

Beilage ./2D

Annex zur Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

1. Jänner 2024 bis 31. Dezember 2028

In diesem Annex wird die Einführung eines neuen pauschalen Betriebskostenfaktors (BKF) für operative Mehrkosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften (EG) für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber in Höhe von 35 Euro pro Zählpunkt pro Jahr (EUR/ZP/a) im Rahmen der potenziell veränderlichen Parameter bekanntgegeben.

Im Detail:

Für die Dauer der fünften Regulierungsperiode (1. Jänner 2024 bis 31. Dezember 2028) kommen für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber jene Grundsätze zur Anwendung, welche in der Regulierungssystematik (Beilage ./2) dargelegt sind. In der Regulierungssystematik hat die Behörde erstmalig das System der unveränderlichen und potenziell veränderlichen Parameter eingeführt (Kapitel 5). Ziel dieses System ist es, während der Regulierungsperiode eine zeitnahe und flexible Reaktion aufgrund geänderter Rahmenbedingungen zu ermöglichen. Eine explizite Eingrenzung der potenziell veränderlichen Parameter gewährleistet Planungssicherheit für die Netzbetreiber.

Als potenziell veränderlicher Parameter wurde unter anderem die Einführung eines pauschalen BKF für zukünftige operative Mehrkosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften (nachfolgend **BKF_{EG}**) definiert (Beilage ./2, Seite 18f). Als eine grundlegende Voraussetzung für die Ermittlung pauschaler Kostensätze wurde das Vorliegen nachvollziehbarer Daten in einer guten Datenqualität genannt.

Im Jänner 2025 hat die Branchenvertretung Oesterreichs Energie im Rahmen eines Austauschgesprächs die Einführung eines BKF_{EG} in Höhe von 76 EUR/ZP/a gefordert. Die Daten- und Berechnungsgrundlage, auf der diese Forderung basiert, hat der Branchengutachter Consentec im Februar 2025 der Behörde übermittelt.

Die Daten- und Berechnungsgrundlage beinhaltet Daten von sieben Stromverteilernetzbetreibern, die laut Consentec aktuell circa 80 % der Zählpunkte abdecken, die an EG teilnehmen.

Im Hinblick auf die Zusatzaufwände, die bei den Netzbetreibern durch EG verursacht werden, beinhaltet die Datenbasis insbesondere einmalige und laufende Aufwandsschätzungen in Stunden [h] und IT-Kostenschätzungen in Euro, die in jährliche Lizenzkosten und Weiterentwicklungskosten unterteilt werden. Für die Quantifizierung eines Preisansatzes beinhaltet die Datenbasis zudem die Anzahl an EG, Anzahl an Zählpunkten (**ZP**) in EG, Schätzungen zur Entwicklung der ZP in EG bis Ende 2028 sowie Daten für die Berechnung eines Monetarisierungsfaktors in EUR/h, der für die Monetarisierung der geschätzten Zeitaufwände benötigt wird.

Für jedes der sieben Unternehmen berechnet Consentec auf Basis einer für die Behörde nachvollziehbaren Berechnungssystematik einen Kostenwert für die zusätzlichen, jährlichen OPEX

pro zusätzlichem ZP in EG im Vergleich zum Kostenprüfungsjahr 2021 der fünften Regulierungsperiode. Der von Consentec und OE vorgeschlagene Kostensatz in Höhe von 76 EUR/ZP/a ergibt sich als Mittelwert bei Betrachtung der vier Unternehmen mit den niedrigsten Kosten.

Die Behörde hat die Daten- und Berechnungsgrundlage von Consentec im Detail geprüft. Unter anderem wurde auch ein Fragenkatalog mit offenen Fragen bzw. Unklarheiten an Oesterreichs Energie und Consentec übermittelt, die allesamt beantwortet wurden.

Im Zuge der Prüfung haben sich drei Anpassungsmaßnahmen herauskristallisiert, die aus Sicht der Behörde erforderlich sind und die zu einem reduzierten Kostensatz in Höhe von 35 EUR/ZP/a führen. Diese Anpassungsmaßnahmen werden nachfolgend erläutert.

Erste Anpassungsmaßnahme: Wie bereits angemerkt, basiert die Berechnung von Consentec für den Kostensatz auf einem Durchschnitt der niedrigsten Kosten von vier der sieben Unternehmen. Für die Behörde erscheint eine Durchschnittsbildung aus zufällig ausgewählten vier Unternehmen nicht nachvollziehbar und daher nicht sachgerecht.

Die geltende Regulierungssystematik der Stromverteilernetzbetreiber basiert auf einer Anreizregulierung. Um einen größtmöglichen Anreiz zur Effizienzsteigerung zu setzen, sollte nach Ansicht der Behörde nicht ein Durchschnitt der vier kostengünstigsten Unternehmen den pauschalen Kostensatz vorgeben. Vielmehr sollte das Unternehmen mit den geringsten Kosten den Kostensatz vorgeben und den Effizienzmaßstab darstellen. Diese Anpassungsmaßnahme ist auch vor dem Hintergrund der bereits etablierten BKF für ZP (siehe Beilage ./2, Kapitel 13.1.1. und 13.1.2.) sachgerecht, um eine potenzielle Kostenüberdeckung der Netzbetreiber zu verhindern.

Zweite Anpassungsmaßnahme: Die Anwendung eines Monetarisierungsfaktors ist notwendig, um die in Stunden gemeldeten Aufwandsschätzungen in Euro umzurechnen. Ein solcher Monetarisierungsfaktor wurde auch für die Ermittlung der pauschalen Kostensätze für den bereits neu eingeführten BKF für einmalige OPEX beim Anschluss neuer Einspeiser-ZP (**BKF_{ESP}**) herangezogen. Der Faktor wird durch eine Division eines Kostenansatzes für ein Vollzeitäquivalent (**VZÄ**) durch die Jahresarbeitsstunden eines VZÄ berechnet.

Die Annahmen und Zahlen des BKF_{ESP} stellen laut Consentec die Grundlage bei der Berechnung des Monetarisierungsfaktors dar. Daher setzt Consentec für den Kostensatz je VZÄ den Wert in Höhe von 120.000 EUR/a an, der auch bei der Quantifizierung des neuen BKF_{ESP} herangezogen wurde (siehe auch Beilage ./2, S. 82f). Dieser Kostenwert wird von Consentec noch um einen Faktor in Höhe von 24 % inflationiert, um den Wert auf das Jahr 2024 hochzurechnen.

Für die Behörde ist die Vorgehensweise hinsichtlich der Inflationierung nicht sachgerecht und steht im Widerspruch zur Aussage, dass die Grundlage für die Berechnung des Monetarisierungsfaktors die entsprechenden Annahmen und Zahlen des BKF_{ESP} seien.

Da es sich bei dem neuen BKF_{EG} um einen veränderlichen Parameter handelt, der systematisch mit dem BKF_{ESP} gleichzusetzen ist, ist es aus Gründen der Entscheidungskonsistenz erforderlich, dass bei der Quantifizierung der gleiche VZÄ-Kostenwert in Höhe von 120.000 EUR ohne Inflationierung herangezogen wird. Ansonsten gäbe es einen unsachgerechten Unterschied bzw. eine unsachgerechte Verzerrung zum bereits etablierten BKF_{ESP}.

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass bereits im Rahmen der Einführung des BKF_{ESP} die Inflationierung des Personalkostensatzes je VZÄ verworfen wurde, um Effizienzreize bei den Netzbetreibern zu setzen. So heißt es auf Seite 83 der Regulierungssystematik (Beilage ./2):

„Die Festlegung der Faktoren auf Basis der 120 TEUR pro Vollzeitäquivalente erfolgt unter der Berücksichtigung, dass Inflationssteigerungen durch Effizienzsteigerungen kompensiert werden. Die Behörde möchte hiermit gezielt den Anreiz setzen, im Laufe der Regulierungsperiode Effizienzsteigerungspotentiale beim Anschluss von Einspeisern auszuschöpfen.“

Dieser Ansatz gilt auch für den nun neu eingeführten BKF_{EG} , weshalb in der Berechnungsgrundlage der Kostensatz für ein VZÄ in Höhe von 120.000 EUR angewendet wurde.

Dritte Anpassungsmaßnahme: Die dritte Anpassungsmaßnahme bezieht sich analog zur zweiten Anpassungsmaßnahme auf die Berechnung des Monetarisierungsfaktors. Wie bereits erwähnt, wird der Faktor durch eine Division eines Kostenansatzes für ein VZÄ durch die Jahresarbeitsstunden berechnet.

Bei den Jahresarbeitsstunden hat Consentec einen Wert in Höhe von 1.450 „produktiven Arbeitsstunden“ angesetzt. Bei der Berechnung des Monetarisierungsfaktors für den bereits eingeführten BKF_{ESP} wurde von der Behörde allerdings 1.760 Arbeitsstunden pro Jahr [h/a] angesetzt.

Hier gilt die gleiche Argumentation wie oben: Da es sich bei dem neuen BKF_{EG} um einen veränderlichen Parameter handelt, der systematisch mit dem BKF_{ESP} gleichzusetzen ist, ist es aus Gründen der Entscheidungskonsistenz erforderlich, dass bei der Quantifizierung die gleiche Anzahl an Jahresarbeitsstunden in Höhe von 1.760 h/a angewendet wird.

Die Umsetzung dieser drei Anpassungsmaßnahmen führt auf Basis der Daten- und Berechnungsgrundlage von Consentec zu einem Kostensatz in Höhe von 35 EUR/ZP/a.

Als Bemessungsgrundlage hat die Branche die Anzahl zusätzlicher Zählpunkte in EG, unabhängig von der Anzahl der Teilnahmen je Zählpunkt, im Vergleich zum Referenzjahr 2021 vorgeschlagen. Diese Bemessungsgrundlage sieht die Behörde als sachgerecht und nachvollziehbar an. Im Rahmen der Anwendung des BKF_{EG} wird also jeder ZP – sowohl in Erzeugungs- als auch in Verbrauchsrichtung – nur einmal gezählt, unabhängig von einer Mehrfachteilnahme bzw. unabhängig davon, ob der ZP an einer oder mehreren EG¹ beteiligt ist. Dies ist auch deshalb sachgerecht, weil laut Rückmeldung von Consentec auf den Fragenkatalog in den gemeldeten Durchschnittswerten zum laufenden Aufwand anteilig auch die durchschnittlich höheren Aufwände bei ZP mit Mehrfachteilnahme enthalten seien.

Der BKF_{EG} wird im Verfahrensjahr 2025 eingeführt und gilt rückwirkend für ab dem Beginn der fünften Regulierungsperiode. Formal stellt sich die Ermittlung des BKF_{EG} wie folgt dar (hier exemplarisch für das Jahr 2026, wobei auch in den Folgejahren die Differenz stets zum Kostenprüfungsjahr 2021 gebildet wird):

¹ Unter EG werden im Rahmen des BKF folgende Gemeinschaften verstanden: Erneuerbare Energiegemeinschaften (**EEG**), Bürgerenergiegemeinschaften (**BG**) und gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (**GEA**).

$$BKF_{EG\,2026} = (ZP_{EG\,2024} - ZP_{EG\,2021}) \times 35 \text{ EUR}$$

Wobei:

$$ZP_{EG} = ZP_{EEG} + ZP_{BG} + ZP_{GEA}$$

Der BKF_{EG} ergänzt ab dem Verfahrensjahr 2025 auch die Formel für die Aufrollung in der gesamthaften Regulierungsformel (siehe Beilage ./2, S. 93 und 98ff).

Eingebrachte Stellungnahmen:

Consentec als Berater von Oesterreichs Energie merkt kritisch an, dass der von der Behörde festgelegten Kostensatz in Höhe von 35 EUR/ZP/a für den neu eingeführten BKF_{EG} rund 54 % niedriger sei als der Branchenvorschlag in Höhe von 76 EUR/ZP/a. Die Behörde hat die Festlegung dieses Kostenwerts mit drei Anpassungen bei der dem Branchenvorschlag zugrunde liegenden Berechnung begründet. Diese drei Anpassungsmaßnahmen sind nach Ansicht des Branchengutachters nicht sachgerecht:

- Erstens erfolgt die behördliche Festlegung auf Basis des niedrigsten Kostenwerts der sieben betroffenen Netzbetreiber in der Stichprobe statt eines Durchschnitts. Die Branche hält dies für nicht sachgerecht, da unerfahrene Netzbetreiber tendenziell höhere Kosten hätten und ein Durchschnittswert einen angemesseneren Ausgleich biete.
- Zweitens wird der Personalkostensatz aus dem Jahr 2021 nicht inflationiert, obwohl die Netzbetreiber hauptsächlich erst ab dem Jahr 2024 mit Aufwänden für Energiegemeinschaften betroffen waren. Daher sei nach Ansicht von Consentec die beim BKF_{ESP} angewendete Logik, dass Inflationssteigerungen durch Effizienzsteigerungen kompensiert werden, beim nun neu eingeführten BKF erst zeitversetzt ab dem Jahr 2024 anzuwenden.
- Drittens setzt die Behörde bei der Berechnung des Monetarisierungsfaktors 1.760 Jahresarbeitsstunden je Vollzeitäquivalent (VZÄ) an, während die Branche 1.450 Stunden für realistischer hält. Der Branchengutachter kritisiert, dass die Behördenannahme weder auf aktuelle Erfahrungswerte gestützt sei noch dem Prinzip der Kostenwahrheit entspreche.

Die Behörde erachtet die Argumente des Branchengutachters als nicht sachgerecht und folgt der geäußerten Kritik zu den Anpassungsmaßnahmen daher nicht. Im Folgenden werden die Ausführungen des Branchengutachters im Detail behandelt und gewürdigt.

Ad erste Anpassungsmaßnahme:

Auf Datengrundlage der Unternehmensstichprobe von sieben Netzbetreibern sehe der Branchengutachter die Tendenz, dass Netzbetreiber mit vielen Zählpunkten in Energiegemeinschaften einen eher niedrigeren Aufwand haben, und leitet auf Basis dieser Tendenz die Erwartungshaltung ab, dass die anderen 31 Netzbetreiber mit hauptsächlich geringen Erfahrungen im Umgang mit Energiegemeinschaften „zumindest anfänglich überdurchschnittlich hohe Kosten“ haben würden. Eine Durchschnittsbildung würde diesen Umstand abmildern und einen Kompromiss darstellen.

Nach Auffassung der Behörde stützt sich die Argumentation des Branchengutachters vorrangig auf Tendenzen und Erwartungen, die jedoch nicht als belastbare kausale Zusammenhänge gewertet werden können, und ist daher nicht überzeugend. Die Behörde hält daher weiterhin daran fest, dass das Unternehmen mit den geringsten ausgewiesenen Kosten innerhalb der Stichprobe den pauschalen Kostensatz vorgeben und den Effizienzmaßstab darstellen soll. Der pauschale Kostensatz in Höhe von 35 EUR/ZP/a soll einerseits sicherstellen, dass Netzbetreiber wirksame Anreize erhalten, bestehende Effizienzpotenziale konsequent zu nutzen, und andererseits verhindern, dass unangemessen hohe Pauschalsätze zu überhöhten und sachlich nicht gerechtfertigten Gewinnen bei den Unternehmen zulasten der Netzkunden führen.

Die Argumentation der Branche, wonach bereits der pauschale Charakter des Kostenansatzes – unabhängig von dessen konkreter Höhe – eine „wünschenswerte Anreizwirkung“ hin zu mehr Kosteneffizienz entfalte, greift aus Sicht der Behörde zu kurz und verzerrt die Effekte der Anreizwirkung zu Gunsten der Netzbetreiber. Der Hintergrund ist, dass bei einer zu hoch angesetzten Kostenpauschale die Gefahr besteht, dass viele Netzbetreiber die Vorgabe ohne weitere Anstrengungen übererfüllen und somit zusätzliche, unberechtigte Gewinne erzielen.

Tatsächlich ist die Höhe der Pauschale ein zentraler Faktor für die Intensität des Effizienzdrucks und damit für die Anreizwirkung selbst. Je niedriger der pauschale Kostensatz bemessen ist, desto stärker wirkt er als Impuls zur Kostendisziplin. Eine zu großzügig angesetzte Pauschale hingegen birgt die Gefahr, bestehende Ineffizienzen zu verfestigen, indem auch für Unternehmen mit ineffizienten Arbeitsprozessen für die Dauer der Regulierungsperiode Gewinne ermöglicht werden – zulasten der Netzkundinnen und -kunden. Dies gilt vorliegend umso mehr, als die betreffenden Kosten nicht in den relativen Effizienzvergleich zur fünften Regulierungsperiode eingeflossen sind, sondern während der laufenden Regulierungsperiode außerordentlich anerkannt werden. Zudem wirkt die für den jeweiligen Netzbetreiber festgelegte Zielvorgabe nicht auf den BK_{FE} . Nachdem die Regulierungsbehörde unionsrechtlich dazu gehalten ist, Verteilungstarife kostenorientiert festzulegen und den Netzbetreibern Anreize für den **effizientesten** Netzbetrieb zu bieten (Art. 18 Abs. 7 und 8 EBM-VO 2019²), wird bei der Festlegung des BK_{FE} vom niedrigsten Kostenwert der sieben betroffenen Netzbetreiber ausgegangen.

Ad zweite Anpassungsmaßnahme:

Der Branchengutachter stimmt dem grundsätzlichen Vorgehen der Behörde zu, den VZÄ-Kostenwert in Höhe von 120.000 EUR analog zum systematisch gleichen BK_{ESP} anzuwenden. Seitens Consentec wird jedoch darauf hingewiesen, dass die relevanten Aufwände der Netzbetreiber im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften zeitlich verzögert – im Vergleich zu Einspeisern – angefallen seien. Die entsprechende Betroffenheit habe demnach erst ab dem Jahr 2024 eingesetzt. Daher müsse der auf das Jahr 2021 bezogene Personalkostensatz inflationsbereinigt auf das Jahr 2024 angehoben werden.

Die Behörde folgt dieser Argumentation nicht. Sie hält weiterhin daran fest, dass es sich beim BK_{FE} und BK_{ESP} um systematisch gleichzusetzende Parameter handelt – eine Einordnung, die auch seitens des Branchengutachters nicht bestritten wird. Maßgeblich ist aus Sicht der Be-

² Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 54, zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, ABl. Reihe L vom 26.6.2024.

hörde nicht der exakte Zeitpunkt der Einführung des BKF, sondern die systematische Gleichartigkeit beider Betriebskostenfaktoren innerhalb einer Regulierungsperiode sowie deren Wirksamkeit ab dem Beginn der 5. Regulierungsperiode, d.h. ab dem Jahr 2024.

Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht der Behörde konsequent und sachgerecht, bei der Berechnung des Monetarisierungsfaktors dieselben Annahmen und Berechnungsgrundlagen wie beim BKF_{ESP} heranzuziehen. Eine abweichende Inflationsanpassung für den BKF_{EG} wäre systematisch nicht begründbar und würde zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Differenzierung führen.

Zugleich soll mit dieser einheitlichen Herangehensweise ein klarer Anreiz für die Netzbetreiber geschaffen werden, etwaige Prozessoptimierungen im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften zügig umzusetzen.

Ad dritte Anpassungsmaßnahme:

Der Branchengutachter weist darauf hin, dass die Umrechnung zeitlicher Aufwände in monetäre Größen eine Annahme über die Jahresstunden je Vollzeitäquivalent (VZÄ) erfordere. Während die Behörde im Rahmen ihrer Anpassungsmaßnahme einen Wert von 1.760 Stunden pro VZÄ zugrunde legt – basierend auf produktiven Arbeitstagen unter Berücksichtigung gesetzlicher Urlaubsansprüche und Feiertage –, geht Consentec von einem deutlich niedrigeren Wert von 1.450 Stunden aus. Die Differenz ergibt sich daraus, dass Consentec – über die von der Behörde bereits berücksichtigten Abwesenheitszeiten hinaus – auch weitere Faktoren wie kurzfristige Freistellungen infolge persönlicher Ereignisse (z. B. Trauerfälle) sowie administrative Tätigkeiten einbezieht, die eine Produktivität der Mitarbeitenden von 100 % ausschließen würden. Daher widerspreche die Annahme der Behörde nach Ansicht des Branchengutachters auch dem Grundsatz der Kostenwahrheit in § 59 Abs. 1 ElWOG 2010.

Für die Behörde sind die Ausführungen nicht überzeugend. Nach Auffassung der Behörde ist bei der Anwendung von § 59 Abs. 1 ElWOG 2010 neben dem Kriterium der Kostenwahrheit auch die Angemessenheit der Kosten maßgeblich zu berücksichtigen.

Zudem hält es die Behörde für widersprüchlich, bei der Festlegung eines pauschalen Betriebskostenfaktors – dessen Zweck im Regulierungsmodell gerade in einer praktikablen, generalisierenden Anwendung auf unterschiedlichste Netzbetreiber liegt und der bewusst nicht den Anspruch erhebt, jede Einzelrealität vollständig abzubilden – plötzlich auf eine höchstmögliche Detailtiefe bei den zugrunde liegenden Annahmen, wie beispielsweise potentielle Freistellungen aufgrund möglicher Todesfälle im nahen Umfeld der Mitarbeitenden, zu bestehen. Ein solches Vorgehen untergräbt den pragmatischen Charakter dieses Regulierungsparameters, dessen Funktion es ist, strukturelle Veränderungen in der Versorgungsaufgabe im Verlauf der Regulierungsperiode sachgerecht und pauschal zu adressieren, um systematische Über- oder Unterdeckungen zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund hält die Behörde an den drei Anpassungsmaßnahmen fest und erachtet die Höhe des pauschalen BKF_{EG} mit 35 EUR/ZP/a als angemessen. Ein darüberhinausgehender Wert – wie von der Branche gefordert – erscheint insbesondere im Lichte der bereits etablierten BKF für Zählpunkte (vgl. Beilage ./2, Kapitel 13.1.1. und 13.1.2.) sowie unter Berücksichtigung potenzieller Kostenüberdeckungen seitens der Netzbetreiber nicht gerechtfertigt.

Abschließend ist hervorzuheben, dass das Regulierungsmodell im Bereich der Betriebskosten bereits zahlreiche kostenerhöhende Effekte berücksichtigt. So werden neben der Fortschreibung der bestehenden Betriebskosten gemäß dem regulatorischen Kostenpfad insbesondere die folgenden zusätzlichen Kostenentwicklungen einbezogen:

- Zusätzliche Betriebskosten für die Entwicklung der Leitungslängen,
- Zusätzliche Betriebskosten für die Entwicklung der Zählpunkte,
- Zusätzliche Betriebskosten für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte,
- Zusätzliche Betriebskosten für die Abwicklung von Energiegemeinschaften (hier behandelt).

Konkret bedeutet dies, dass beispielsweise für eine im Jahr 2024 angeschlossene Stromerzeugungsanlage, die an einer Energiegemeinschaft teilnimmt, bereits mehrere Pauschalbeträge Anwendung finden: So wird durch den BKF_{ESP} je nach Anlagengröße ein einmaliger Betrag zwischen 443 EUR und 2.045 EUR gewährt, der neue BKF_{EG} sieht zusätzlich eine jährliche Abgeltung von 35 EUR über die gesamte Regulierungsperiode vor, und über den BKF zur Entwicklung der Zählpunkte werden jährlich weitere 9,95 EUR (bzw. 99,54 EUR bei Entnahme-Zählpunkten) abgegolten.

Vor dem Hintergrund der gemeinsamen Abwicklung dieser Veränderungen und Netzbetrieberaufgaben ist davon auszugehen, dass Synergieeffekte entstehen sollten. Um den Zweck der Anreizregulierungssystematik nicht zu gefährden, ist daher auch bei der Festlegung zusätzlicher Kostenanerkennungen grundsätzlich darauf zu achten, dass keine zu hohen Kosten abgegolten werden.

Die WKÖ bringt in ihrer Stellungnahme kritisch vor, dass die Anreizregulierung durch die „neuen“ Kosten im Rahmen der OPEX infolge der verschiedenen Betriebskostenfaktoren „unterwandert“ werde, da die Kosteneinsparungen durch die Zielvorgaben mehr als kompensiert werden. Dennoch begrüßt die WKÖ die Vorgehensweise der Behörde – so hebt die WKÖ positiv hervor, dass der pauschale Kostenwert für den neuen BKF mit „nur“ 35 EUR/ZP/a festgelegt und damit die Branchenforderung um mehr als die Hälfte halbiert wurde.

Auch die BAK sieht die Einführung des neuen BKF kritisch. Sie weist darauf hin, dass die anerkannten OPEX infolge der Betriebskostenfaktoren die Kosteneinsparungen durch die Zielvorgabe bereits heuer um ein Vielfaches überschreiten und warnt daher vor einer „Aushöhlung der Anreizregulierung“. Aufgrund einer solchen Unterwanderung der Anreizfunktion des Regulierungssystems durch zusätzliche Betriebskostenfaktoren sei eine möglichst anreizkompatible Ausgestaltung der BKF wichtig. Daher begrüßt die BAK die vorgenommenen Anpassungsmaßnahmen der Behörde und bezeichnet diese als sachgerecht und angebracht.

Im Zusammenhang mit dem neu eingeführten BKF äußert sich die BAK zudem kritisch darüber, dass bisher für die angekündigte Einführung eines Anzelelements zur Steigerung der kommerziellen Qualität seitens der Behörde noch keine Lösung gefunden wurde. Eine laufende Erweiterung des Regulierungssystems um neue Kostenkomponenten sei aus Sicht der BAK keine zufriedenstellende Situation, wenn gleichzeitig Maßnahmen zur Qualitätssteigerung oder zusätzliche Anreizkomponenten ausbleiben. Die BAK weist darauf hin, dass es insbesondere bei den Energiegemeinschaften noch große Probleme aufgrund fehlerhaften bzw. fehlenden Datenlieferungen gebe und regt an, die Gewährung des BKF an konkrete Zielerreichungen zu knüpfen, bspw. an ein gewisses Maß an Datenverfügbarkeit und Servicequalität.

Die Behörde kann die Äußerungen der WKÖ und BAK grundsätzlich nachvollziehen und teilt die Auffassung, dass eine Unterminierung der Anreizregulierung unbedingt vermieden werden sollte. Angesichts der vorgenommenen Anpassungsmaßnahmen, die eine größtmögliche Anreizkompatibilität gewährleisten sollen, sieht sich die Behörde daher durch die Stellungnahmen der WKÖ und BAK in ihrem Vorgehen bestätigt.

Die Einführung der neuen BKF's im Rahmen der fünften Regulierungsperiode ist durch die Entstehung operativer Mehrkosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften sowie erhöhten Aufwänden aufgrund zahlreicher Anschlussanfragen neuer Einspeiser motiviert, die erst nach dem Kostenprüfungsjahr 2021 auftraten und somit größtenteils nicht im OPEX-Ausgangskostenbudget enthalten sind. Da sowohl die Abwicklung von Energiegemeinschaften als auch der Anschluss neuer Einspeiser in den kommenden Jahren Teil der üblichen Netzbetriebsaktivitäten werden sollten, wird ab der nächsten Regulierungsperiode von einer weiteren additiven Berücksichtigung über Betriebskostenfaktoren voraussichtlich wieder abgesehen.

In Übereinstimmung mit der BAK sieht auch die Behörde eine kontinuierliche Erweiterung des Regulierungssystems um neue Kostenkomponenten als unbefriedigend an, insbesondere wenn begleitende Maßnahmen zur Qualitätsverbesserung fehlen. Deshalb wird bereits an der Konzeptionierung eines kommerziellen Qualitätsparameters gearbeitet. Zu diesem Thema hat die Behörde bereits zu Austauschterminen eingeladen, bei denen sich die Legalparteien gerne konstruktiv einbringen können. Die für die Einführung einer Qualitätsregulierung notwendige Datenbasis sowie die damit zusammenhängenden Datenabfragen werden seitens der Behörde derzeit erarbeitet.