“. Eine zusätzliche Kennzeichnung etwa als „Grünstrom“ ist dann nicht mehr möglich (Verbot der Doppelförderung). Der deutsche Standard-Stromverbraucher erhält somit aus seiner Steckdose einen „grauen Mix“ aller Energieerzeuger.

Die Abb. 1 zeigt den Energieträgermix für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland gegenüber dem Energieträgermix für die Gesamtstromlieferung bzw. für ein Graustrom- und ein Grünstrom-Produkt der WEMAG AG.



Abb. 1: Zusammensetzung des Ökostroms und weiterer Produkte¹

2.2 Grünstrom

Grünstrom ist Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) mit entsprechendem Zertifikat, das diese EE-Eigenschaft auch handelbar macht.

„Eine grundlegende Voraussetzung des Stromnetzes ist, dass Strom immer den kürzesten Weg nimmt. Ein Grünstromanbieter, der Endverbraucher in einer Region mit einer Überzahl an konventionellen Kraftwerken beliefert, kann seinen Kunden physikalisch kein reines Grünstromprodukt verkaufen. Grünstrom ist daher kein physikalisches, sondern ein rein bilanzielles Produkt.“ (www.next-kraftwerke.de)

Hinweis: Auch „ehemals nach EEG-vergütete“ Biogasanlagen können Grünstrom, der zertifiziert ist, vermarkten. Das bedeutet aber auch, dass im Grünstrom eben kein EEG-Strom enthalten ist, wie viele Verbraucher meinen. Deutsche Grünstromprodukte basieren hauptsächlich auf Zertifikaten für Grünstrom aus Österreich oder Norwegen und zu einem kleineren Teil aus deutscher Wasserkraft, der außerhalb der EEG-Vergütung gehandelt wird.

2.2.1 Grünstrom mit Regionalnachweis

Seit Jahresbeginn 2019 ermöglicht das Regionalnachweisregister (RNR) die Ausstellung von Regionalnachweisen für EEG-Strom. Im RNR werden Nachweise verwaltet, aus denen hervorgeht, in welcher EEG-Anlage (zum Beispiel ein Windpark) eine bestimmte Menge Strom aus Erneuerbaren Energien produziert wurde. Stromanbieter kön-

nen damit ihren Kundinnen und Kunden Regionalstromprodukte aus EEG-Strom anbieten. Bei Verwendung von Regionalnachweisen dürfen Stromversorger nun in ihrer Stromkennzeichnung ausweisen, dass der von ihnen gelieferte EEG-Strom aus Anlagen in der Region der Verbraucherin oder des Verbrauchers kommt. Durch

¹Quelle: WEMAG AG Webportal

das Regionalnachweissystem stellt das Umweltbundesamt gemäß § 79 EEG (§ 79 und siehe auch VO-Ermächtigung § 92 EEG 2021) sicher, dass die regionale Eigenschaft einer aus Erneuerbaren Energien erzeugten Kilowattstunde Strom nur einmal an eine Verbraucherin oder einen Verbraucher verkauft wird.

Durch Zahlung der EEG-Umlage, mit der die Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Sonne, Wind, Wasser und Biomasse finanziert wird, hat jede Stromverbraucherin und jeder Stromverbraucher Anteil an der Energiewende. Das kommt in der Stromkennzeichnung in dem dort ausgewiesenen EEG-Anteil („Erneuerbare

Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) zum Ausdruck. Mit dem neuen Instrument der Regionalnachweise kann dieser Anteil regional gestellt, also der gelieferte EEG-Strom aus der Region bezogen werden. Der Regionalnachweis ermöglicht die dafür erforderliche Zuordnung und schützt Verbraucherinnen und Verbraucher vor Doppelvermarktung und falschen Werbeversprechen.

Die gesetzliche Grundlage ist das EEG und die Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV). Sie trat am 21. November 2018 in Kraft². Das Regionalnachweisregister findet sich im Internet unter: www.hknr.de

2.2.2 Grünstrom mit Herkunftsnachweis

Herkunftsnachweise, die nachweislich eine bestimmte Menge an erzeugtem Strom aus rein erneuerbaren Quellen ausweisen, können europaweit gehandelt werden. Die Ausstellung und Verwaltung erfolgen in den jeweiligen EU-Staaten selbst. In Deutschland ist das Umweltbundesamt (UBA) zuständig, die Nachweise speichert es im Herkunftsnachweisregister (HKNR). So kann das UBA den Handel und vor allem die Entwertung

der „benutzten“ Herkunftsnachweise behördlich kontrollieren.

Bislang ist die Prüfung von HKNn aus dem europäischen Ausland eine rein nationale Angelegenheit. Das Umweltbundesamt prüft insbesondere bei Importen, ob der HKN wirklich aus erneuerbaren Quellen stammt³.

2.2.3 Herkunftsnachweis vs. Regionalnachweis

Der Herkunftsnachweis ist vom Regionalnachweis zu unterscheiden. Der Regionalnachweis kann vom Anlagenbetreiber beantragt werden, wenn der in einer Anlage erzeugte Strom über die Marktprämie gefördert wird. Dabei entspricht eine kWh elektrische Energie einem Regionalnachweis. Dieser soll in erster Linie die Akzeptanz der Energiewende vor Ort erhöhen. Der Regionalnachweis wird vom Stromlieferanten zu-

sammen mit dem Strom erworben und bei den Letztverbrauchern entwertet, die max. in einem Umkreis von ca. 50 km um die Anlage liegen. Der entscheidende Unterschied ist, dass für Anlagen innerhalb einer EEG-Vergütung nur der Regionalnachweis in Frage kommt. In nachfolgender Tab. 1 werden beide Nachweise miteinander verglichen.

²Umweltbundesamt 2020

³www.next-kraftwerke.de

Tab. 1: Vergleich von Herkunftsnachweis (HKN) und Regionalnachweis (RN)⁴

Aspekt	EE-Herkunftsnachweis	Regionalnachweis
Förderung (EEG-Kategorie)	Ungeförderte "sonstige Direktvermarktung"	Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie
Strommenge	1 HKN = 1 MWh	1 RN = 1 kWh
Lebensdauer	12 Monate	24 Monate
Übertragbarkeit	EU, EWR, Schweiz Kopplung nur optional	National, nur entlang der Stromhandelskette
Entwertung	Für jede deutsche Stromkennzeichnung	Nur innerhalb der Region des Letztverbrauchers
Inhalt	Stromproduktion aus EE-Anlagen	Regionalität der Erzeugungsanlage

2.2.4 Grünstrom mit Top-Up (z.B. „Bienenstrom“)

Der Grünstrom kann mit beliebigen Ergänzungen („Top-Up“) vermarktet werden. Ein Beispiel ist der Bienenstrom aus dem Biosphärengebiet Schwäbische Alb, vermarktet durch die Stadtwerke Nürtingen GmbH. Der Bienenstromkunde erhält nicht nur zu 100 % Grünstrom, sondern leistet beim Kauf von Bienenstrom auch einen „Blühhilfe-Beitrag“ von 1 Cent pro Kilowattstunde. Dieser Cent fließt in ein Projekt zum Ausbau

von Blühflächen. Am Projekt beteiligte Landwirte erhalten zur (teilweisen) Finanzierung erhöhter Anbaukosten sowie Ertragsminderungen beim Ersatz von Maisflächen o. ä. durch blühende Energiepflanzen dauerhaft einen festgelegten Blühhilfe-Beitrag pro Hektar. Die jährlichen Mengen und Ausschüttungsbeträge werden durch einen Wirtschaftsprüfer beglaubigt.

⁴www.hknr.de

3. Begriffsbestimmung Direktvermarktung, Eigenversorgung und Direktlieferung

Die folgenden drei Kapitel versuchen die drei Begriffe Direktvermarktung, Eigenversorgung und Direktlieferung abzuleiten (vgl. auch Abb. 2). Nach Ende der ersten EEG-Garantievergütungsperiode bleibt der Status „EEG-Anlage“ bestehen. Unabhängig vom Auslaufen der Garantie-

vergütung bleibt der rechtliche Rahmen in vielen Aspekten gleich. Nach Ende der ersten EEG-Garantievergütungsperiode bleibt der Status „EEG-Anlage“ bestehen. Unabhängig vom Auslaufen der Garantievergütung bleibt der rechtliche Rahmen in vielen Aspekten gleich.

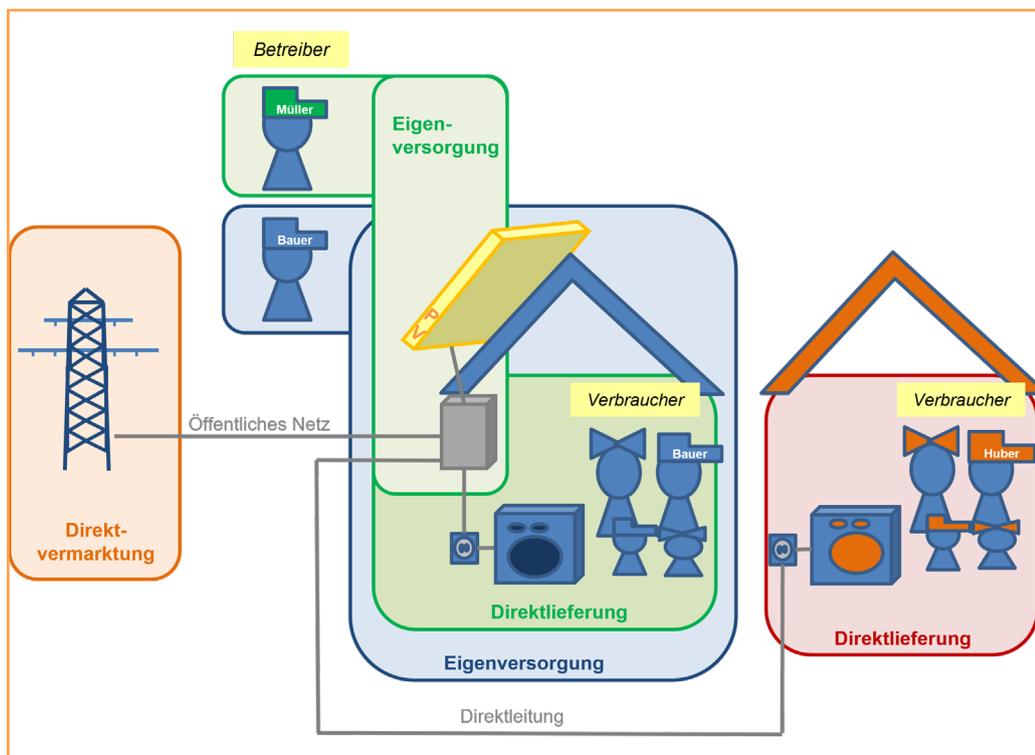


Abb. 2: Begriffsbestimmung Direktvermarktung, Eigenversorgung und Direktlieferung am Beispiel einer Dachphotovoltaik-Anlage⁵

3.1 Direktvermarktung (§ 3 Nr. 16 EEG 2023)

Bezeichnet die Veräußerung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz geleitet (siehe auch Abb. 2: Meier / Müller speisen in das öffentliche Netz ein).

Es gelten folgende Bedingungen:

- ▶ Lieferung an Dritte
- ▶ kein Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe (Ausnahme: Überschusseinspeisung)
- ▶ Durchleitung durch ein öffentliches Netz.

⁵Quelle: Martin Strobl, LfL

3.1.1 Marktprämienmodell

Erhält die Anlage eine EEG-Vergütung und wird der Strom über einen Direktvermarkter gehandelt, anstatt direkt an den Netzbetreiber abgegeben zu werden, befindet sich die Anlage im

Marktprämienmodell. Für diesen ersten Schritt der Integration der EEG-Anlagen in den Stromhandel gewährt das EEG eine Prämie. Für Biogasanlagen sind dies zusätzlich 0,2 ct / kWh.

3.1.2 Sonstige Direktvermarktung (§ 21 a EEG 2023)

Verkauft die Anlage den Strom an einen Stromhändler, der wiederum den Strom an die Börse oder an einen Endkunden weiterverkauft, ohne jedoch eine EEG-Vergütung und Marktprämie in Anspruch zu nehmen, befindet sich die Anlage in

der sonstigen Direktvermarktung. Damit ist eine Anlage nicht mehr an die Vorgaben des EEG gebunden (es entfällt zum Beispiel der sogenannte Maisdeckel), jedoch verliert die Anlage damit auch die Umsatzgarantie der EEG-Vergütung.

3.1.3 PPA und Festpreismodelle

Sogenannte „Power Purchase Agreements“ (PPA) werden vor allem für nicht mehr geförderte Wind- und PV-Anlagen benutzt. Im Biogasbereich kommen sie in der Regel nicht zum Tragen. Ausnahme war das Handelsjahr 2022, währenddessen die Strompreise deutlich über dem Niveau der üblichen EEG-Vergütung lagen und PPA auch für Biogasanlagen angewendet wurden. PPA können grundsätzlich auch ohne Direktvermarkter direkt mit dem Endabnehmer

geschlossen werden. Die notwendige Risikobetrachtung eines solchen Vertrags ist jedoch sehr umfangreich und in der Regel nicht als einzelne Anlage beherrschbar.

Festpreismodelle, wie sie im Jahr 2022 am Terminmarkt für Biogasanlagen geschlossen wurden, können sowohl im Marktprämienmodell als auch in der sonstigen Direktvermarktung geschlossen werden.

3.2 Eigenversorgung (zuletzt definiert: § 3 Nr. 19 EEG 2021)

Bezeichnet den Verbrauch von Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage durch dieselbe natürliche oder dieselbe juristische Person, die auch die Stromerzeugungsanlage betreibt (siehe auch Abb. 2: PV-Anlage verbraucht Strom selbst im technischen Sinne - z. B. Bereitschaftsverluste von Wechselrichter; Meier an Meier). Bei Biogasanlagen kommt eine Eigenversorgung mittlerweile sehr häufig vor: Bei so genannten Überschusseinspeisern wird meist der Eigenbedarf der Anlage durch selbst produzierten Strom gedeckt, in manchen Fällen wird auch der land-

wirtschaftliche Betrieb versorgt. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich nur um Eigenversorgung nach EEG handelt, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- ▶ Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher
- ▶ Verbrauch und Erzeugung im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang
- ▶ keine Durchleitung durch ein öffentliches Netz
- ▶ Zeitgleichheit in Erzeugung und Verbrauch.

3.3 Direktlieferung (zuletzt definiert: § 21 b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017)

Belieferung eines Abnehmers, der nicht mit dem Anlagenbetreiber identisch ist, über eine Direktleitung vor Ort, (siehe auch Abb. 2: Meier / Müller an Huber; Müller an Meier) wobei wiederum folgende Bedingungen gelten:

- ▶ Lieferung an Dritte
- ▶ Verbrauch und Erzeugung in unmittelbarer räumlicher Nähe
- ▶ keine Durchleitung durch ein öffentliches Netz.

4. Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte

Der Strompreis beim Endkunden resultiert aus den Kosten für den Stromeinkauf, die Kosten für die Netzentgelte sowie diversen Abgaben und Steuern. Aufgrund der Preissteigerung im Zuge der Ukraine Krise hat der Stromeinkauf eine

höhere Gewichtung bekommen und war in jüngster Zeit für rund die Hälfte des Preises verantwortlich (siehe Abb. 3), wohingegen früher der Anteil der sonstigen Kosten deutlich höher lag.

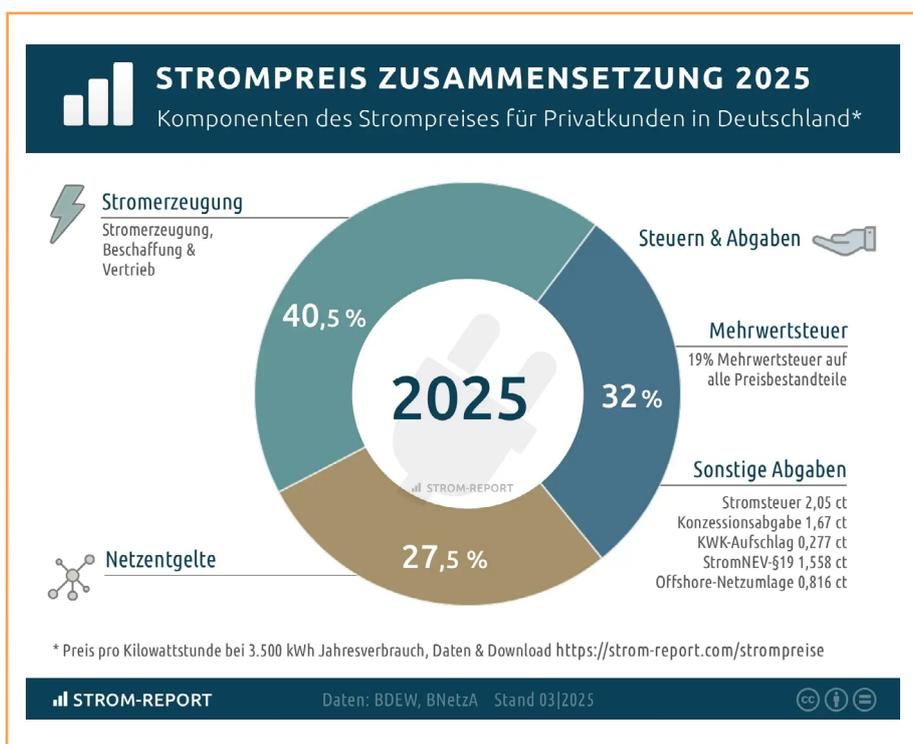


Abb. 3: Strompreiszusammensetzung 2025⁶

⁶Quelle: Strom-Report (<https://strom-report.com/strompreise/>)

Vor der Stromvermarktung an Letztverbraucher sind stets folgende Steuern, Abgaben und Umlagen zu beachten:

Tab. 2: Kosten der Stromvermarktung und deren Bedeutung

Abgabenlast	Beschreibung
Netzentgelt, inkl. Messung und Messstellenbetrieb	Preis für die Nutzung des Versorgungsnetzes
Mehrwertsteuer	Umsatzsteuer auf Umsätze aus der Stromlieferung
Konzessionsabgabe	Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen
EEG-Umlage	Sie dient der Deckung der Kosten aus der Förderung von EEG-Anlagen. Die EEG-Umlage ist für Verbraucher entfallen, sie wird aus dem Staatshaushalt beglichen
KWK-Aufschlag	Zur Deckung der Kosten aus der Förderung von KWKG-Anlagen
§19 StromNEV-Umlage (Stromnetzentgeltverordnung)	Unter nach StromNEV definierten Voraussetzungen können große Letztverbraucher ermäßigte Netzentgelte in Anspruch nehmen. Die den Netzbetreibern daraus entstehenden Kosten werden auf die übrigen Letztverbraucher umgelegt
Offshore-Netzumlage (bis 2018: Offshore-Haftungsumlage)	„Die Umlage gleicht Einnahmeausfälle durch Netzunterbrechungen ab 10 Tagen oder einen verspäteten Anschluss an das Stromnetz für Offshore-Windpark-Betreiber aus.“ ⁷
Stromsteuer	Die Steuer beträgt 2,05 Ct/kWh und fällt in der Regel bei der Entnahme des Stroms aus dem Versorgungsnetz an. Steuerschuldner ist dann das Energieversorgungsunternehmen (EVU), welches die Stromsteuer über den Strompreis an den Verbraucher weitergibt. Siehe auch: Arbeitshilfe A-013 Stromsteuer, Fachverband Biogas e.V.
Abschaltbare Lasten	Mit dieser Umlage werden Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter von sogenannten abschaltbaren Lasten (z.B. Industriebetriebe, die kurzfristig auf die Lieferung von Strom verzichten können) ausgeglichen

4.1 §19 StromNEV-Umlage (Netznutzungsentgelt)

Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilungsnetzen (Netzentgelte) einschließlich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen. Zugleich regelt die Verordnung die Ermittlung der Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die nach § 17f Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes umlagefähig sind (§1 StromNEV).

Unter nach StromNEV definierten Voraussetzungen können große Letztverbraucher ermäßigte Netzentgelte in Anspruch nehmen. Die den Netzbetreibern daraus entstehenden Kosten werden auf die übrigen Letztverbraucher umgelegt. Diese Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV wird als Paragraph-19-Umlage oder §19-Umlage bezeichnet. Die Höhe der Umlage ist abhängig vom Stromverbrauch.

Die § 19 StromNEV-Umlage muss von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung bei Stromvermarktung / Direktlieferung an Dritte erhoben und abgeführt werden.

⁷<https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Netzumlage>

4.2 Stromsteuer

In Deutschland ist beim Verbrauch von Strom grundsätzlich die Stromsteuer zu entrichten. Der Regelsteuersatz beträgt 20,50 Euro je Megawattstunde (2,05 ct / kWh). Die Steuer entsteht in der Regel bei der Entnahme des Stroms aus dem Versorgungsnetz. Steuerschuldner ist dann das Energieversorgungsunternehmen (EVU), das die Stromsteuer über den Strompreis an den Verbraucher weitergibt. Sonderregelungen gibt es beispielsweise für den selbstverbrauchten Strom.

Biogasanlagen können im Rahmen des Stromsteuergesetzes Strom entweder steuerbefreit beziehen / nutzen oder sich nachträglich (teilweise) entlasten lassen. Entscheidend für mögliche Steuerbegünstigungen ist die Form der Einspeisung. Biogasanlagenbetreiber sollten in jedem Fall prüfen, welche Möglichkeiten bestehen und welche Anzeige- und Meldepflichten einzuhalten sind.

5. Ausgewählte Vermarktungsbeispiele

5.1 Zusatzmöglichkeit Regelernergievermarktung

Fast alle Biogasanlagen in der Direktvermarktung können am Regelergiemarkt teilnehmen, insbesondere auch unflexible Biogasanlagen. Bevor Biogasanlagen anfangen, flexibel Strom zu erzeugen, wurden die Erlöse aus der Regelernergie als Zusatzerlöse bezeichnet.

Voraussetzungen sind die Präqualifizierung der Anlage und ein Vertrag mit einem Direktvermarkter mit entsprechendem Handelszugang. Die drei Regelernergieprodukte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL +/-) und Minutenreserve (MR +/-) können mit unterschiedlichem Aufwand und Erträgen von Biogasanlagen bedient werden. Vor allem die PRL ist in der Umsetzung aufwendig, da die BHKW speziell dafür vorbereitet werden müssen. Die SRL benötigt für

gute Erlöse steile Rampen beim Anfahren, vor allem wenn die lukrative positive Regelernergie (kurzzeitiges Hochfahren der BHKW) angeboten werden soll. Die MR ist zwar einfacher zu planen, aber von den Erlösen her begrenzt.

In den Jahren 2015 bis etwa 2019 waren am Regelergiemarkt gute Erlöse zu erzielen, durch verschiedene Eingriffe der Bundesnetzagentur und durch die Zunahme der Anbieter sanken diese jedoch. Mit dem Anstieg der Strompreise 2021 und 2022 nahmen auch die Potenziale wieder zu. Grundsätzlich unterliegen die Erlöse sehr starken Schwankungen und sind schwer vorherzusehen. Für unflexible Anlagen stellt die Regelernergievermarktung oftmals die einzige Option für Zusatzerlöse dar.

5.2 Fahrplanfahrweise flexibler Anlagen

Eine Fahrweise nach Fahrplan oder Start-Stopp-Fahrweise lässt sich sinnvollerweise nur mit flexiblen Anlagen umsetzen, da eine durch das Stoppen des BHKW verlorene Strommenge wieder „nachgeholt“ werden muss. Über einen Fahrplan verteilt der Betreiber, oftmals unterstützt durch den Direktvermarkter, die Strommenge eines Tages auf die Zeiten hoher Strompreise.

Zu Zeiten niedriger Preise wird die Leistung reduziert oder ganz heruntergefahren. Dies geschieht dabei unter Nutzung der Biogasspeicher und Wärmepufferspeicher, da selbstverständlich Biogas nicht an die Umwelt abgegeben werden darf und auch nicht ungenutzt abgefackelt werden soll und Wärmelieferverpflichtungen nicht ignoriert werden können.

Die Stromerzeugung orientiert sich dabei an den Börsenpreisen. Der Strom wird für Deutschland innerhalb des heutigen und für den nächsten Tag größtenteils an der EPEX-Strombörse in Paris gehandelt. Dort bilden sich für jede Stunde und Viertelstunde Preise aus Angebot und Nachfrage. Flexible Biogasanlagen haben durch das im EEG festgelegte Marktprämienmodell den besonderen Vorteil, die Stromproduktion „flexibel“ auf Zeiten hoher Nachfrage und somit höheren Preisen verschieben und dabei Zusatzerlöse generieren zu können (siehe Abb. 4). Die dabei erzielten Erlöse sind umso höher, je größer der

Unterschied zwischen dem durchschnittlichen Preis (dem sogenannten Monatsmarktwert nach EEG Anlage 1 und den tatsächlichen Preisen je Stunde und Viertelstunde ist.

Abb. 4 zeigt die Day-Ahead Auktionswerte für die Gebotszone DE-LU für die Jahre 2020 bis 2024. Für die flexible Stromproduktion durch Biogasanlagen sind dabei im Besonderen die Stunden mit sehr hohen Strompreisen auf der linken Seite des Diagramms interessant.

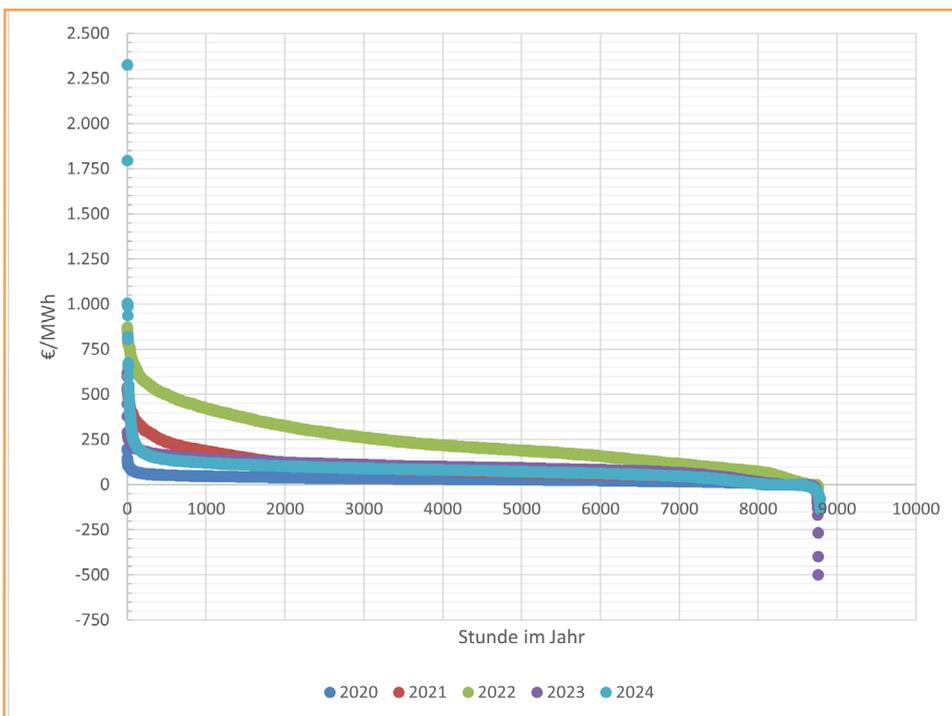


Abb. 4: Sortierte Preiskurve Day-Ahead Auktion (Gebotszone DE-LU)⁸.

Neben den stundenweisen Geboten, die jeweils einen Tag im Vorfeld („Day Ahead“-Markt) abgegeben werden, gibt es auch zwei kurzfristige, Viertelstundengenaue Vermarktungen („Intra Day“-Auktion- und „Intra Day Continuous“-Markt).

Dabei kann es insbesondere durch Schwankungen in der Nachfrage oder Veränderungen bei der fluktuierenden Stromproduktion von Wind und Sonne zu starken Preisimpulsen deutlich oberhalb (oder unterhalb) der Day Ahead Preise kommen.

⁸<https://www.energy-charts.info/>

5.2.1 Ausrichtung am Day Ahead Markt

Betreiber flexibler Anlagen können bei fast allen Direktvermarktern an diesem Markt teilnehmen. Meist gibt der Betreiber den Fahrplan je Stunde selbst vor, wozu gegebenenfalls ein Kundenportal des Direktvermarkters genutzt werden kann, teilweise rechnet der Händler die Erlöse einfach im Nachhinein über die Zählerstände und Stundenpreise am Ende des Monats aus. Die

Erlöse richten sich nach der Überbauung (Verhältnis der installierten zur Bemessungsleistung) und der Speichertiefe (Ausschaltzeit) (siehe Abb. 7).

Je flexibler die Anlage, je genauer die Planung des Betreibers und je verlässlicher die Preisprognosen des Händlers die Wirklichkeit widerspiegeln, desto mehr Erlöse können erzielt werden.

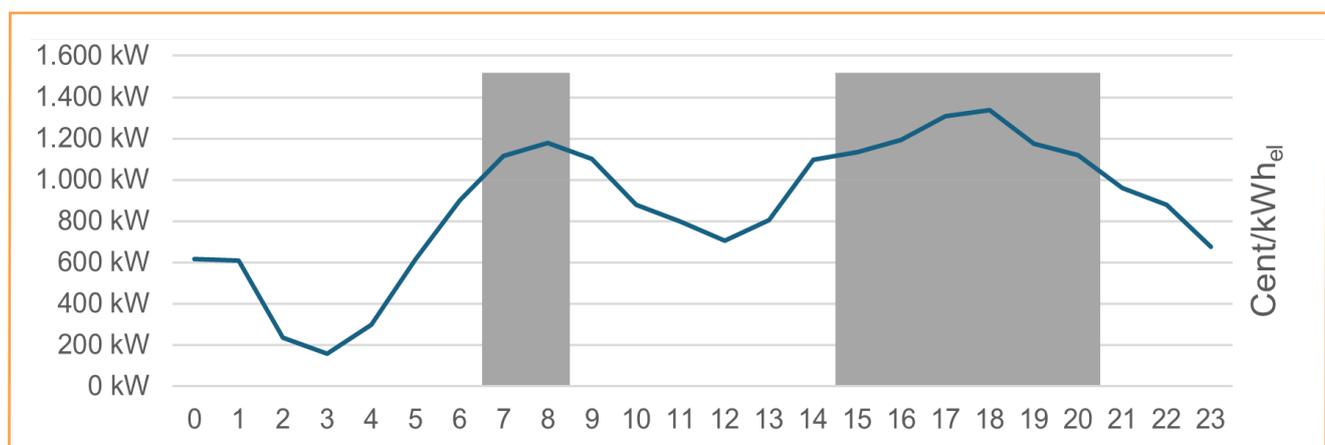


Abb. 5: Fahrplanbeispiel einer dreifach überbauten Anlage. Betriebszeiten der BHKW (grau schraffiert) richten sich dabei an den Stundenpreisen aus (blaue Linie)

5.2.2 Kombination der Day Ahead-Vermarktung mit Regelenergie

Bei Händlern, die sowohl Regelenergie- als auch Day Ahead-Vermarktung anbieten, können beide Märkte kombiniert werden. Dazu müssen die sechs 4-Stundenblöcke eines Tages berücks-

sichtigt werden. Dies ist oftmals ohne großen Aufwand möglich und verschafft zusätzliche Erlöse.

5.2.3 Ausrichtung der Fahrweise am kurzfristigen Markt in Echtzeit (Intraday)

Der Intraday-Handel dient primär dazu, Fehlmengen oder Überschüsse des eigenen Bilanzkreises durch kurzfristige, untertägige Handelsaktivitäten so gering wie möglich zu halten, um den Prognoseverpflichtungen des Bilanzkreisvertrages nachzukommen und etwaige Ausgleichsenergiekosten zu reduzieren. Mit Hinblick auf immer flexibler werdende Anlagen lässt sich der kurzfristige Handel aber auch dafür nutzen,

um den Strom von Anlagen kurzfristig bedarfsgerecht – und somit möglichst gewinnbringend und systemstabilisierend – zu produzieren.

Der Intraday-Handel ist insbesondere von Bedeutung, um unvorhersehbare Änderungen in Stromproduktion und -nachfrage über marktliche Mechanismen aufzufangen, bevor der Einsatz von Regelenergie notwendig wird.

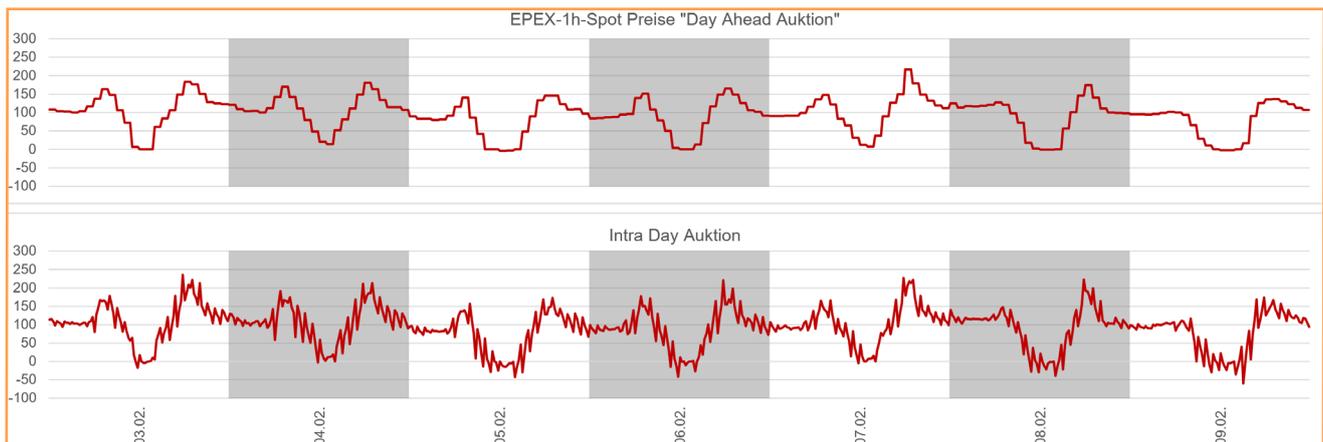


Abb. 6: Typischer Preisverlauf während einer Woche im Vergleich von Day Ahead- und Intraday-Auktion in €/MW⁹

Insbesondere durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien haben Veränderungen der Stromerzeugung aus Windkraft und PV immer größeren Einfluss auf die kurzfristigen Preise am Intraday-Handel. Die Residuallast (die Lücke zwischen gesicherter Erzeugung und tatsächlichem Verbrauch) wird zunehmend größer, wodurch die Potenziale am Intraday-Handel steigen.

Flexiblen Biogasanlagen sind neben Pumpspeicher- und Erdgaskraftwerken eine der wenigen Stromerzeugungsanlagen, die kurzfristig, d.h. noch fünf Minuten vor Beginn einer Viertelstunde, ihre Fahrweise verändern können.

Die Erlöse sind in den letzten Jahren in Kombination mit der Day Ahead-Vermarktung stetig gestiegen. Die Nachfrage nach kurzfristig verfügbarer Leistung ist dabei sowohl bei niedrigen als auch hohen Monatspreisen vorhanden.

Durch die Kurzfristigkeit und die Preisbildung in Echtzeit kann der kurzfristige Viertelstundenmarkt nicht mehr über manuelle Fahrweisen vom Betreiber selbst bedient werden. In diesem Fall muss der Direktvermarkter die flexible Biogasanlage vollautomatisch steuern können, insbesondere wenn alle Produkte Day Ahead, Intraday Auktion und kurzfristiger Intraday Handel bedient werden sollen. Der Betreiber stimmt

dabei mit dem Direktvermarkter die grundsätzliche Fahrweise der Anlage (zum Beispiel Speichergrenzen) und BHKW (idealerweise mit Wirkungsgrad- und Substratkosten, Start-Kosten, Wartungskosten, Mindest- oder Max-Laufzeiten) ab, überlässt jedoch den genauen Zeitpunkt für Start und Stopp dem Händler. Im Vergleich zur manuellen Day Ahead-Optimierung können hierdurch die Erlöse in der Regel verdoppelt werden.

Die monatlichen Erlöse sind dabei abhängig vom Börsenniveau. Diese führte im Sommer 2022 zu fast doppelt so hohen Erlösen wie im Jahr zuvor.

⁹Quelle: SK Verbundenergie AG

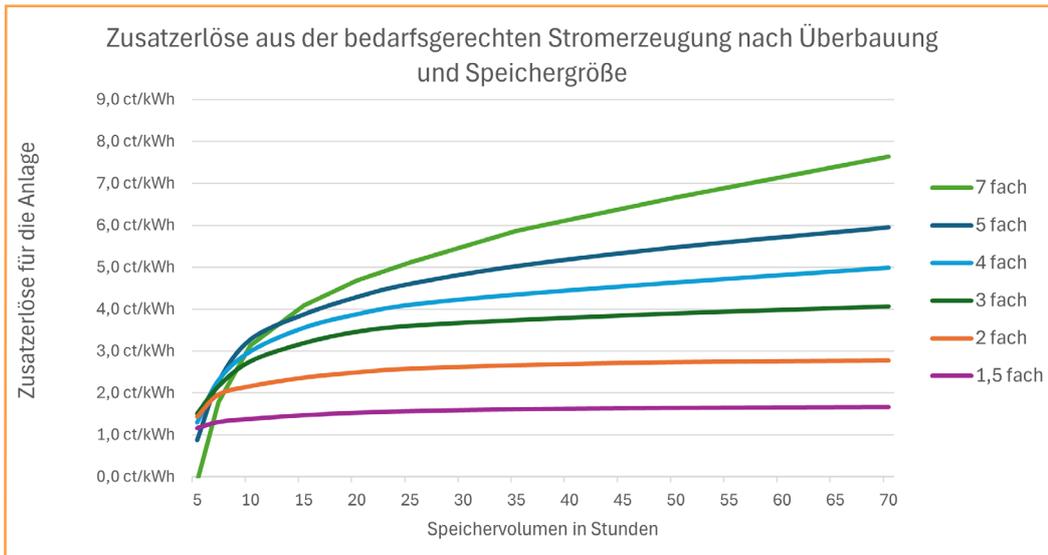


Abb. 7: Zusatz Erlöse für den Betreiber aus der Vermarktung Day Ahead, Intraday und Intra Day Continuous in Abhängigkeit von Überbauung und Speichertiefe. Betrachtungszeitraum 2023 und 2024¹⁰.

Voraussetzung für diese Fahrweise ist ein hoher Automatisierungsgrad und eine konsequente Umsetzung der Flexibilisierung. Anlagen benötigen hierzu:

- ▶ eine kontinuierliche Füllstandsmessung aller Gasspeicher
- ▶ BHKW mit Vorwärmung und Vorschmierung, die per Fernüberwachung gestartet und gestoppt werden können

- ▶ gereinigtes Biogas
- ▶ flexible Wärmeabnehmer oder ausreichend große Wärmepufferspeicher zur Entkopplung der Wärme- und Stromproduktion

Siehe hierzu auch die Fachinformation: Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung (www.biogas-forum-bayern.de/bif34).

5.2.4 Festpreismodelle

Im Jahr 2022 konnte auf Grund der hohen Börsenpreise auch für Biogasanlagen der Strom für die darauffolgenden drei bis vier Quartale oder das Folgejahr am Terminmarkt verkauft werden. Der Betreiber vereinbarte hierzu mit seinem Direktvermarkter eine Strommenge und einen fixen Preis, zu dem der gelieferte Strom dann im Liefermonat verrechnet wurde. Je nach Modell des Direktvermarkters wurde das Risiko, dass die vertraglich vereinbarten Strommengen

über- oder unterschritten werden, verschieden gehandhabt, dadurch variierten die Preise oft deutlich zwischen den Anbietern. Festpreise sind in der Regel nur lukrativ, wenn sich der Strombörsenpreis deutlich oberhalb der EEG-Vergütung der Anlage bewegt. Eine Kombination zwischen Festpreisen und Vermarktungszusatz Erlösen aus den Fahrplänen oder Regelenergie ist bei den meisten Direktvermarktern möglich.

¹⁰Quelle: SK Verbundenergie AG

Weiterführende Information:

Grünstrom „frei öffentliches Netz“ am Beispiel:

„cells energy“ - Der Bürgerstrommarktplatz der renergie Allgäu GmbH

Um dauerhaft eine Teilhabe der Betreiber an der Energiewirtschaft sicher zu stellen, startete der gemeinnützige Verein renergie im Jahr 2019 das Projekt „cells energy Bürgerstrom-Marktplatz“. Ziel des Vorhabens ist es, eine Plattform zu schaffen, auf der Bürger Erneuerbare Energie frei austauschen können. Dadurch soll die regionale Wertschöpfung in Bürgerhand gefördert, die Akzeptanz der Erneuerbaren gesteigert und damit der Klimaschutz vorangetrieben werden.

Im ersten Entwicklungsschritt baute der Kemptener Verein einen eigenen Energieversorger in einer Dienstleistungs-Tochtergesellschaft auf. Dieser nimmt heute den Betreibern von Biogas-, Windkraft-, Wasserkraft- und PV-Anlagen fast vollständig die Komplexität des Stromhandels ab. Mit nur wenigen Klicks und für eine Monatsgebühr kann jeder Betreiber in Deutschland sein Erzeugungskonzept auf der Google-Karte sichtbar machen. Alle Anbieter präsentieren sich, ihren Betrieb, ihre Anlagen und ihre ganz persönliche Philosophie in Wort und Bild auf der Marktplatz-Seite <https://cells.energy/>. So bekommt das Produkt Strom ein Gesicht, eine Geschichte und damit auch Bedeutung für den Kunden, der über die persönliche Auswahl seines Lieferanten seinen aktiven und eigenverantwortlichen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Die über 100 Anlagenbetreiber, die bereits online sind, bieten ihren Strom regional zum Verkauf. Durch das EEG geförderte Anlagen können sich dabei aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG noch keine Herkunftsnachweise ausstellen lassen. Bei allen Anlagen wird jedoch die Energie über die kurze Lieferkette des Direktvermarkters der Anlage und cells energy direkt an den Endkunden geliefert – egal ob mit oder ohne Herkunftsnachweis. Die Stromkunden unterstützen dabei ihre Betreiber mit

einem Betreiberzuschuss, der zusätzlich zum günstigen, zeitvariablen cells energy Stromtarif vom Kunden geleistet wird. Basis des Tarifs ist der SPOT-Preis, um für Marktprämienanlagen ein Mitmachen ohne Preisrisiko und damit einen einfachen Einstieg zu ermöglichen. So werden beispielsweise 0,3 ct / kWh Betreiberzuschuss auf den viertelstündlichen Börsenpreis aufgeschlagen und an den Betreiber ausbezahlt. Das „Leih-EVU“ der renergie GmbH finanziert sich dabei im Wesentlichen aus einer Gebühr auf den Verkauf von Strom an Gewerbe- und Privatkunden.

Zum Stand dieser Veröffentlichung versorgt der Marktplatz rund 800 Kunden mit einer Liefermenge von über 12 GWh im Jahr. Einen deutlichen Anstieg des Zuspruches erwartet sich der Kemptener Verein, sobald die im EU-Recht verankerte Förderung für regionale Energy-Sharing-Konzepte eingeführt wird. Diese ist aktuell in der politischen Diskussion. Dadurch wird auch der finanzielle Spielraum wachsen, um allen Beteiligten noch mehr wirtschaftliche Anreize zu bieten. Schrittweise soll dann auch die Möglichkeit geschaffen werden, dass Betreiber über Fixpreise mit ihren Kunden eine Preisabsicherung vereinbaren können. Die Vision dahinter ist es, in Zukunft einen eigenen Markt für die Bürgerenergie aufzubauen, der nach Spielregeln gestaltet ist, die günstige Preise für Verbraucher und eine sichere, wirtschaftliche Basis für ihre Lieferanten ermöglicht.

Der Bürgerstrom-Gedanke schafft eine wirtschaftliche Perspektive über die EEG-Vergütung hinaus. Die renergie Allgäu GmbH sorgt in dem komplexen Vermarktungsverfahren für Rechtssicherheit und gleichzeitig für einfache Abläufe. Ein bereits gewählter Direktvermarkter kann behalten werden und die bisherige Vermarktung ist durch den Bürgerstrommarktplatz nicht beeinflusst.

5.3 Weiterführende gesetzliche Grundlagen

- ▶ Herkunfts- und Regionalnachweisdurchführungsverordnung (HkRNDV)
- ▶ Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)
- ▶ § 42 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
- ▶ § 79 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
- ▶ Gebührenverordnung nach § 14 Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung - HkRNGebV)
- ▶ Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- ▶ Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

Zitiervorlage: Rauh, S., Dorfner, Ch. und Wagner, R. (2025): Perspektive Biogas Teil 3: Vermarktung und Eigennutzung von Strom In: Biogas Forum Bayern, 05/2025, Hrsg. ALB Bayern e.V., www.alb-bayern.de/bif58, Stand [Abrufdatum]



Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und
Landwirtschaftliches Bauwesen (ALB)
in Bayern e.V.
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon	08161 / 887-0078
Telefax	08161 / 887-3957
E-Mail	info@alb-bayern.de
Internet	www.alb-bayern.de