

Stellungnahme zum EEG: Flexibilisierungsoption von Biomasse-HKW mit gekoppelter Momentanreservebereitstellung

Kontakt: Fachverband Holzenergie im Bundesverband Bioenergie e.V.
Thomas Schliermann
Schliermann@bioenergie.de

Lobbyregisternummer: R000788

Datum: 25.9.2026

Das Wichtigste in Kürze

Der Fachverband Holzenergie im Bundesverband Bioenergie e.V. (FVH) schlägt ein gekoppeltes Vergütungsprodukt im Stromsystem vor, das die flexible Absenkung der Einspeiseleistung von Biomasse-Heizkraftwerken mit der fortdauernden Bereitstellung lokaler Momentanreserve verbindet.

Kernkriterien dieses Produkts sind eine nachgewiesene Absenkungsfähigkeit der angebotenen Einspeiseleistung um mindestens 40 % für mindestens 500 Stunden und eine Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden als Kriterium einer signifikanten Momentanreservebereitstellung.

Zur Kompensation der erhöhten Kosten aus Zusatzinvestition in Flexibilisierung und Betrieb wird ein jährlicher Flexibilitätszuschlag von 130 EUR je kW abgesenkter Einspeiseleistung für den EEG-Vergütungszeitraum vorgeschlagen.

Es wird gefordert, dass auch inhärent im Wirkleistungsbetrieb erbrachte physikalische Momentanreserve aus Synchrongeneratoren anerkannt und vergütet wird, zusätzlich zum Aufbau zusätzlicher Momentanreserve nach den aktuellen Bedingungen der Momentanreserveausschreibungen.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollen Investitionen in flexible Fahrweisen und Teillastfähigkeit fördern und Biomass(heiz)kraftwerke (HKW) im Hinblick auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, insbesondere Momentanreserve, als vorhandene kosteneffiziente Bausteine gegenüber fossilen Alternativen systemgerecht erhalten.

In Zeiten verschiedener Krisen sind Fragen der Resilienz verstärkt stets mitzudenken. Auch ist Out-of-the-box-Denken immer wieder angebracht. Es ist erforderlich, das Resilienzverständnis dahingehend zu erweitern, dass neben der Herkunft von Anlagenbestandteilen etc. auch der Brennstoff stärker mit einbezogen wird. Heimische, sicher verfügbare Biomasse ist hier gegenüber krisenanfälligen Gaslieferungen zu bewerten und in entsprechenden Szenarien sachgerecht zu berücksichtigen.

Ausgangslage

Mit dem zunehmenden Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien – insbesondere Wind und Photovoltaik – verändert sich das deutsche Stromsystem grundlegend. Die Einspeisung wird volatiler, Netzengpässe häufen sich. Damit einhergehende Herausforderungen und Anforderungen bezüglich der Planbarkeit und Prognose, der Bedarf an Flexibilitäts- und Speichertechnologien für die Systemstabilität verschieben sich und werden dringlicher und komplexer. Auch signifikante Kosten für sog. Redispatch-Maßnahmen rücken in den Vordergrund und müssen durch adäquaten Ausbau von Flexibilitäten und entsprechenden Betriebsweisen möglichst vermindert werden.

Ein wichtiger Faktor der Netzstabilität ist die Momentanreserve (Trägheit des lokalen Stromnetzes). Während bei fossiler Energieerzeugung Großkraftwerke mit den schweren, trägen Massen ihrer Generatoren Momentanreserve „nebenbei“ dem Netz bereitgestellt haben, steht dieser Beitrag der Trägheit des lokalen Stromnetzes mit der Abschaltung dieser Anlagen nicht mehr zur Verfügung und muss anderweitig ersetzt werden. Aufgrund des lokal sehr spezifischen Ausbaus des Stromsystems aus Erneuerbaren muss zudem die Trägheit des Netzes ebenfalls lokal angepasst und ggf. ausgebaut werden.

Weiterhin nimmt der Bedarf an flexiblen Betriebsweisen und an Speichern stark zu, da diese helfen können, Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage durch zeitliche Verschiebung des Nutzungsprofils auszugleichen. Aufgrund des aktuell und auch perspektivisch zu langsamen Ausbaus der Speicher (z.B. Batterieelektrische-Systeme) im Vergleich zur Dynamisierung des Ausbaus der volatilen Erneuerbaren Wind und PV kommt es an sonnen- und/oder windreichen Tagen und Stunden zu einem Überangebot an Strom, dem nicht adäquat begegnet werden kann, und entsprechend zu negativen Strompreisen an der Börse (ca. 600 Stunden im Jahr 2025; Tendenz steigend). In diesem „\$51 EEG Zeitfenster“ mit negativen Strompreisen besteht kein Anspruch auf eine Marktpremie. Es besteht in diesen Szenarien Bedarf an einer flexibilisierten Betriebsweise der Stromerzeugung mit verminderter Einspeisung aufgrund des aktuell nicht ausreichenden Batteriespeicherausbaus. Andererseits besteht in diesen Zeitfenstern gleichzeitig aufgrund des hohen Anteils an PV und Wind – also Technologien, die aktuell noch keine Momentanreserve bereitstellen können - ein erhöhter Bedarf an stabilisierender Momentanreserve, die aktuell nur von Erzeugungsanlagen und Kraftwerken mit schweren trägen und rotierenden Massen der Generatorsysteme - also von fossil betriebenen Kraftwerken oder Feststoffbiomasseanlagen - erbracht werden können. Wie an den Energy Charts regelmäßig ersichtlich, werden trotz großer Überproduktion von Strom an sonnigen und / oder windreichen Tagen fossile Kraftwerke stets so hoch gefahren, dass sich mindestens 10 bis 15 Prozent der Gesamt-Erzeugungsleistung aus Kraftwerken mit einem direkt gekoppelten (Synchron-)Generator im Netz einstellen. Diese Kapazitäten dienen neben der Funktion der kurzfristigen Anpassung des Bedarfs (z.B. Windfront in 3 Stunden) auch dazu, das dringend benötigte Niveau instantaner Momentanreserve im Stromnetz zu gewährleisten.

Für Feststoff-HKW, die durch ihre Synchron-Generatoren ebenfalls Momentanreserve bereitstellen können, wird dagegen das bisherige Betriebsmodell – ausgerichtet auf möglichst viele Volllaststunden – zunehmend unwirtschaftlich. Die Kombination aus wegfallender Vergütung bei negativen Preisen, hoher Inflation der letzten Jahre und veränderten Systemanforderungen stellt die Wirtschaftlichkeit vieler

Heizkraftwerke zunehmend in Frage. Während die vorher erwähnten fossilen Anlagen, die aufgrund eines positiven Redispatch-Signals laufen (in diesem Fall Kohle- und Gas), Anrecht auf den vollständigen Ersatz ihrer Aufwendungen erhalten und somit mit Gewinn anstatt Verlust betrieben werden können.

Vor diesem Hintergrund der neuen Rahmenbedingungen stellt sich die Frage, wie mit Aussicht auf eine gesicherte Wirtschaftlichkeit dem Bedarf an flexibleren Fahrweisen in Zeiten eines volatileren Stromsystems Rechnung getragen werden kann und auch die lokale Momentanreserve vorhandener Biomasse-HKW dem Stromnetz in Zeiten eines hohen Bedarfs an lokaler Trägheit des Stromnetzes nicht verloren geht.

Vorschlag:

Eine Möglichkeit eines Vergütungsmodells, das sowohl nötige Zusatzinvestitionen für die Flexibilisierung von Biomasse-HKW ermöglicht als auch die von diesen Anlagen bereitgestellte Momentanreserve sichert, ist ein gekoppeltes Produkt aus Flexibilität und Teillastbetrieb unter Beibehaltung der Momentanreservebereitstellung. Da die Momentanreserve der Biomasse-HKW auf der Trägheit der rotierenden Massen (Rotor, Welle, Turbine) basiert und der Generator synchron mit konstanter Frequenz rotiert, ist die im Schwungrad gespeicherte kinetische Energie und damit die Momentanreservebereitstellung genauso wie bei fossilen Erzeugungsanlagen nahezu unabhängig von der aktuellen elektrischen Last. Trotz Teillastbetrieb kann also weiter annähernd die volle Momentanreserve bereitgestellt werden. Dabei wird sowohl positive als auch negative Momentanreserve inhärent bereitgestellt.

Das angebotene **Produkt koppelt** die Fähigkeit zu **modulierender Betriebsweise** an **beständige Bereitstellung von lokaler Momentanreserve** und ist folgendermaßen ausgestaltet und an Mindestkriterien gekoppelt:

- Schaffung der Möglichkeit von Teillastbetrieb von mindestens **60%** (mindestens 40% Absenkung) der **angebotenen Einspeiseleistung** unter **Beibehaltung von Momentan-reservebereitstellung**
- Der Umfang der mindestens zu erbringenden Momentanreserve ergibt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen Nennleistung dieser Anlage und einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden.
- Mindestkriterien
 - Prämie ab Absenkungsfähigkeit von **mindestens 40%**
 - Leistungsabsenkung für **mindestens 500h** nachgewiesen
 - Kriterium Momentanreserve: **Anlaufzeitkonstante mindestens 2s**
- Für das Produkt wird ein **Flexibilitätszuschlag von 130 EUR pro kW abgesenkter Einspeiseleistung jährlich** für den EEG-Vergütungszeitraum gezahlt.

Ist eine Anlage stärker als die Mindestabsenkung von 40% in der Lage, die Einspeiseleistung zu reduzieren, so ist ein Anreiz für weitergehende Flexibilisierung hierzu über den Flexibilisierungszuschlag gegeben. Die Festlegung einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden gewährleistet, dass eine relevante Menge an Momentanreserve bereitgestellt wird. Die Pflicht, an mindestens 500 Stunden im Jahr die Einspeiseleistung entsprechend abzusenken, beweist die Investition in die Flexibilisierung; gleichzeitig wird der Anlage jedoch die Möglichkeit gegeben, flexibel auf eventuell sonstige bestehende Lieferverpflichtungen reagieren zu können. Das vorgeschlagene Produkt würde den **Vorrang von erneuerbaren Energien auch für Momentanreserve umsetzen** und gleichzeitig über den Flexibilisierungsanreiz eine Antwort auf das bis zur hinreichenden Menge an Batterien im Netz bestehende Problem überschüssiger Energiemengen liefern.

Erläuterungen:

Der Gesetzgeber hat zwar verschiedene Maßnahmen auf den Weg gebracht (z.B. Anpassung technischer Richtlinien für netzführende umrichterbasierte Einspeisung, synthetische Momentanreserve, Roadmap Systemstabilität), um zukünftig Momentanreserve aus anderen Quellen in hinreichender Menge beziehen zu können. Bis zu einer Serienfertigung wird es aber nach aktuellen Planungen noch Jahre dauern.

Fossile als auch erneuerbare Verbrennungskraftwerke haben eine Kessel-Mindestleistung, unterhalb derer „das Feuer zusammenbricht“ und die Anlage vom Netz getrennt werden muss. Tatsächlich erhalten die deutschen Kohlekraftwerke seit Jahren finanzielle Förderungen, um ihre Technik zu flexibilisieren und als strategische Reserve vorgehalten zu werden. Um Biomasse-Feststoff-Verbrennungskraftwerke auf eine niedrigere Kessel-Mindestleistung zu optimieren, sind ebenfalls Investitionen notwendig (z.B. größere Überhitzer, größerer Bauraum).

Kraftwerke über 10 MW elektrischer Leistung sind in Deutschland auf Basis von EU-Vorgaben über die Richtlinie „Umsetzung der „Generation and Load Data Provision Methodology“ in Deutschland“ faktisch von einem negativen Redispatch unterhalb ihrer Mindestleistung ausgenommen; dadurch kann durchgehend - und in Zeiten hoher Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren mit besonders hohen Bedarfen – Momentanreserve durch Biomasse-HKW bereitgestellt werden.

Gerade in dezentralen Netzen wäre auch dezentrale Momentanreserve sinnvoll. Ist die Momentanreserve insgesamt und auch regional gut ausgebaut, so reduziert sich der Bedarf anderer, zeitlich sich anschließender sog. Regelenergien in Bedarfs- und Störfällen zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenzstabilität deutlich und der Netzausbau kann insgesamt kostengünstiger erfolgen, was dem Stromverbraucher zugute kommt.

Die Kapazitätsprämie im StromVKG wurde von 173 EUR/kW auf 244 EUR/kW u.a. mit der Begründung der hohen Anforderungen an die Lieferung von Momentanreserve angehoben. Jedes Biomasse-HKW, das stillgelegt wird, muss bezüglich regionaler Momentanreserve adäquat ersetzt werden - und dies teuer über fossile, neu aufzubauende Kraftwerkskapazitäten.

Seit Anfang des Jahres 2026 ist die Beschaffung von Momentanreserve über Momentanreserve-ausschreibungen gestartet. Bestehende Anlagen mit physikalischer Trägheit und Synchrongeneratoren können hiervon nur profitieren, wenn zusätzliche Schwungmasse installiert wird. Weiterhin ist inhärent im Wirkleistungsbetrieb erbrachte Momentanreserve nach den aktuellen FAQ (C.I.1) ausgeschlossen („Grundsätzlich ist nur diejenige Momentanreserve aus Synchronmaschinen vergütungsfähig, die nicht bereits inhärent bei gleichzeitiger Wirkleistung erbracht wird.“). Es ist aus Sicht des FVH sachgerecht, zusätzliche Momentanreserve aufzubauen; jedoch sollten auch bestehende Potenziale bei Wirkleistungsbetrieb nicht gefährdet und vergütet werden.

Aufgrund der sich geänderten Rahmenbedingungen muss man in immer mehr Sektoren von einem Krisenszenario ausgehen und dies stets verstärkt mitdenken. Deswegen erscheint es sachgerecht und dringend angeraten, die Resilienzdiskussion auch auf die Versorgungssicherheit und Systemstabilität des

Stromsystems dahingehend auszuweiten, dass Resilienz neben der Herkunft von Anlagenbestandteilen auch unter dem Gesichtspunkt des eingesetzten Brennstoffs betrachtet wird und lokal verfügbare Ressourcen in Form von heimischer Biomasse mit dem vielen Krisenszenarien unterworfenen Brennstoff Gas zu vergleichen.

Mit Einführung des EEG 2025 folgt aufgrund § 51 EEG (Entfall der Marktprämie/ Vergütung während negativer Börsenstrompreise) sowie eingeführten Mechanismen zur Abschaltung von EE- Erzeugungseinheiten in Zeiträumen starker Einspeisung eine faktische Verpflichtung, Anlagen während dieser Perioden „vom Netz zu nehmen“; zu diesen Anlagen gehören auch Biomasseanlagen, die Momentanreserve liefern. Fossile Kraftwerke bleiben bei diesen Perioden am Netz oder werden hochgefahren, während gleichzeitig erneuerbare Kraftwerke vom Netz genommen werden sollen; geschieht dies mit dem Zweck, das Niveau der Momentanreserve zu gewährleisten, widerspricht dies bisheriger Regelung, sofern der EE-Vorrang gewahrt bleiben soll. Wenn das Runterfahren fossiler Erzeuger nicht eine Größenordnung teurer ist, sind EE nachrangig runterzufahren.

Um weitergehende flexible Fahrweisen mit Batteriespeichern zu ermöglichen, muss ein adäquates Einspeichern (zu Zeiten mit Stromüberschuss) und Ausspeichern (z.B. nachts bei erhöhter Nachfrage und ohne PV-Einspeisung) ermöglicht werden. Hierfür wird vorgeschlagen, dass die maximale Einspeisemenge um bis zu 50% erhöht werden kann, damit die Batterie adäquat bezüglich der Engpässe/Überschüsse je Tag ausgenutzt werden kann (§ 9 EEG oder flexible Netzanschlussvereinbarungen). Unklarheiten zur Definition einer „Anlage“ müssen dahingehend klargestellt werden, dass auch Batterien sachgerecht mit berücksichtigt werden.

Eine Anlage, die in negativen Preisphasen (§ 51 EEG) die Einspeiseleistung deutlich reduziert und gleichzeitig Momentanreserve entsprechend des vorgeschlagenen Produkts bereitstellt, hat in dieser Zeit weiterhin Betriebskosten (Brennstoff, Arbeitskosten etc.), die einer Kompensation über das beschriebene Produkt aus Flexibilisierung und Momentanreservebereitstellung bedürfen. Werden diese Kosten nicht kompensiert, ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb aufgrund der negativen Strompreise nicht zu gewährleisten, so dass auch die Systemdienstleistungen ausfallen.

Regulatorische Ausgestaltung

Nach Ansicht des FVH könnte das vorgeschlagene Produkt über einen zusätzlichen Abschnitt in §50 EEG (Flexibilitätsparagraf) geregelt werden.

Vorschlag

§ 50c Flexibilitätszuschlag für gleichzeitige Bereitstellung von Momentanreserve

- (1) Biomasseheizkraftanlagen haben Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag, wenn die Einspeiseleistung auf mindestens 60% der angebotenen Einspeiseleistung reduziert werden kann unter Beibehaltung der Momentanreservebereitstellung.
- (2) Der Umfang der mindestens zu erbringenden Momentanreserve ergibt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen Nennleistung dieser Anlage und einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden.
- (3) Für die nachgewiesene Absenkungsfähigkeit zur angebotenen Einspeiseleistung von mindestens 40 % für mindestens 500 Stunden erhält der Anlagenbetreiber für den gesamten EEG-Vergütungszeitraum einen jährlich auszahlenden Flexibilitätszuschlag in Höhe von 130 EUR pro kW Leistungsabsenkung.