Stellungnahme zum Festlegungsentwurf zur *Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS)* der Bundesnetzagentur vom 06. August 2026

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 18. September 2026

Die Thüga Aktiengesellschaft (Thüga) bedankt sich für die Gelegenheit, im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) Stellung zu nehmen. Mit dem Festlegungsentwurf werden wesentliche Grundlagen für die zukünftige Bildung und Erhebung der Netzentgelte geschaffen. Die Regelungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Finanzierung der Netzinfrastruktur, die Belastung der Netznutzer sowie die Abrechnungs- und Marktprozesse der Netzbetreiber.
Die Thüga unterstützt das Ziel, die Netzentgeltsystematik an die veränderten Anforderungen des Energiesystems anzupassen. Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber ist dabei entscheidend, dass die Finanzierung der Netzinfrastruktur verlässlich gewährleistet bleibt, die Vorgaben bundesweit einheitlich angewendet und neue Pflichten mit vertretbarem Aufwand in den bestehenden Markt- und Abrechnungsprozessen umgesetzt werden können. Die Stellungnahme knüpft an die von der Thüga im bisherigen Verfahren eingebrachten Positionen an und berücksichtigt die Ergebnisse des Gutachtens zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Die Darstellung folgt der Reihenfolge der Inhalte des Festlegungsentwurfs; die konkreten Anmerkungen werden ergänzend im amtlichen Formblatt übermittelt.

Kostenwälzung

Die Thüga teilt die Einschätzung, dass die bestehende Systematik der vertikalen Kostenwälzung angesichts der veränderten Last- und Einspeisestrukturen überprüft werden muss. Insbesondere in Netzgebieten mit hoher dezentraler Erzeugung können geringe Bezüge aus vorgelagerten Netzebenen dazu führen, dass diese Netze nur noch in begrenztem Umfang zu deren Finanzierung beitragen, obwohl die entsprechenden Netzkapazitäten weiterhin benötigt werden. Das Ziel, eine sachgerechtere Beteiligung an den Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen zu erreichen und Tarifanomalien zu begrenzen, ist daher grundsätzlich nachvollziehbar. Positiv ist zudem, dass der netzbezogene Letztverbrauch auf einer grundsätzlich messbaren und vergleichsweise stabilen Datengrundlage beruht.
Der vorgesehene Wälzungsschlüssel auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs überzeugt in seiner ausschließlich arbeitsbezogenen Ausgestaltung jedoch nicht. Die Kosten der Stromnetze werden wesentlich durch die Dimensionierung und Vorhaltung von Netzkapazitäten bestimmt. Maßgeblich sind dabei nicht allein die jährlich transportierten Energiemengen, sondern insbesondere die auslegungsrelevanten Belastungen, die erforderliche Versorgungssicherheit und zunehmend auch Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzebenen. Ein geringer netzbezogener Letztverbrauch bedeutet daher nicht zwangsläufig, dass vorgelagerte Netzkapazitäten in entsprechend geringerem Umfang benötigt oder geringere Kosten verursacht werden. Der vorgesehene Schlüssel bildet diese Zusammenhänge nur eingeschränkt ab und führt vor allem zu einer veränderten Verteilung bereits bestehender Netzkosten.
Hinzu kommt eine systematische Inkonsistenz innerhalb der künftigen Netzentgeltsystematik. Bei größeren Letztverbrauchern soll die Entgeltbildung nach Ziffer 8 künftig stärker an der bestellten Kapazität ausgerichtet werden. Bei der Verteilung der Kosten zwischen den Netz- und Umspannebenen soll dagegen ausschließlich die entnommene Jahresarbeit maßgeblich sein. Damit werden auf der Ebene der Netznutzer kapazitätsbezogene Elemente gestärkt, während die vorgelagerte Kostenwälzung vollständig von der Leistungs- und Kapazitätsinanspruchnahme entkoppelt wird. Auch wenn Kostenwälzung und Entgeltbildung nicht zwingend identischen Maßstäben folgen müssen, erschwert diese gegenläufige Ausgestaltung die Nachvollziehbarkeit und Kostenreflexivität des Gesamtsystems.
Die bereits vorliegenden Berechnungen bestätigen, dass es sich nicht nur um eine methodische Frage handelt, sondern dass erhebliche Verteilungswirkungen eintreten können. Nach den vorläufigen Beispielrechnungen der Bundesnetzagentur sinkt die Kostenbelastung der in der Hochspannung angeschlossenen Letztverbraucher im Durchschnitt um rund 20 Prozent. Gleichzeitig reicht die Spannweite bei einzelnen Netzbetreibern

bis zu einer Mehrbelastung von 64 Prozent. In der Mittelspannung werden Kostensteigerungen von bis zu 30 Prozent und in der Niederspannung von bis zu 33 Prozent ausgewiesen. Die im Durchschnitt vergleichsweise moderaten Veränderungen verdecken damit teilweise erhebliche Auswirkungen in einzelnen Netzgebieten (Begründung des Festlegungsentwurfs, Abschnitt 9.5, Seiten 104 und 105). Auch das Gutachten bestätigt, dass die Hochspannungsebene durchgängig deutlich entlastet und ein größerer Kostenanteil in die Mittel- und Niederspannungsebene weitergewälzt wird (Gutachten, Kapitel 6.5.5, Seiten 180 bis 182).
Dass keine einheitliche regionale oder städtisch-ländliche Systematik erkennbar ist, relativiert diese Auswirkungen aus Sicht der betroffenen Netzbetreiber und Netznutzer nicht. Die konkrete Belastung entsteht auf Ebene des jeweiligen Netzes und wird dort auf die angeschlossenen Kunden verteilt. Netzbetreiber und Netznutzer können die strukturellen Eigenschaften ihres Netzgebiets, die historische Anschlussstruktur und die Einordnung in die vorgelagerte Netzkaskade regelmäßig nicht beeinflussen. Die mit dem Systemwechsel verbundenen Mehrbelastungen lassen sich daher nur eingeschränkt durch eigenes Verhalten vermeiden. Eine im bundesweiten Durchschnitt ausgewogenere Verteilung ist deshalb nicht automatisch mit einer verursachungsgerechteren Belastung im einzelnen Netzgebiet gleichzusetzen.
Auch die Annahme, eine arbeitsbezogene und eine leistungsbezogene Schlüsselung führten wegen ähnlicher kollektiver Benutzungsdauern zu nahezu gleichen Ergebnissen, kann die ausschließliche Orientierung am netzbezogenen Letztverbrauch nicht vollständig begründen. Die im Festlegungsentwurf hierzu dargestellte Gegenüberstellung beruht auf einer begrenzten Auswahl von fünf Netzbetreibern. Die deutlich breiter angelegten Beispielrechnungen der Bundesnetzagentur und die Berechnungen des Gutachtens zeigen demgegenüber erhebliche Unterschiede zwischen den betrachteten Netzgebieten und Netzebenen. Die Vorteile einer vergleichsweise einfachen Datengrundlage müssen daher gegen die festgestellten Verteilungswirkungen und die fehlende Berücksichtigung der Leistungsinanspruchnahme abgewogen werden.
Neben diesen grundsätzlichen Bedenken bestehen offene Fragen bei der praktischen Abwicklung. Die Heranziehung von Ist-Werten des Kalenderjahres t-2 ist grundsätzlich geeignet, die Kalkulation zu stabilisieren. Die Ausnahme für erhebliche und dauerhafte Veränderungen sowie die Vorgaben zu Schätzungen und Nachmeldungen enthalten jedoch erhebliche Bewertungsspielräume. Insbesondere die Begriffe „erheblich“, „dauerhaft“, „gesicherte Erkenntnisse“ und „bestmögliche Schätzung“ sollten einheitlich konkretisiert werden. Da die Daten kaskadierend zwischen den beteiligten Netzbetreibern ausgetauscht werden und unmittelbar in die Entgeltbildung einfließen, können unterschiedliche Bewertungen oder verspätete Korrekturen Auswirkungen auf mehrere nachgelagerte Netzebenen haben. Der in der Begründung genannte Zeitpunkt, bis zu dem Nachmeldungen noch zu berücksichtigen sind, sollte deshalb unmittelbar im Tenor geregelt werden.
Die Thüga spricht sich daher gegen eine ausschließlich arbeitsbezogene Kostenwälzung aus. Der Wälzungsschlüssel sollte zumindest um eine leistungs- oder kapazitätsbezogene Komponente ergänzt werden, damit neben einer stabilen und praktikablen Datengrundlage auch die für die Dimensionierung und Vorhaltung der Netze relevante Leistungsinanspruchnahme angemessen berücksichtigt wird. Sofern die Bundesnetzagentur an der vorgesehenen Systematik festhält, sind angesichts der bereits ausgewiesenen Verteilungswirkungen geeignete Übergangsregelungen sowie eine Überprüfung nach angemessener Anwendungsdauer mit einer wirksamen Nachsteuerungsmöglichkeit vorzusehen. Darüber hinaus sind die Voraussetzungen für Abweichungen von den t-2-Werten, die Anforderungen an Schätzungen und Nachmeldungen sowie ein verbindlicher Korrekturzeitpunkt bundesweit einheitlich und abschließend im Tenor festzulegen.

Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch

Die Beibehaltung von Grund- und Arbeitspreis für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz bis 100.000 Kilowattstunden ist für das Massengeschäft sachgerecht. Ebenso unterstützt die Thüga die Einführung eines Kapazitätspreises auf die Bestellkapazität für größere Letztverbraucher sowie die ergänzende Anwendung von AP1 und AP2. Die Mindestkapazität begrenzt strategische Unterbuchungen; AP1 und AP2 bilden die Entnahmen innerhalb und oberhalb der Bestellkapazität ab. Das Gutachten bestätigt die grundsätzliche Eignung dieses Modells und untersucht seine Parametrierung quantitativ. Auch das Ziel, Prosumer angemessen an der Finanzierung der Netzinfrastruktur zu beteiligen, wird geteilt.
Kritisch ist die Regelung in Ziffer 8.4 Satz 5, wonach der Netzbetreiber bei fehlender Bestellung eine in der Vorausschau als sachgerecht erscheinende optimale Bestellkapazität ableiten soll. Das Gutachten geht demgegenüber davon aus, dass die gewählte Kapazität automatisch fortgeschrieben wird, sofern der Netznutzer keine Änderung vornimmt (Gutachten, Kapitel 3.3.8, Seite 57). Eine individuelle Optimierung durch den Netzbetreiber setzt Kenntnisse über die zukünftige Nutzung der Entnahmestelle voraus, die ihm regelmäßig nicht

vorliegen, und kann zu Streitigkeiten über das Abrechnungsergebnis führen. Beim Grundpreisaufschlag für Prosumer ist zu berücksichtigen, dass damit ein prosumerspezifisches Sonderregime und ein neuer Identifikationsprozess im Massengeschäft entstehen. Auch das Gutachten weist darauf hin, dass dieser Umsetzungsaspekt vor Einführung vertieft zu prüfen ist (Gutachten, Kapitel 3.4.8, Seite 80). Die verbindliche Bandbreite für den Erlösanteil aus Grundpreis und Grundpreisaufschlag schränkt zudem die bisherige netzindividuelle Ausgestaltung ein.
Bei fehlender neuer Bestellung sollte die bisherige Bestellkapazität fortgeschrieben werden. Liegt keine bisherige Bestellung vor, sollte die Ersatzbestellung anhand einer objektiven, bundesweit einheitlichen Regel aus vorhandenen historischen Werten bestimmt werden. Der Grundpreisaufschlag für Prosumer sollte als Übergangslösung ausgestaltet und nach angemessener Zeit überprüft werden. Für die Prosumeridentifikation sind rechtzeitig eindeutige, automatisierbare Kriterien und standardisierte Marktprozesse festzulegen. Bei der Aufteilung zwischen Grund- und Arbeitspreis sollten sachlich begründete netzindividuelle Spielräume erhalten bleiben.
Die für das Massengeschäft maßgeblichen Vorgaben und Parameter müssen zudem so frühzeitig endgültig feststehen, dass sie in den regulären Kalkulationsprozessen für die Netzentgelte und Lieferpreise des Folgejahres berücksichtigt werden können. Kurzfristige Änderungen mit nachträglichen Preisanpassungen sollten vermieden werden.

Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Die Prüfung einer stärkeren Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzinfrastruktur ist angesichts ihres Einflusses auf Netzdimensionierung und Netzausbau grundsätzlich nachvollziehbar. Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines laufenden Einspeiseentgelts nicht zwingend erscheint, bei moderater Bemessung und kapazitätsbezogener Ausgestaltung aber vertretbar sein kann. Diese Einordnung stützt einen zurückhaltenden Ansatz.
Nach dem Gutachten können Einspeiseentgelte die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nicht nachhaltig entlasten und nur begrenzt zu den mit ihnen verbundenen Umverteilungseffekten beitragen. Zugleich können die zusätzlichen Kosten in Förderbedarfe oder Ausschreibungsgebote einfließen und bei nicht geförderten Neuanlagen Investitionszurückhaltung auslösen (Gutachten, Kapitel 4.6, Seiten 127 und 128). Aus Sicht der Netzbetreiber ist ein einmaliger, anschlussbezogener Baukostenzuschuss deshalb das planbarere und marktschonendere Instrument. Das Gutachten bestätigt den Baukostenzuschuss als grundsätzlich geeignetes Anreizelement für Investitionsentscheidungen und empfiehlt eine einheitliche Bemessungsmethodik (Gutachten, Kapitel 8.5, Seiten 219 und 220). Hinzu kommt, dass die Erhebung eines laufenden Einspeiseentgelts durch den Anschlussnetzbetreiber neue Abrechnungs- und Datenprozesse gegenüber einer großen Zahl von Anlagenbetreibern erfordert. Fälligkeit, Korrekturen, Forderungsausfälle, Betreiberwechsel und die Abführung an den Übertragungsnetzbetreiber sind bislang nicht abschließend geregelt.
Vor diesem Hintergrund sieht die Thüga die Einführung eines laufenden Einspeiseentgelts kritisch und spricht sich vorrangig für einen einmaligen, anschlussbezogenen Baukostenzuschuss aus. Die Folgefestlegung zu Baukostenzuschüssen sollte zeitlich priorisiert und das Verhältnis beider Instrumente vor ihrer Anwendung abschließend geklärt werden. Wird dennoch an einem laufenden Einspeiseentgelt festgehalten, ist es moderat und kapazitätsbezogen auszugestalten sowie durch eine verbindliche Obergrenze für das bundeseinheitliche Einspeiseentgelt zu begrenzen. Für Erhebung, Datenmeldung und Abführung sind bundesweit einheitliche Prozesse festzulegen; dem Anschlussnetzbetreiber dürfen daraus weder ungedeckte Kosten noch Liquiditäts- oder Forderungsausfallrisiken entstehen.

Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Die gesonderte Behandlung von Stromspeicheranlagen und die Unterscheidung zwischen rein netzgekoppelten und anlagengekoppelten Stromspeicheranlagen sehen wir als zielführend an. Der reine Kapazitätspreis für rein netzgekoppelte Stromspeicheranlagen vermeidet eine arbeitsbezogene Belastung der Lade- und Entladevorgänge. Auch die gemeinsame Betrachtung anlagengekoppelter Stromspeicheranlagen mit der gekoppelten Erzeugungs- oder Letztverbrauchsanlage sowie die Befreiung wieder eingespeister Mengen von Arbeitspreisen greifen zentrale Anliegen der Thüga auf. Diese Grundentscheidung entspricht den gutachterlichen

Ergebnissen, wonach ein reiner Kapazitätspreis für Speicher vorzugswürdig ist (Gutachten, Kapitel 5.7, Seiten 159 bis 161).
Das Gutachten weist für anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen selbst auf die erforderliche messtechnische und rechnerische Abgrenzung der Speicherzyklen hin, entwickelt hierfür aber keine operativen Fallgruppen. Für die praktische Anwendung müssen daher die Abgrenzung der Anlagenkonstellationen, die Behandlung von Multi-Use- und Co-Location-Konzepten sowie die erforderlichen Messkonzepte in der Festlegung eindeutig beschrieben werden. Dies gilt insbesondere bei mehreren Anlagen oder Betreibern hinter einem Netzanschluss und bei späteren Änderungen der Nutzung. Zudem verweist Ziffer 10.2 Satz 3 für die Arbeitspreisbefreiung auf nicht einschlägige Regelungen; die Arbeitspreise des Kapazitätsmodells werden in Ziffer 8.5 geregelt.
Die Festlegung sollte die Abgrenzung anlagengekoppelter Stromspeicheranlagen anhand weniger, eindeutig definierter und bundesweit einheitlicher Fallgruppen regeln. Die erforderlichen Messkonzepte und Marktprozesse sollten möglichst auf bestehenden Prozessen aufsetzen und standardisiert sowie praktikabel ausgestaltet werden, um individuelle Einzelfallprüfungen durch die Netzbetreiber zu vermeiden. Der Verweis in Ziffer 10.2 Satz 3 sowie der Umfang der Arbeitspreisbefreiung sind eindeutig zu korrigieren.

Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

Die gesonderte Betrachtung von Elektrolyseuren ist aufgrund ihrer besonderen Rolle im Energiesystem grundsätzlich nachvollziehbar. Ein reiner Kapazitätspreis kann eine mengenbezogene Belastung vermeiden und damit flexible Betriebsweisen ermöglichen. Auch das Gutachten hält besondere Regelungen für Elektrolyseure grundsätzlich für zulässig und stellt bei ihrer energiewirtschaftlichen Einordnung auf die Rolle systemdienlicher Elektrolyseure als flexible Lasten ab (Gutachten, Kapitel 2.2.1.4.5, Seiten 35 und 36).
Die Anknüpfung des Sondernetzentgelts allein an die Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff bildet die konkrete Wirkung der Anlage auf das Stromnetz jedoch nicht ab. Bereits in der Stellungnahme zu den Orientierungspunkten hat die Thüga eine pauschale Privilegierung unabhängig von Standort und Fahrweise kritisch bewertet. Ein dauerhaft unflexibel betriebener Elektrolyseur kann das Netz in gleicher Weise beanspruchen wie andere Letztverbraucher, obwohl er nach dem Entwurf ein abweichendes Entgelt zahlt. Die im Gutachten hervorgehobene Systemdienlichkeit sollte sich daher auch in den Voraussetzungen des Sondernetzentgelts wiederfinden.
Das Sondernetzentgelt sollte zusätzlich an standardisierte und überprüfbare Anforderungen an eine netzdienliche Fahrweise oder Standortwahl anknüpfen. Zertifizierungsnachweis, Statuswechsel und gemischte Produktion sind so zu regeln, dass der Netzbetreiber die Entgeltzuordnung eindeutig und mit vertretbarem Aufwand vornehmen kann.

Entgelte mit Anreizfunktion

Die funktionale Trennung von Finanzierungsentgelten und Entgelten mit Anreizfunktion ist grundsätzlich sachgerecht, ohne dass damit eine positive Bewertung dynamischer Netzentgelte verbunden ist. Die konkrete Ausgestaltung bleibt einer gesonderten Festlegung vorbehalten; ein ausreichender zeitlicher Vorlauf ist dabei zwingend erforderlich.
Die Thüga bewertet verbindliche Einführungszeitpunkte weiterhin sehr kritisch. Der Festlegungsentwurf verpflichtet Netzbetreiber zur Bildung und Abrechnung dynamischer Netzentgelte für Stromspeicheranlagen spätestens zum 1. Januar 2033 und für Erzeugungsanlagen spätestens zum 1. Januar 2035. Für Erzeugungsanlagen benennt das Gutachten erhebliche Risiken, insbesondere mögliche Überreaktionen, Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit sowie Wechselwirkungen mit Redispatch und Strommarkt. Es kommt zu dem Ergebnis, dass die Einbeziehung von Erzeugern noch intensiver zu prüfen und zunächst in Pilotanwendungen mit geringem Erstreckungsumfang zu testen ist (Gutachten, Kapitel 7.3.7, Seite 199). Die Festlegung eines verbindlichen Einführungszeitpunkts nimmt dieses Ergebnis vorweg. Für Stromspeicheranlagen fällt die gutachterliche Bewertung positiver aus. Das Gutachten weist jedoch zugleich darauf hin, dass eine vertiefte Prüfung der notwendigen Umsetzungsschritte und des Zeitaufwands nicht stattgefunden hat (Gutachten, Kapitel 7.7, Seite 206). Gerade für Verteilernetzbetreiber bestehen erhebliche Anforderungen an Engpassprognose, Datenverarbeitung, Abrechnung und Marktkommunikation. Dynamische Netzentgelte ersetzen zudem weder Netzausbau noch Redispatch.

Für Erzeugungsanlagen sollte von einer verpflichtenden Einführung dynamischer Netzentgelte abgesehen werden. Soweit eine Einbeziehung weiterverfolgt wird, sollte sie entsprechend der gutachterlichen Empfehlung zunächst auf Pilotanwendungen mit geringem Erstreckungsumfang begrenzt werden. Auch für Stromspeicheranlagen sollte derzeit von einer verpflichtenden Einführung dynamischer Netzentgelte abgesehen werden. Eine spätere verpflichtende Einbeziehung sollte erst in Betracht kommen, wenn So in der angekündigten gesonderten Festlegung zunächst die fachlichen, technischen und prozessualen Voraussetzungen vollständig ausgestaltet, praktisch erprobt und positiv evaluiert worden sind. Bei einer etwaigen Einführung sind angemessene Übergangs- und Bestandsschutzregelungen vorzusehen, die bereits getroffene Investitionsentscheidungen berücksichtigen und zugleich einfach und rechtssicher umsetzbar sind. Die in Ziffer 12.2 genannten spätesten Einführungszeitpunkte dürfen diese Prüfung nicht vorwegnehmen. Der zeitliche Vorlauf muss ab dem Zeitpunkt gelten, zu dem die vollständigen Vorgaben feststehen.
Dieser Umsetzungszeitplan muss eine realistische und ausreichend bemessene Übergangsfrist vorsehen und die notwendigen fachlichen, prozessualen und IT-seitigen Umsetzungsaufwände berücksichtigen. Sämtliche Anforderungen, Meilensteine und Fristen sind frühzeitig, eindeutig und verbindlich festzulegen. Es muss vermieden werden, dass noch unausgereifte Prozesse allein zur Einhaltung eines vorgegebenen Starttermins produktiv gesetzt werden.

Übergangsvorschriften

Die Übergangsvorschriften für Erzeugungsanlagen, Stromspeicheranlagen und Elektrolyseure greifen die Forderung nach Investitions- und Planungssicherheit auf.
Zunächst positiv zu bewerten ist, dass der Vertrauensschutz im Hinblick auf Vollbefreiungen von den Netzentgelten für bereits in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen und nach §118 Abs. 6 EnWG für bereits in Betrieb genommene Speichererhalten bleibt.
Zu den Übergangsregelungen, insbesondere zum Kriterium der endgültigen Investitionsentscheidung (FID), haben wir folgende Anmerkungen:
Nach dem vorliegenden Festlegungsentwurf liegt eine FID vor, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten erfolgt sind, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken und sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden gelöst werden kann. Dieser Umstand ist dem zuständigen Netzbetreiber bis zum 31. März 2027 in geeigneter Weise nachzuweisen.
Wir gehen davon aus, dass auch der Abschluss eines rechtsverbindlichen EPC- (Engineering, Procurement and Construction) bzw. Generalunternehmervertrags vor Bekanntgabe der Festlegung die Voraussetzung der verbindlichen Bestellung erfüllt. Der Vorhabenträger beauftragt in diesem Fall den EPC-Unternehmer mit der Planung, schlüsselfertigen Errichtung und Inbetriebnahme des Batteriespeichers, einschließlich der Beschaffung und Lieferung aller wesentlichen Anlagenkomponenten. Auf die konkrete Ausgestaltung der Beschaffungsprozesse, die Beauftragung von Subunternehmern oder den Zeitpunkt einzelner Bestellungen beim Hersteller hat der Vorhabenträger regelmäßig keinen Einfluss und meist auch keine Kenntnis. Maßgeblich sollte daher sein, dass der Vorhabenträger vor Bekanntgabe der Festlegung eine rechtlich verbindliche und wirtschaftlich belastbare Verpflichtung gegenüber dem EPC-Unternehmer eingegangen ist.
Um Auslegungsunsicherheiten und eine uneinheitliche Anwendung zu vermeiden, sollte dies in der Festlegung explizit fest- und klargestellt werden.
Als zweite Voraussetzung der FID verlangt der vorliegende Festlegungsentwurf, dass sich nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden von den geschlossenen Verträgen gelöst werden kann. Nach der Begründung ist dies jedenfalls dann der Fall, wenn der drohende Vermögensschaden mindestens 25% des Investitionsvolumens beträgt; genannt werden insbesondere vereinbarte Vertragsstrafen. So soll für den Vorhabenträger hinreichend der Anreiz entstehen, am Vertrag festzuhalten. Einer solchen Schwelle bedarf es nicht, da einseitige Kündigungsrechte des Bestellers, die mit dieser Regelung vermieden werden sollen, in der Vertragspraxis unüblich sind. Die üblichen Rücktrittsrechte, etwa bei Unzumutbarkeit, Überschreitung eines vertraglich vereinbarten spätesten Liefertermins oder mangelhafter Ware, schützen den Vorhabenträger vor Pflichtverletzungen des Lieferanten. Sie dürfen nicht dazu führen, dass die Investitionsentscheidung in Frage gestellt oder ein Schaden von 25% nachgewiesen werden muss. Zudem würde die Schwelle dazu anhalten, marktunübliche Vertragsstrafen allein zur Erfüllung des FID-Kriteriums zu vereinbaren, und damit ohne Not in die etablierte Vertragsgestaltung eingreifen.
Vor diesem Hintergrund sollte die starre 25-Prozent-Schwelle entfallen. Für die FID sollte die verbindliche Bestellung, insbesondere der Abschluss eines EPC- bzw. Generalunternehmervertrags, ausreichen, sofern

damit eine objektiv erkennbare wirtschaftliche Bindung verbunden ist; eine feste Schadensschwelle oder besondere Vertragsstrafen sollten nicht verlangt werden.
Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der konkreten Nachweisführung und der Prüfzuständigkeit der Netzbetreiber im Rahmen der Übergangsregelungen. Die Definition der FID und der Nachweis bis zum 31. März 2027 führen zu umfangreichen Vertrags- und Projektunterlagen. Der zuständige Netzbetreiber ist nicht die geeignete Stelle, um komplexe Investitions-, Vertrags- und Schadensfragen abschließend materiell zu bewerten. Ohne einheitliche Nachweise und eine klare Begrenzung des Prüfungsumfangs drohen unterschiedliche Entscheidungen und erheblicher Klärungsaufwand.
Für die Ziffern 17.4 bis 17.7 ist ein einheitlicher und abschließender Nachweiskatalog vorzugeben. Die Prüfung durch den Netzbetreiber sollte auf Vollständigkeit und formale Plausibilität begrenzt werden. Materielle Zweifels- und Streitfälle sind durch die zuständige Regulierungsbehörde zu entscheiden. Betreiberwechsel, Projektänderungen, Repowering und Nachforderungen sind einheitlich zu regeln.

Schlussbemerkung

Der Festlegungsentwurf enthält mit der stärkeren Kapazitätsorientierung, der gesonderten Behandlung von Stromspeicheranlagen und den vorgesehenen Übergangsvorschriften wichtige Bausteine für die zukünftige Netzentgeltsystematik. Diese Ansätze sollten beibehalten und so konkretisiert werden, dass sie von Verteilernetzbetreibern einheitlich, rechtssicher und mit vertretbarem Aufwand umgesetzt werden können.
Das Gutachten enthält wesentliche Analysen zu den Reformoptionen und ihren Wirkungen. Die verbleibenden Anliegen der Thüga betreffen daher vor allem die Folgerungen aus diesen Ergebnissen und die praktische Umsetzung: Bei der Kostenwälzung sind die ausgewiesenen Umverteilungen zu berücksichtigen und eine spätere Überprüfung mit Nachsteuerungsmöglichkeit vorzusehen. Ersatzbestellung und Prosumeridentifikation sind praktikabel auszugestalten, die Prozesse für Einspeiseentgelte eindeutig zu regeln und offene materielle Prüfpflichten der Netzbetreiber zu vermeiden. Für Erzeugungsanlagen werden verpflichtende dynamische Netzentgelte abgelehnt. Für Stromspeicheranlagen sollte zum jetzigen Zeitpunkt von einer verpflichtenden Einführung dynamischer Netzentgelte abgesehen werden. Eine spätere Einführung setzt voraus, dass die fachlichen, technischen und prozessualen Voraussetzungen vollständig ausgestaltet und praktisch erprobt wurden.
Die Thüga bittet die Bundesnetzagentur, die vorstehenden Anmerkungen bei der weiteren Ausgestaltung der Festlegung zu berücksichtigen und die erforderlichen fachlichen, technischen und prozessualen Konkretisierungen rechtzeitig vor dem vorgesehenen Anwendungsbeginn festzulegen.

Ansprechpartner:

Patrick Kunkel
Leiter Kompetenzteam Regulierung
T: 089/38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Florian Sommerer
Kompetenzteam Regulierung
T: 089/38197-1389
florian.sommerer@thuega.de