

Stellungnahme zum Konsultationsdokument zum Referentenentwurf von Regelungen zur Änderung des EEG 2023 zu Bioenergie (Biogaspaket)

Vorbemerkung

BALANCE begrüßt grundsätzlich den Ansatz der Bundesregierung, Biogasanlagen eine Perspektive zu geben. Für eine sichere, saubere und bezahlbare Energieversorgung sind heimische, dezentrale, multifunktionale Strom- und Wärmeproduzenten wie Biogasanlagen weiterhin unverzichtbar. Damit Biogasanlagen auch in Zukunft wirksam ihren Beitrag leisten können, bedarf es aus unserer Sicht Anpassungen am Biogaspaket, die wir mit untenstehenden Antworten adressieren.

1. Art und Natur der Maßnahme

Die o.g. Änderungen im EEG zu Bioenergie knüpfen an die bestehende Systematik im EEG und dem bekannten Ausschreibungssystem an:

- (1) Wie bewerten Sie die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen insbesondere der vorgesehenen Quoten unter dem Aspekt der Auswirkungen auf den Wettbewerb in der EU?

Die vorgesehene Quote für Bestandsanlagen mit Wärmekonzept bewerten wir negativ, da sie die ohnehin komplexe Regulatorik zur Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen weiterhin verkompliziert. Grundlegende Kritik an der Quote findet sich unter Abschnitt 1.1- 1.3.

Zudem werden Anlagen benachteiligt, die kein Wärmenetz vor dem 01.01.2024 (vgl. Änderung §39g, Drucksache 20/14246, Stand: 17.12.2024) installiert hatten, sich derzeit aber im Bau oder in fortgeschrittenen Planungen eines Wärmenetzes befinden.

Praxisbeispiel: Für eine BGA wurden am 01.01.24 die Planungen zum Anschluss an ein Wärmenetz abgeschlossen. Die bauliche Umsetzung erfolgte erst im Q4/24. Nach dem derzeitigen Stand wäre diese Anlage trotz des bestehenden Anschlusses an ein Wärmenetz im Ausschreibungsverfahren benachteiligt. Die Gründe für diesen Stichtag sind nicht ersichtlich.

- (2) Stimmen Sie zu, dass die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in Kombination mit den vorgesehenen zusätzlichen Flexibilisierungsanreizen einen signifikanten Beitrag zur weiteren Dekarbonisierung des Stromsystems leisten kann?

Nein, die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in Kombination mit den vorgesehenen zusätzlichen Flexibilisierungsanreizen wird nach unserer Einschätzung keinen signifikanten Beitrag zur weiteren Defossilisierung des Stromsystems leisten. Die zusätzlichen Flexibilisierungsanreize sind nicht ausreichend. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der meisten Biogasanlagen nicht darstellbar.

Beispielsweise ist der geplante Flexibilitätszuschlag im Umfang von 85 bzw. 100 EUR kW⁻¹ nicht ausreichend. Zurückliegende Preissteigerungen für notwendige Investitionen zur Überbauung werden dadurch nicht ermöglicht.

Des Weiteren erhöht sich zwar das Ausschreibungsvolumen, allerdings verringert sich die Menge an förderfähiger Strommenge aufgrund der Reduzierung der Vollbenutzungsstunden.

(3) Wie bewerten Sie die Maßnahme zur bevorzugten Bezuschlagung von Bestandsanlagen mit bestehendem Wärmekonzept im Hinblick auf das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren?

Biogasanlagen mit Wärmeabsatz können (angemessener Wärmepreis vorausgesetzt) i.d.R. Anlagen ohne Wärmeabsatz in der Biomasseausschreibung unterbieten. Betriebswirtschaftlich ist daher ein Anreiz zur Wärmenutzung bereits vorhanden. Es ist fraglich, ob die Quote unter den Voraussetzungen für die Verringerung der Vollbenutzungsstunden einen zusätzlichen Anreiz für eine höhere Wärmenutzung bietet.

Die Wärmeplanungen der Kommunen sind bereits gestartet und werden je nach Größe der Kommune bis Juli 2026 bzw. Juli 2028 vorliegen. Bestandsbiogasanlagen können in diesen Plänen v.a. im ländlichen Raum z.B. über Nahwärmenetze eine wichtige Rolle spielen. Daher ist ausführlich zu diskutieren, ob Anlagen, die sich im Rahmen kommunaler Wärmeplanungen als potentielle Wärmelieferanten angeboten haben bzw. anbieten, durch das geplante Verfahren benachteiligt werden. Insofern ist die Bedingung eines bestehenden Wärmenetzes vor einem Stichtag als hinderlich einzustufen, da sie in bestehende regulatorische Prozesse eingreift und den Lösungsraum bzw. einzelne Lösungsoptionen für die Strom- und Wärmebereitstellung ohne erkennbaren Grund ausschließt (vgl. Antwort 1.1).

(4) Wie bewerten Sie den vorgesehenen Wegfall der Südquote im Hinblick auf den Wettbewerb in den Ausschreibungen?

Der Wegfall der Südquote ist positiv zu bewerten. Durch die Abschaffung der Südquote können Unternehmen nun freier entscheiden, wo sie ihre erneuerbaren Energieprojekte umsetzen, was zu einer flexibleren und potenziell kostengünstigeren Entwicklung führt.

(5) Wie bewerten Sie die vorgeschlagene Systemumstellung von Bemessungsleistung auf förderfähige Betriebsstunden bei Biogas Neu- und Bestandsanlagen im Hinblick auf die Stärkung der Anreize zur Flexibilisierung und der Wirtschaftlichkeit?

Diese Anforderung (inkl. der im Verlauf der Förderperiode geplanten Reduzierung auf 8.000 Betriebsviertelstunden) bedeutet eine weitere Reduktion der förderfähigen Strommenge bei gleichzeitiger Wärmelieferung. Die mit dieser Regelung einhergehende notwendige Überbauung bei gleichzeitiger Wärmelieferung ist unter den geplanten Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht darstellbar (Investition für BHKW, Gas- und Wärmespeicher).

Die tatsächliche förderfähige Strommenge wird weiterhin reduziert, wenn angenommen wird, dass ins Anfahr- und Abschaltzeiten für BHKW keine volle Leistung erbracht werden kann. Die geplante Systemumstellung von Bemessungsleistung auf förderfähige Betriebsstunden bei Neu- und Bestandsanlagen sollte im Hinblick auf die wirtschaftliche Realisierbarkeit von Anlagen nicht umgesetzt werden.

(6) Wie bewerten Sie den Wegfall der Förderung bei Bioenergie bei schwach positiven Preisen im Hinblick auf die Systemdienlichkeit und die Schonung der biogenen Ressourcen?

Wenn die o.g. Anmerkungen/Forderungen (keine Quote, höherer Flexibilitätszuschlag, keine Umstellung der Bemessungsleistung auf förderfähige Betriebsstunden) umgesetzt werden, ist der Wegfall der Förderung bei schwach positiven Preisen angemessen und realisierbar.

(7) Wie bewerten Sie die weitere Absenkung der Maisquote als Beitrag zur Schonung der nachwachsenden Rohstoffe und zum verstärkten Anreiz zur Nutzung von Abfall- und Reststoffen?

Die Absenkung der „Maisquote“ stellt keinen Beitrag zur Schonung nachwachsender Rohstoffe dar. Der Fokus auf einzelne Fruchtarten ist außerdem fachlich in Gesamtdeutschland nicht nachvollziehbar (vgl. <https://www.tlllr.de/www/daten/pflanzenproduktion/nawaro/biogas/emai0811.pdf>). Eine Begrenzung zum Einsatz bestimmter nachwachsender Rohstoffe (Mais und Getreidekorn) reizt nicht automatisch den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen an. Des Weiteren handelt es sich aus unserer Sicht beim „Maisdeckel“ um eine Überregulierung. Diese Einschätzungen begründen wir wie folgt:

Tabelle 1: Typische Werte und Standardwerte – Biogas zur Elektrizitätserzeugung (RL (EU) 2018/2001, Annex V Teil D).

Biogasproduktionssystem		Technologische Option	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
80 % Mist/Gülle und 20% Mais	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	45%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	114%
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	40%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	103%
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	35%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	106%
30 % Mais und 70% Mist/Gülle	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	37%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	94%
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	32%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	85%
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	27%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	85%
40 % Mais und 60 % Mist/Gülle	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	32%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	82%
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	28%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	73%
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	22%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	72%
100% Mais	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	21%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	53%
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	18%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	47%
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	10%
		Geschlossenes Gärrückstandslager	43%

Fall 1 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst geliefert werden.

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen und die Prozesswärme von einem Biogaskessel geliefert wird.

Der Maisdeckel reguliert/beschränkt den Einsatz der effizientesten (Fläche, spez. THG-Emissionen) nachwachsenden Rohstoffe für die Biogasproduktion. Diese Regulierung ist lediglich für wenige Regionen mit einem hohen Viehbesatz ($> 2 \text{ GV ha}^{-1} \text{ LF}$) in Kombination mit einem hohen Biogasanlagenbesatz nachvollziehbar. In vielen anderen Regionen, insbesondere in denen mit geringem Viehbesatz, ist Silomais ein wertvoller Teil der Fruchtfolge.

Des Weiteren wird für neue Anlagen $> 2 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ lt. EEG und BioSt-NachV bereits eine THG-Minderung von 80 % gefordert, so dass bereits der Anreiz (bzw. Pflicht bei Zugang zum EEG) besteht, neben nachwachsenden Rohstoffen abfallbasierte Biomasse oder Gülle einzusetzen. Bei der nationalen Umsetzung der EU RL 2023/2413, ohne die Nutzung mgl. Übergangsregelungen wird diese Minderung auch für 15 Jahre alte Bestandsanlagen bereits ab dem 01.01.2026 gelten.

Ein Auszug aus der EU RL 2001/2018 in Tabelle 1 zeigt das für einen Teil der Biogasanlagen in Kombination mit verschiedenen technologischen Optionen, verschiedenen Prozessenergiebereitstellung nur mit abnehmenden Maisanteil und steigenden Gülle/Mist-Anteil die THG-Minderung von 80% bei Nutzung der Standardwerte realisiert werden kann.

Biogasanlagen, die nachhaltigen Strom i.S. der BioSt-NachV (Voraussetzung für EEG-Vergütung BGA $> 2 \text{ MW}_{\text{FWL}}$) produzieren, unterliegen damit einer Doppelregulierung. Damit steigen die Kosten der Stromproduktion für Anlagen $> 2 \text{ MW}_{\text{FWL}}$, weil die THG-effizientesten nachwachsenden Rohstoffe (wie Silomais) in ihrer Nutzung zusätzlich beschränkt werden. Die geplante Verschärfung des „Maisdeckels“ wird dazu führen, dass neue Konfliktfelder geschaffen werden. In Regionen mit niedrigem Viehbesatz und fehlendem Reststoffangebot im direkten Umkreis der Anlagen werden weniger flächeneffiziente Energiepflanzen eingesetzt, die die Diskussionen um Flächennutzungskonkurrenzen und Flächenverbrauch unnötig verschärfen. Des Weiteren entsteht ein neues Hemmnis für die Flexibilisierung/Überbauung von Anlagen, die aufgrund der Überschreitung der $2 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ -Schwelle in den Geltungsbereich der BioSt-NachV fallen und damit in Bezug auf den Substrateinsatz doppelt reguliert sind.

2. Methoden und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO_2 Äquivalenten

Für die Abschätzung der durch die vorgeschlagenen Maßnahmen vermiedenen CO_2 -Emissionen wird auf die Methodik der Emissionsbilanz erneuerbare Energieträger zurückgegriffen. Im Rahmen einer Netto-Bilanz lässt sich für das Jahr 2023 ein durchschnittlicher Vermeidungsfaktor in Höhe von $533,15 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ für die Stromerzeugung aus Biogas ableiten. Beispielsweise lässt sich mittels der zu erwartenden Stromerzeugung durch die vorgeschlagenen Maßnahmen in Höhe von 4.574 GWh in 2023 eine zu erwartende Vermeidung in Höhe von 2,4 Millionen Tonnen CO_2 -Äq. pro Jahr errechnen. Bei kalkulierten Förderkosten von 677 Mio. EUR pro Jahr ergeben sich Vermeidungskosten in Höhe von ca. 225 EUR pro Tonne CO_2 und Jahr.

Halten Sie diese Methodik für sachgerecht?

Die oben berechneten Vermeidungskosten von 225 EUR pro Tonne CO_2 und Jahr sind nicht nachvollziehbar. Das Verhältnis von 677 Mio. EUR und 2,4 Mio. t CO_2 -Äq. ergibt $282 \text{ EUR t}^{-1} \text{ CO}_2\text{-Äq.}$ und nicht $225 \text{ EUR t}^{-1} \text{ CO}_2\text{-Äq.}$ Der grundsätzliche Ansatz zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten und die Nutzung der UBA Emissionsbilanz Erneuerbare Energien ist nachvollziehbar und geeignet. Es ist allerdings im Detail zu prüfen ob:

- der Bruttovermeidungsfaktor für die durch Biogasstrom ersetzen steuerbaren Energieträger (Braun-, Steinkohle und Gas) nicht höher ist,
- der Emissionsfaktor von Biogasstrom bei den gegebenen Einsatzstoffen geringer ist und
- damit der Nettovermeidungsfaktor und die THG-Vermeidung im Umfang von 2,4 Mio. t CO_2 -Äq. a nicht höher ist und
- damit die spezifischen Vermeidungskosten niedriger sind.

zu a)

Wenn nur die obersten 30% der Strompreise als Vergleichsmenge und davon nur die fossilen Brennstoffe inkl. Anteil (Steinkohle [19%], Erdgas [38%] und Braunkohle [43 %]) als Vergleichswert herangezogen werden, ergibt sich aus der Kombination mit den THG-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe im Vergleich mit dem THG-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes 2023 (https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf, Tab. 4, S. 20), ein gewichteter Bruttovermeidungsfaktor von insgesamt 794 g CO₂-Äq kWh⁻¹.

zu b)

Wenn zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Strom aus Biogas die folgenden Parameter angelegt werden:

- Standardwerte nach EU RL 2001/2018 Annex VI für Fall 2 (bezieht sich auf Optionen, bei denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird),
- der aktuelle durchschnittliche Substratmix (energetisch) in Deutschland besteht zu 78 % aus nachwachsenden Rohstoffen, zu 19 % aus Gülle/Festmist und zu 3 % aus Abfall (vgl. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf). Da die im Annex VI aufgeführten Standardwerte für die spezifischen THG-Emissionen bei der Stromproduktion aus Biogas nur für Mais, Gülle und Abfall vorliegen, werden alle nachwachsenden Rohstoffe vereinfacht wie Mais behandelt. Aus o.g. Gründen (vgl. 2.7) werden dabei Emissionen unterschätzt, da der Maisanteil der eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe bei ca. 70 % liegt. Das ist allerdings wegen der unten dargestellten verbesserten Bestimmung der Lachgasemissionen zu vernachlässigen.
- Die Biogasanlagen in Deutschland haben zu 70% bzw. 30% ein gasdichtes bzw. kein gasdichtes Gärproduktlager (https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf).

ergibt sich ein Emissionsfaktor für die Stromproduktion aus Biogas von 22,8 g CO₂-Äq. MJ⁻¹ bzw. 82,3 g CO₂-Äq. kWh⁻¹.

Es ist zu prüfen, ob die aktuelle Emissionsbilanz Erneuerbare Energien bereits die für Deutschland seit 2020 vorliegenden spezifischen Emissionsfaktoren für Lachgasemissionen aus Stickstoffeinträgen auf landwirtschaftlichen Böden berücksichtigt (vgl. Mathivanan et al. (2020): <https://doi.org/10.1016/j.agee.2021.107640>). Im nationalen Inventarbericht für Treibhausgasemissionen als auch in den mit Durchführungsbeschluss (EU) 2024/2666 anerkannten neuen NUTS 2-Werten werden diese Erkenntnisse bereits angewendet. Im letzteren Fall führt dies zu deutlich niedrigeren spezifischen THG-Emissionen beim Anbau von Energiepflanzen für Biogas (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202402666).

zu c:

Der höhere Nettovermeidungsfaktor 712 g CO₂-Äq. kWh⁻¹ ergibt bei der Stromerzeugung von 4.574 GWh eine THG-Vermeidung von 3,26 Mio. t CO₂-Äq.

zu d:

Daraus ergeben sich THG-Vermeidungskosten für die flexible Strombereitstellung aus Biogas im Umfang von 208 EUR t CO₂-Äq.⁻¹.

3. Nutzung und Umfang von Ausschreibungen

Die vom BMWK vorgeschlagenen Maßnahmen stellen vollumfänglich auf die Fortsetzung der Förderung der Bioenergie über wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren im EEG ab.

- (1) Stimmen Sie zu, dass die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen geeignet sind, die Flexibilisierung am effizientesten zu erfüllen?

Nein (Begründung siehe oben)

- (2) Sehen Sie das vom BMWK vorgeschlagenen Ausschreibungsvolumen und -design als ausreichend an, um den effizientesten Biogas-Bestandsanlagen eine Anschlussperspektive zu geben?

Die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens ist positiv zu bewerten. Das Design und die Umstellung der Fördersystematik reicht nicht aus, um Bestandsanlagen eine Perspektive zu bieten.

4. Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe

- (1) Wie bewerten Sie insgesamt das unter II beschriebene Maßnahmenbündel im Hinblick auf die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe und auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen den Beihilfeempfängern?

Siehe oben. Zur Beihilfe haben wir aus dem Betrieb unserer Anlagen heraus keine Hinweise.

- (2) Wie schätzen Sie das Risiko des Eingriffs in den Wettbewerb durch die teilweise Bevorzugung von Bestandsanlagen mit Wärmekonzept ein?

Siehe oben.

- (3) Wie bewerten Sie die Maßnahmen zum Anreiz für eine stärkere Flexibilisierung hinsichtlich ihrer Wirksamkeit auf die System- und Versorgungssicherheit?

Die Anpassungen des EEG reichen nicht aus, um einen Anreiz zur Flexibilisierung der Stromerzeugung zu setzen. Um Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung zu hochflexiblen Spitzenlastkraftwerken umzurüsten, sind erhebliche Investitionen seitens der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber erforderlich (netzverstärkende Maßnahmen).

- (4) Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge um die Flexibilität von Biogasanlagen noch effektiver und/oder effizienter anzureizen?

Die geplanten Regelungen müssen folgende Punkte angemessen würdigen:

- Die notwendigen Investitionen in den BGA-Anlagenpark zur Flexibilisierung (BHKW, Speicher,..) sind gut abschätzbar.
- Die Erlöse auf dem sehr volatilen Strommarkt sind hingegen schwer abschätzbar und auch abhängig vom Wärmebedarf (die Anlage kann nicht nur stromgeführt betrieben werden, auch in Zeiten niedriger Strompreise müssen die Anlagen zur Wärmeversorgung betrieben werden).
- Ein Vergleich mit anderen in Diskussion stehenden Optionen (vgl. Kraftwerksicherungsgesetz) ist notwendig. Beispielsweise ist zu diskutieren, in welcher Relation die Kosten zur Umrüstung unflexibler Biogasanlagen auf einen strommarktorientierten Betrieb zu den Kosten für die Errichtung von auf Wasserstoff umrüstbaren Gaskraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit stehen.
- Erste Antworten darauf liefern wissenschaftliche Studien: „Bioenergie ist in allen betrachteten Sektoren im Vergleich zu Ptx-Optionen die wettbewerbsfähigere Option, um schwer zu elektrifizierende Bereiche auf erneuerbare Technologien umzustellen.“ (vgl. der FAU <https://www.evt.tf.fau.de/files/2024/09/Biogas-im-kuenftigen-Energiesystem-final-09-09-24.pdf> und des DBFZ/UFZ <https://www.dbfz.de/sobio/ergebnisse-und-schlussfolgerungen#c25736>)?

- (5) Sollte der Flexibilitätszuschlag auf die insgesamt installierte Leistung gezahlt werden oder nur auf neue, zusätzlich installierte Leistung - und wie sollte die zusätzlich installierte Leistung in diesem Fall definiert sein - und wie bewerten Sie die Höhe des Flexibilitätszuschlages?

Der Flexibilitätszuschlag sollte auf die gesamte installierte Leistung gezahlt werden. Damit erhalten Biogasanlagenbetreiber die größtmögliche unternehmerische Freiheit. Der Flexibilitätszuschlag sollte mehr als 120 EUR $kW_{inst.}^{-1}$ betragen. Die Förderung sollte wie die Höchstgebotswerte kontinuierlich überprüft und ggf. angepasst werden.

(6) Wie schätzen Sie die Auswirkungen der dauerhaften Streichung der Südquote auf die System- und Versorgungssicherheit ein?

Positiv s.o.

(7) Wie bewerten Sie die Maßnahmen zum Wegfall der Förderung bei schwach positiven Preisen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen?

Weitgehende Schärfungen mit Hinblick auf systemdienlichen Einsatz von Biogas sind sinnvoll. Es muss sichergestellt werden, dass Anlagen bei weniger Einsatz (aber gezieltem/flexiblen Einsatz) auskömmliche Erlösmöglichkeiten haben, die deren langfristiges Bestehen sicherstellen. Gleichzeitig muss die Wärmenutzung bzw. die Kraft-Wärme-Kopplung realisierbar bleiben.

(8) Welche Wechselwirkungen sehen Sie zwischen Höhe der förderfähigen Betriebsstunden, dem Höchstwert und der Höhe des Flexibilitätszuschlages?

Je weniger förderfähige Betriebsstunden, desto höher müssen Höchstwert bzw. Flexibilitätszuschlag sein, um Kosten zu decken und ggf. einen Gewinn zu erzielen.

(9) Wie beurteilen Sie die vorgeschlagenen förderfähigen Betriebsstunden im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und insbesondere auf die Auswirkungen auf das Wärmekonzept?

Anlagenbetreiber müssen auch auf den Wärmebedarf Rücksicht nehmen. Bei wenigen Betriebsstunden sind sehr große Wärmespeicher erforderlich (hohe Investitionskosten sowie Speicherverluste).

