

Verpflichtende vertragliche Abregelungsvorgaben in der Direktvermarktung (§ 10b Abs. 7 EEG-RefE)

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 26. Juni 2026

Die Thüga Aktiengesellschaft unterstützt das Ziel des Referentenentwurfs, die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien zu stärken und Abregelungen bei negativen oder sehr niedrigen Strompreisen zu fördern. Die in § 10b Abs. 7 EEG-RefE vorgesehene Pflicht, in Direktvermarktungsverträgen einen preislichen Schwellenwert für die ferngesteuerte Abregelung sowie eine Kostentragungsregelung zu vereinbaren, ist aus unserer Sicht jedoch nicht geeignet, dieses Ziel zu erreichen. Wir sprechen uns für eine ersatzlose Streichung der Regelung aus und schlagen einen zielgenaueren Ansatz vor.

1. Regelungsinhalt

Nach § 10b Abs. 7 EEG-RefE sollen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer vertraglich (1.) einen anhand von Strommarktpreisen definierten Schwellenwert vereinbaren, ab dem die Einspeiseleistung der Anlage ferngesteuert abgeregelt wird, sowie (2.) eine Regelung zur Kostentragung für den Fall, dass diese Abregelung unterbleibt. Nach den Übergangsvorschriften soll die Pflicht auch für Bestandsanlagen gelten, sobald neue Verträge geschlossen oder bestehende angepasst werden.

2. Bewertung im Überblick

Wir lehnen die Regelung ab. Sie greift ohne erkennbaren systemischen Mehrwert in die Vertragsfreiheit ein, ist in zentralen Begriffen unbestimmt, verkennt die technische und portfoliobasierte Realität der Direktvermarktung und ist im Massengeschäft weder prüf- noch vollziehbar. Die mit ihr verbundenen Risiken laufen dem politischen Ziel, die Direktvermarktung deutlich auszuweiten, zuwider.

3. Kein systemischer Mehrwert – Eingriff in die Vertragsfreiheit

Direktvermarkter haben bereits heute ein unmittelbares wirtschaftliches Interesse daran, Anlagen bei negativen oder sehr niedrigen Preisen abzuregeln. Bei negativen Preisen im Day-Ahead- und Intraday-Markt bestehen schon jetzt klare Anreize, die Einspeisung zu reduzieren oder auszusetzen; entsprechende Abregelungen werden in der Praxis – auch für kleinere Anlagen – vorgenommen. Eine gesetzliche Pflicht zur Vereinbarung fixer Abschaltsschwellen schafft daher keinen zusätzlichen Lenkungseffekt, sondern dupliziert lediglich einen bereits bestehenden Marktanzreiz.

Die verpflichtende Vorgabe konkreter vertraglicher Abschaltsschwellen stellt zugleich einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit dar. Sie schreibt den Marktteilnehmern den Inhalt privatrechtlicher Verträge in einem Bereich vor, in dem der Markt das gewünschte Verhalten bereits selbst herbeiführt.

4. Unbestimmte Rechtsbegriffe und fehlende Definitionen

Die zentralen Tatbestandsmerkmale der Regelung sind nicht hinreichend bestimmt. Weder „Strommarktpreis“ noch „Schwellenwert“ noch „Abregelung“ werden definiert. Die Begründung nennt zwar negative Börsenpreise und temporäre Erzeugungüberschüsse als Beispiele, lässt aber die für eine rechtssichere und einheitliche Vertragsgestaltung entscheidenden Fragen offen – insbesondere:

- welcher Marktpreis maßgeblich ist (Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion oder Intraday Continuous);
- ob auf Stunden- oder Viertelstundenpreise abzustellen ist;
- ob ein statischer oder ein dynamischer Schwellenwert zulässig ist;
- ob und wie Portfolioeffekte berücksichtigt werden dürfen;
- wie Speicher, Eigenverbrauch und PPA-Strukturen einzubeziehen sind;
- wie zum Zeitpunkt der Abregelung noch nicht fixierte Preisbestandteile (z. B. der Monatsmarktwert) in die Schwellenwertberechnung eingehen sollen.

Ohne Klärung dieser Fragen lässt sich ein preislich definierter Schwellenwert im Vorhinein nicht sinnvoll festlegen. Die Folge wären uneinheitliche Vertragsklauseln, Auslegungstreitigkeiten und Rechtsunsicherheit zu Lasten von Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Netzbetreibern.

5. Technische und portfoliobezogene Realität der Direktvermarktung

Die Regelung erkennt, dass Direktvermarkter in der Regel portfoliobasiert und nicht anlagenscharf steuern. Ökonomisch sinnvoll kann es sein, im Portfolio etwa 50 MW zu reduzieren, ohne jede einzelne Anlage

abzuregeln, deren vertraglicher Schwellenwert ausgelöst wurde. Eine an die einzelne Anlage geknüpfte Abregelungspflicht passt nicht zu dieser Steuerungslogik.

Hinzu kommen technische Einschränkungen, die außerhalb des Einflussbereichs des Direktvermarkters liegen. Anlagen können aus unterschiedlichen Gründen nicht reagieren; Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (Rampen) bleiben unberücksichtigt. Besonders problematisch ist die Kombination aus einheitlicher Preisschwelle und unterschiedlicher technischer Reaktionsfähigkeit der Anlagen: Einige Anlagen reagieren, andere nicht; das Portfolio ist insgesamt korrekt reduziert, die einzelne Anlage aber nicht. Stellt der Gesetzgeber rechtlich auf die einzelne Anlage ab, droht ein Pflichtverstoß trotz marktgerechten Gesamtverhaltens.

Ungeklärt bleibt zudem das Verhältnis zur netzdienlichen Steuerung. Der Vorrang netzdienlicher Maßnahmen ist unzureichend geregelt; offen ist insbesondere, wie bei gleichzeitiger Steuerung durch Netzbetreiber und Direktvermarkter zu verfahren ist und wie mehrere Erzeuger und Verbraucher an einem Netzverknüpfungspunkt (Co-Location) behandelt werden. Eine echtzeitnahe Steuerung ist Marktstandard, in der nachgelagerten Prüfung jedoch aufwändig und fehleranfällig.

6. Massenprozessrisiko – Widerspruch zum Ziel der Direktvermarktung

Individuell ausgehandelte Schwellenwerte je Vertrag sind für eine Direktvermarktung im Massengeschäft nicht handhabbar. Sie verlängern das Onboarding, verteuern die Vertragsprüfung, treiben die Entgelte der Direktvermarkter und erhöhen die technischen Mindestanforderungen. Kleine Anlagen werden dadurch unattraktiver. Dies steht im direkten Widerspruch zum erklärten politischen Ziel,

die Direktvermarktung gerade auch im Kleinanlagensegment deutlich auszuweiten.

Hinzu kommt die Vollzugsfrage: Ein Verstoß gegen die vertragliche Vorgabe müsste durch den Netzbetreiber nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 sanktioniert werden. Wie die Einhaltung der Pflicht anlagenscharf kontrolliert werden soll, bleibt offen. Eine bürokratiearme, massengeschäftstaugliche Umsetzung ist vor diesem Hintergrund nicht realistisch.

7. Fazit und Vorschlag

In der vorgesehenen Form ist § 10b Abs. 7 EEG-RefE kaum umsetzbar und ebenso schwer prüfbar. Wir empfehlen, die Regelung ersatzlos zu streichen.

Soweit der Gesetzgeber das Risiko ausbleibender Abregelung adressieren möchte, halten wir einen zielgenaueren Ansatz für sachgerecht: eine Verschärfung der Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit von Anlagen bei ausbleibender Reaktion. Nach unserer Einschätzung ist die fehlende oder nicht funktionsfähige Fernsteuerbarkeit von Anlagen für deutlich mehr ausbleibende Abregelungen verantwortlich als das Verhalten der Direktvermarkter. Ein an der Fernsteuerbarkeit ansetzender Mechanismus wäre wirksamer, eingriffsärmer und massengeschäftstauglicher als die im Entwurf vorgesehene vertragliche Lösung.

Die Thüga AG und ihre Partnerunternehmen – die Stadtwerke – stehen für eine fachliche Erörterung im weiteren Verfahren gern zur Verfügung.

Ansprechpartner:

Martin Bäumer

Energiepolitik

T: 089-38197-1427

martin.baeumer@thuega.de

Markus Wörz

Leiter Stabstelle Energiepolitik

T: 089-38197-1201

markus.woerz@thuega.de

Den Eintrag der Thüga im Lobbyregister mit der Nummer R001118 finden Sie [hier](#). Den Eintrag im europäischen Lobbyregister (Nr. 702152628415-31) finden Sie [hier](#)