

## TREUBERATER

IV/2024

<b>Vorwort zum Treuberater</b>	<b>52</b>
<b>Steuern</b>	<b>53</b>
Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung: Die „Kettenzusammenfassung“ von Betrieben gewerblicher Art (BgA) wird vom Bundesfinanzhof (BFH) abgelehnt	53
<b>Wirtschaftsprüfung</b>	<b>54</b>
Aktuelle Hinweise zu den Energiepreisbremsengesetzen	54
<b>Energie und Wasser</b>	<b>56</b>
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis April 2025	56
Aktuelle Themen im Rahmen des Prozesses der BNetzA zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens	57
Dienstleistungs- und Pachtverträge für Strom- und Gasnetze optimieren – Erlösnachteile aus Minimumabgleich vermeiden	58
Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs	59
Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen an Land	60
Ein modulares Finanzierungskonzept für die Energiewende: Planung und Umsetzung im Fokus	62
<b>In eigener Sache</b>	<b>63</b>
Neue Mitarbeiterin	63
<b>Impressum</b>	<b>64</b>

# Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

mit dieser Ausgabe möchten wir das Jahr 2024 abschließen und in das neue Jahr starten. Wir wünschen Ihnen und Ihren Lieben eine besinnliche Weihnachtszeit, einen erfolgreichen Start in das neue Jahr und von Herzen ein frohes, glückliches und gesundes neues Jahr. Ganz herzlich möchten wir uns für das uns von Ihnen in diesem Jahr entgegengebrachte Vertrauen bedanken. Wir schätzen die Zusammenarbeit und Partnerschaft mit Ihnen sehr.

Das zurückliegende Jahr war insbesondere in der Energiewirtschaft wieder einmal von großen Veränderungen geprägt: Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland liegt nun bei über 60 Prozent, wobei Wind- und Solarenergie weiterhin die Hauptquellen darstellen. Vielerorts wurde der Weg der Energiewende begonnen. Aufgrund des Bruchs der „Ampel-Koalition“ und der anstehenden Neuwahlen am 23.02.2025 werden die politischen Rahmenbedingungen wohl wieder nicht unerheblichen Veränderungen unterliegen.

Somit wird die Energiewirtschaft in Deutschland im Jahr 2025 weiter vor entscheidenden Weichenstellungen stehen. Der Fokus wird weiterhin auf der Transformation der Energieerzeugung, des Verkehrs und der Wärmeversorgung zur Klimaneutralität liegen. Spannend wird sein, wie sich hierbei die neue Bundesregierung positionieren wird. Trotz aller Unsicherheiten blicken wir optimistisch in die Zukunft. Auch für das kommende Jahr stehen wir Ihnen als verlässlicher und starker Partner in der Versorgungswirtschaft und im kommunalen Bereich zur Seite. Insofern würden wir uns freuen, mit Ihnen gemeinsam die Herausforderungen des Jahres 2025 meistern zu dürfen.

Gerne möchten wir Sie auch in unserer letzten Ausgabe des „Treuberaters“ für dieses Jahr mit den aktuellen Themen unserer Branche versorgen und dabei auf das Dienstleistungsspektrum der EversheimStuible Unternehmensgruppe aufmerksam machen. Da die Energiewirtschaft zurzeit in aller Munde ist, bilden unsere Artikel aus der Rubrik „Energie und Wasser“ auch unseren Themenschwerpunkt für die vorliegende Ausgabe.

Die Energiewende stellt mit ihrem Investitionsbedarf die Unternehmensfinanzierung vor erhebliche Herausforderungen. Die daraus erwachsende Komplexität im Rahmen der Finanzierung hat hierdurch deutlich zugenommen. In unserem Artikel „Ein modulares Finanzierungskonzept für die Energiewende“ beschreiben wir einen modularen Ansatz zur Erarbeitung eines tragfähigen Finanzierungskonzepts. Ziel ist die langfristige Sicherung der finanziellen Stabilität und eine Flexibilität zur Umsetzung der geplanten Projekte.

Durch die Entwicklungen auf den Kapitalmärkten wird in den Fotojahren 2025/2026 bei fast allen Netzgesellschaften erwartet, dass die beantragten kalkulatorischen Kosten die Pachtentgelte des Jahres übersteigen wer-

den. Hierzu geben wir Ihnen in unserem Artikel „Dienstleistungs- und Pachtverträge für Strom- und Gasnetze optimieren“ wichtige Hinweise.

Einen eigenen Artikel widmen wir den aktuellen Themen im Rahmen des Prozesses der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens. Gerne halten wir Sie in diesem für Netzbetreiber bedeutenden Prozess auch in Zukunft weiter auf dem Laufenden!

Der Zubau an erneuerbaren Energien erreicht in diesem Jahr neue Höhen. In unserem Artikel „Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen an Land“ zeigen wir auf, dass die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte von vielen Faktoren abhängt, und empfehlen, diese im Vorfeld immer im Rahmen realistischer Business-Cases zu beleuchten.

In unserem Artikel „Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs“ möchten wir Sie über die aktuellen Entwicklungen zum § 7c EnWG informieren, wonach Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen weder Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile sein noch diese Ladepunkte entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen.

In der Rubrik „Steuern“ informieren wir Sie über das BGH-Urteil vom 29.08.2024 zur Zulässigkeit der sogenannten „Kettenzusammenfassung“ insbesondere im Bereich der Bäder-Querverbünde.

Die Abwicklung der Energiepreisbremsen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes und des Strompreisbremsengesetzes wirkt immer noch nach. So müssen z. B. mit Frist bis zum 31. Mai 2025 die geprüften zusammengefassten Endabrechnungen abgegeben werden. Wir geben hierzu in einem gesonderten Artikel aktuelle Hinweise.

Viel Spaß bei der Lektüre!

Bleiben Sie gesund und starten Sie gut in das neue Jahr!

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

**ES**

EversheimStuible Treuberater GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

**INFOPLAN** Gesellschaft für  
Wirtschaftsberatung mbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

**IBK** Ingenieur- und Unternehmensberatung  
für Versorgungswirtschaft GmbH

**ES**

EversheimStuible Rechtsanwaltsgesellschaft mbH



# Steuern

## Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung: Die „Kettenzusammenfassung“ von Betrieben gewerblicher Art (BgA) wird vom Bundesfinanzhof (BFH) abgelehnt

Mit Urteil vom 29.08.2024 (V R 43/21), das am 21.11.2024 veröffentlicht wurde, hat sich der BFH mit der Zulässigkeit der sogenannten „Kettenzusammenfassung“ auseinandergesetzt. Hierbei handelt es sich um eine für den steuerlichen Querverbund bedeutende Verwaltungspraxis, wonach es für die Zusammenfassung von mehr als zwei Tätigkeiten nicht zwingend darauf ankommt, dass zwischen allen Tätigkeiten, die zusammengefasst werden, jeweils untereinander die Zusammenfassungsvoraussetzungen des § 4 Abs. 6 KStG erfüllt sind.

Der BFH sieht diese Verwaltungspraxis als unzulässig an und schränkt damit die möglichen Ergebnisverrechnungen im Querverbund empfindlich ein.

### Worum geht es?

Ein BgA kann gemäß § 4 Abs. 6 Satz 1 KStG mit einem oder mehreren anderen BgA zusammengefasst werden, wenn sie

1. gleichartig sind,
2. zwischen ihnen nach dem Gesamtbild der tatsächlichen Verhältnisse objektiv eine enge wechselseitige technisch-wirtschaftliche Verflechtung von einigem Gewicht besteht oder
3. BgA im Sinne des § 4 Abs. 3 KStG (Versorgungs-, Verkehrs- oder Hafengebäude) vorliegen.

Diese mit dem Jahressteuergesetz 2009 eingefügten Voraussetzungen beruhen auf den vom BFH zuvor entwickelten „Zusammenfassungsgrundsätzen“, sodass die bisher hierzu ergangene Rechtsprechung weiterhin grundsätzlich herangezogen werden kann.

### Der BFH hat keinen Gedanken daran ...

Aus der Sicht des BFH spricht vor allem der Wortlaut des § 4 Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 KStG dafür, dass mehrere Tätigkeiten nur dann zusammengefasst werden können, wenn alle Tätigkeiten auch untereinander zusammengefasst werden können. Mit anderen Worten: Eine abgestufte Kettenbetrachtung, bei der mehrere BgA „gedanklich“ nacheinander zusammengefasst werden, ist nicht gedeckt.

### Die Kette ist gesprengt ...

Sollte die restriktive Entscheidung des BFH von der Finanzverwaltung umgesetzt werden, wären insbeson-

dere die typischen Kettenzusammenfassungen im Bereich der Bäder-Querverbünde ausgeschlossen. Es reicht dann zukünftig nicht mehr aus, wenn nur in einem Bad ein Blockheizkraftwerk zur Herstellung einer wirtschaftlich-technischen Verflechtung zum Energieversorger betrieben wird, wenn zuvor alle Bäder wegen Gleichartigkeit zusammengefasst wurden. Damit würden viele Bäderbetriebe bzw. Bäderverluste aus dem Querverbund fallen.

### Der Querverbund geht baden ...

Zum anderen wäre auch die Verwaltungspraxis nicht mehr möglich, wonach eine Verflechtung allein mit einem Stromversorger zur Folge hat, dass Bäderverluste auch mit Gewinnen aus anderen Versorgungsbereichen wie Gas, Wärme und Wasser verrechnet werden können. Damit stünde zukünftig bei vielen Stadtwerken nur noch ein verringerter Anteil der Gewinne für eine steuerlich anerkannte Verlustverrechnung zur Verfügung.

### Ein Beispiel ...

Unter Kettenzusammenfassungen versteht man von der Verwaltung zugelassene Gestaltungen, bei denen drei oder mehr Tätigkeiten zusammengefasst werden, ohne dass zwischen allen Tätigkeiten untereinander die Zusammenfassungsvoraussetzungen des § 4 Abs. 6 KStG erfüllt sind. Hier kommt der zeitlichen Reihenfolge der einzelnen Zusammenfassungen eine große Bedeutung zu.

Werden zunächst zwei Tätigkeiten wirksam nach § 4 Abs. 6 KStG zusammengefasst, so bestimmt sich die Frage, ob diese zusammengefasste Tätigkeit mit einer weiteren Tätigkeit zusammengefasst werden kann, danach, welche der bereits zusammengefassten Tätigkeiten der zusammengefassten Tätigkeit das „Gepräge“ verleiht. Auf diese Weise können z. B. die Ergebnisse aus einem Bäderbetrieb, einer Stromversorgung und einer Wasserversorgung insgesamt zusammengefasst werden, obwohl Bad und Wasserversorgung bei isolierter Betrachtung nicht zusammengefasst werden können.

### Schleppt die Kette noch was mit?

Ein Unterfall der Kettenzusammenfassung ist die ebenfalls sehr bedeutende „Mitschlepptheorie“. Hier schleppt ein Bad ein weiteres Bad mit, sodass der Querverbund erweitert wird. Bäder können mit einem Energieversorger zusammengefasst werden, wenn zwischen diesen Tätigkeiten eine enge wechselseitige technisch-wirtschaftliche Verflechtung besteht. Solch eine Verflechtung wird überwiegend durch ein Blockheizkraftwerk hergestellt.

Die Finanzverwaltung erkennt es an, wenn eine entsprechende wechselseitige Verflechtung zwischen dem Energieversorger und einem Bad besteht. Werden daneben weitere Bäder betrieben, werden diese dann durch das eine Bad, das mit dem Versorger verflochten ist, in den Querverbund „mitgeschleppt“.

#### Wie geht es weiter?

Die Entscheidung des Bundesfinanzhofs wurde zu einem ungünstigen Zeitpunkt veröffentlicht, da eine gesetzliche Absicherung der Kettenzusammenfassung noch in diesem Jahr nun ausgeschlossen ist (Koalitionsbruch). Die kommunalen Interessenverbände werden sich bei der Finanzverwaltung für einen sog. Nichtanwendungserlass einsetzen. Nach der Bundestagswahl sollte man sich dann für eine gesetzliche Absicherung der Kettenzusammenfassungen einsetzen.

Mit in Betracht gezogen werden muss auch die Sicht der Europäischen Union (EU). Unter Umständen muss eine EU-beihilfenrechtliche Notifizierung des Querverbunds erreicht werden.

Wir halten Sie auf dem Laufenden! Haben Sie dennoch Fragen, sprechen Sie uns bei Bedarf bitte gerne an.

---

#### Ihre Ansprechpartner

**WP StB Aiko Schellhorn**

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

**StBin Silke Poludniok**

Tel.: +49 711 99340-24

silke.poludniok@es-unternehmensgruppe.de

**RAin für Steuerrecht Isabell Praefke**

Tel.: +49 211 5235-128

isabell.praefke@es-unternehmensgruppe.de

**RAin StBin Andrea Brinkmann**

Tel.: +49 211 5235-133

andrea.brinkmann@es-unternehmensgruppe.de

## Wirtschaftsprüfung

### Aktuelle Hinweise zu den Energiepreisbremsengesetzen

Die Energiepreisbremsen des Erdgas-Wärme-Preisbremsegesetzes („EWPBG“) und des Strompreisbremsegesetzes („StromPBG“), gemeinsam „Energiepreisbremsegesetz“, sind zum 31. Dezember 2023 ausgelaufen. Die Abwicklung der Energiepreisbremsen wirkt aber noch nach. So müssen Erdgaslieferanten, Wärme- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Frist bis zum 31. Mai 2025 die geprüfte zusammengefasste Endabrechnung der gewährten Entlastungsbeträge abgeben, um ihren Erstattungsanspruch gegenüber der Bundesrepublik Deutschland geltend zu machen.

Zusammenfassend geben wir hier einen Überblick über Inhalte, Fristen und Adressaten der zusammengefassten Endabrechnungen:

#### Endabrechnung Erdgas und Wärme

Gegenstand

- Endabrechnung eines Erdgaslieferanten/Wärmeversorgungsunternehmens, der/das eine Vorauszahlung nach § 33 Abs. 8 EWPBG erhalten hat;
- Prüf- und Auszahlungsantrag nach § 34 Abs. 3 EWPBG.

Verfahren

- Die geprüften Endabrechnungen sind über das Online-Portal des „Beauftragten“ (<https://gaswaerme-preisbremse.pwc.de>) bis zum 31. Mai 2025 einzureichen.
- Über das Portal sind die entsprechenden Formulare abrufbar. In den Formularen sind die Angaben gekennzeichnet, die Gegenstand der Prüfung sind.
- Das IDW hat am 6. Dezember 2024 Formulierungsvorschläge für die Prüfungsvermerke zu den Prüfungen der Endabrechnung sowie Gestaltungsmuster für die jeweils korrespondierende Mandantenanlage veröffentlicht. Insbesondere wird auf die Notwendigkeit hingewiesen, dass der Erdgaslieferant/das Wärmeversorgungsunternehmen die spezifischen Kriterien, die zur Aufstellung der Endabrechnung herangezogen wurden, in Form von Aufstellungsgrundsätzen in einer Anlage zur Endabrechnung niederzulegen hat. Die veröffentlichten Gestaltungsmuster umfassen auch diese Aufstellungsgrundsätze.

#### Endabrechnung Strom

Gegenstand

Zusammengefasste Endabrechnung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach § 31 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. b StromPBG.

## Verfahren

- Die geprüfte Endabrechnung ist bis zum 31. Mai 2025 an den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu übermitteln.
- Von den ÜNB wurde auf [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) ein Muster für die zusammengefasste Endabrechnung veröffentlicht.
- Das IDW hat am 17. Mai 2024 einen Formulierungsvorschlag für den Prüfungsvermerk zur Prüfung der Endabrechnung sowie ein Gestaltungsmuster für die korrespondierende Mandantenanlage veröffentlicht (abrufbar über [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)).
- Auch hier besteht die Notwendigkeit, die spezifischen Kriterien, die zur Aufstellung der Endabrechnung herangezogen wurden, in Form von Aufstellungsgrundsätzen in einer Anlage zur Endabrechnung niederzulegen.

## Ergänzende Hinweise

- Prüfungspflicht  
In den FAQ des BMWK zu den Anträgen nach dem EWPBG (Version 12 vom 6. November 2024) werden weitere Hinweise zum Endabrechnungsverfahren gemacht. Darin wird Erdgaslieferanten und Wärmeversorgungsunternehmen, deren Erstattungssumme den Betrag von 400 T€ nicht überschreitet, die Möglichkeit eröffnet, statt eines Prüfvermerks alternative Nachweise direkt an den Beauftragten zu übermitteln.

Eine entsprechende De-minimis-Regelung gibt es in Bezug auf die Endabrechnung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens nicht.

- Behandlung von Eigenverbrauch  
Der Eigenverbrauch von Energieversorgungsunternehmen ist unter bestimmten Voraussetzungen entlastungsfähig. Anspruchsgrundlage ist hier § 7 StromPBG bzw. EWPBG. Bei der Ermittlung des Differenzbetrags wird dabei der vertraglich vereinbarte Arbeitspreis durch die Beschaffungskosten ersetzt. Unterschiede gibt es in der Abwicklung der Endabrechnung bei Strom und Erdgas/Wärme:
  - Der Eigenverbrauch von Strom musste in der Rolle des sog. sonstigen Letztverbrauchers bis zum 30. Juni 2024 bei dem regelzonenverantwortlichen ÜNB geltend gemacht werden.
  - Der Eigenverbrauch von Gas/Wärme muss – sofern parallel ein Anspruch als Lieferant besteht – in einem einheitlichen Antrag mit der Endabrechnung der Letztverbraucher bzw. Kunden geltend gemacht werden (FAQ des BMWK zu den Anträgen nach dem EWPBG; Version 12, Seite 21 ff.).

Die Abgrenzung zwischen dem Eigenverbrauch und der Lieferung an Letztverbraucher/Kunden bedarf insbesondere im Kontext verbundener Unternehmen

und bestimmter Organisationsformen wie Regie- oder Eigenbetriebe besonderer Aufmerksamkeit. So vertritt das BMWK die Auffassung (FAQ des BMWK zu den Anträgen nach dem EWPBG; Version 12, Seite 23), dass bei Eigenbetrieben, die nicht rechtlich selbstständig sind, die gesetzlichen Vorgaben für die gesamte Rechtsperson und nicht nur für den Eigenbetrieb zu berücksichtigen sind. In der Folge wären beispielsweise Erdgaslieferungen des Eigenbetriebs an die Kommune als Eigenverbrauch der Kommune anzusehen.

Mit der Veröffentlichung der Prüfungsvermerke durch das IDW Anfang Dezember sind jetzt alle Voraussetzungen für eine Prüfung der Endabrechnung gegeben.

Vor dem Hintergrund der Komplexität und des ggf. vorhandenen Klärungsbedarfs empfehlen wir eine frühzeitige Umsetzung. Gerne unterstützen wir Sie dabei. Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

---

### Ihre Ansprechpartner

**WP/StB Rolf Engel**

Tel.: +49 211 5235-117

[rolf.engel@es-unternehmensgruppe.de](mailto:rolf.engel@es-unternehmensgruppe.de)

**RA Dr. Julian Faasch**

Tel.: +49 211 5235-175

[julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de](mailto:julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de)

# Energie und Wasser

## Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis April 2025<sup>1</sup>

Datum	Termin / Aufgabe	Grundlage
01.01.2025	Veröffentlichung der endgültigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze <sup>2</sup> (Preisblätter) für das Folgejahr	§ 21 Abs. 3 StromNEV bzw. GasNEV
01.01.2025	Bericht zur Dokumentation der Netzentgeltermittlung inkl. Verprobungsrechnung <sup>3</sup>	§ 28 StromNEV bzw. § 28 GasNEV i. V. m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV
01.01.2025	Anpassung der Erlösobergrenze Strom und Gas sowie Mitteilung bei der zuständigen Regulierungsbehörde	§ 28 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 4 Abs. 3 ARegV
31.03.2025	Mitteilung an die Regulierungsbehörde über die am 31.12.2024 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sowie die Netzbelegenheit	§ 28 S. 2 ARegV
31.03.2025	Gleichbehandlungsbericht für Netzbetreiber > 100.000 Kunden	§ 7a Abs. 5 EnWG
01.04.2025	Veröffentlichung der Netzstrukturmerkmale im Internet	§ 23c EnWG
01.04.2025	Bekanntgabe der Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene des Vorjahres und der durchschnittlichen Beschaffungskosten	§ 10 Abs. 2 StromNEV

### Ihre Ansprechpartner

**M. Sc. Tim Staar**

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

**Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin**

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

<sup>1</sup> Die aufgeführten Fristen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, stellen aber die wesentlichen regulatorischen Fristen dar.

<sup>2</sup> Im Rahmen der KoV XIV wird an einer Veröffentlichung der endgültigen Netzentgelte zum 16.12.2024 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die endgültige Veröffentlichung bereits zum 12.12.2024 erfolgen.

<sup>3</sup> Frist lt. Netzentgeltverordnung. Einige Regulierungsbehörden räumen eine längere Frist ein. Sprechen Sie uns für weitere Informationen gerne an.

## Aktuelle Themen im Rahmen des Prozesses der BNetzA zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens

Am 18.01.2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) Eckpunkte und 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens auf ihrer Homepage veröffentlicht ([Link](#) zum Eckpunktepapier „NEST“) und zur Diskussion mit der Branche, der Zivilgesellschaft, der Politik und der Wissenschaft gestellt. Die konkrete Ausgestaltung der Thesen des Eckpunktepapiers soll nach dem Willen der BNetzA in mehreren einzelnen Konsultationsverfahren in den kommenden zwei Jahren erfolgen.

Die Verbände VKU und BDEW haben als Interessenvertreter der Branche umfangreich Stellung genommen ([VKU](#), [BDEW](#)). Auf der Grundlage der Stellungnahmen sowie mehrerer Veranstaltungen zum Austausch mit Experten zu den verschiedenen Themen sind im Folgenden mehrere konkretisierende Eckpunktepapiere vonseiten der BNetzA veröffentlicht worden.

Im Juli 2024 hat die BNetzA mit der Veröffentlichung des [Eckpunktepapiers zur Methodikfestlegung des Ausgangsniveaus](#) den Grundstein für den Auftakt zweier Festlegungsverfahren, der StromNEF und der GasNEF, gelegt. Mit dem Ziel der Ausgestaltung einer sachgerechten Methodik zum Ausgangsniveau Strom und Gas spiegelt das Eckpunktepapier als Zwischenfazit den aktuellen Meinungsstand der Behörde wider.

Während die Diskussion um die Dauer einer Regulierungsperiode, auch im Zusammenhang mit einer OPEX-Anpassung, andauert, ergeben sich die wichtigsten Veränderungen bei den folgenden Sachverhalten:

- **Kosten von Verpächter und Dienstleister:** Begrenzung der ansetzbaren aufwandsgleichen Kosten (nur kalkulatorische Kosten) beim Verpachtungsmodell und Anpassung des Minimumabgleichs beim Dienstleistungsmodell
- **Kapitalerhaltungskonzeption:** Auflösung der Nettosubstanzerhaltung → Kompensation durch Festschreibung der Bewertung von Altanlagen im Umstellungszeitpunkt mit ihrem eigenfinanzierten Anteil (max. 40 %) zu Tagesneuwerten
- **Kalkulatorische Abschreibungen:** Überarbeitung der Anlagegruppen sowie Vereinheitlichung der Nutzungsdauern (auf die untere Nutzungsdauer)
- **Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens:** Umlaufvermögenspauschale von 1/24 des Ausgangsniveaus sowie keine Mehrfachverzinsung von Anlagen im Bau (Berücksichtigung von Umbuchungen aus den Anlagen im Bau in das fertiggestellte Sachanlagevermögen)
- **Kalkulatorische Kapitalverzinsung:** Pauschalierte Berechnung mittels WACC-Ansatzes auf das betriebsnotwendige Vermögen abzüglich erhaltener Zuschüsse (Vorab-Abzug)

- **Gewerbesteuer:** Anerkennung der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer

Einen Monat später, im August 2024, folgte das nächste [Eckpunktepapier zur zukünftigen Ausgestaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors \(Xgen\)](#). Während die Verbände eine Abschaffung des Produktivitätsfaktors fordern, sieht die BNetzA in dem Xgen ein wesentliches Element der Anreizregulierung und ein wichtiges Korrekturinstrument zum VPI. Dem Ziel der Ausgestaltung einer sachgerechten Methodik zur Ermittlung und Anwendung eines Produktivitätsfaktors untergeordnet werden verschiedene Ansätze diskutiert und bewertet. Zusammengefasst ergibt sich für die BNetzA in einigen Sachverhalten ein Anpassungsbedarf und sie erwägt folgende Reformen:

- **Abschaffung der Doppelanpassung von Kapitalkosten** durch das Zusammenspiel des Kapitalkostenabgleichs und der Anwendung des Terms Xgen in der Regulierungsformel
- **Abschaffung der Doppelanpassung von Verlustenergiekosten** als Teil der OPEX und durch den Term der volatilen Kosten in der Regulierungsformel
- **Verringerung des Aufwands der Datenerhebung** durch Berechnung des Xgen ausschließlich auf der Grundlage des Malmquist-Index (bisher zusätzlich Törnquist-Index)

Aus diesen Punkten ergibt sich der von der BNetzA präferierte Ansatz des modifizierten TOTEX-Xgen, der methodisch Ähnlichkeiten mit der bisherigen Vorgehensweise aufweist, allerdings durch die genannten Reformvorschläge einige Änderungen in der Erlösobergrenze verursacht.

Als Nächstes wurde im Oktober 2024 ein [Eckpunktepapier zur zukünftigen methodischen Ausgestaltung des Qualitätselements](#) veröffentlicht. Dabei werden Methoden zu Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen diskutiert und bewertet, mit einem besonderen Fokus auf einen Anreizmechanismus zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“.

Dem Qualitätselement als Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Netze misst die BNetzA eine hohe Bedeutung bei. Dabei ist es das Ziel der BNetzA, den Trade-off zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität bestmöglich auszutarieren, um ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erzeugen. Dies soll durch ein Output-orientiertes und auf Indikatoren basierendes Anreizsystem, das Qualitätselement, geschehen.

Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität sind die drei wesentlichen Bestandteile der Versorgungsqualität durch die Netzbetreiber. Im bisherigen Regime wird hauptsächlich die Netzzuverlässigkeit (Produktqualität) als Teil des Qualitätselements angereizt. Die bisherige Systematik soll dabei grundsätzlich mit leichten Änderungen beibehalten werden, bspw. soll

ein neuer Katalog zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höherer Gewalt in Kraft treten. Dies bewirkt eine stärkere Abgrenzung zum Störungsanlass atmosphärische Einwirkung.

Des Weiteren wird beabsichtigt, das Qualitätselement um eine weitere Komponente, die Energiewendekompetenz als Teil der Netzleistungsfähigkeit, zu ergänzen. Dazu werden in einem ersten Schritt Kriterien für Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz entwickelt. Mögliche Kriterien für die Energiewendekompetenz sind bspw. Kennzahlen zu Netzanschlüssen, Digitalisierung/Smart Grids, Abregelungen und netzorientierte Steuerung (Redispatch, steuerbare Verbrauchseinrichtungen) und Standardisierung. Mittels einer ersten Festlegung ist der Plan, Daten von allen Netzbetreibern (Aufhebung der Befreiung kleinerer Netzbetreiber von Datenlieferungen) zu diesen Kriterien zu erheben. In einer separaten Festlegung werden dann die konkreten Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz sowie zur Ermittlung des Qualitätselements erlassen.

Da im Bereich der Netzservicequalität, dem Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Kunden, schon zahlreiche gesetzliche Vorgaben bestehen, sind zusätzliche Anreize innerhalb des Qualitätselements nicht angedacht.

Anders als bei der Modifizierung des Xgen ist die BNetzA bei der Anpassung des Qualitätselements nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass einzelne Anpassungen gestuft vollzogen werden können.

Es ist damit zu rechnen, dass die BNetzA ihr Tempo bei der Weiterentwicklung beibehält und sukzessive konkrete Ausgestaltungen sowie erste Festlegungen vorlegt.

Im bilateralen Austausch haben wir Netzbetreiber bei der Einordnung der Veränderungen im Regulierungssystem, bei der finanziellen Bewertung sowie bei Stellungnahmen unterstützt.

Gerne halten wir Sie in diesem für Netzbetreiber bedeutenden Prozess auf dem Laufenden und stehen Ihnen gerne auch für monetäre Bewertungen der Weiterentwicklungen zur Verfügung.

Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne jederzeit an.

---

#### **Ihre Ansprechpartner**

***Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin***

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

***M. Sc. Tim Staar***

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

## **Dienstleistungs- und Pachtverträge für Strom- und Gasnetze optimieren – Erlösnachteile aus Minimumabgleich vermeiden**

**In den vergangenen Kostenprüfungen haben die Regulierungsbehörden den beim Verpächter bzw. Dienstleister entstandenen Kosten (beantragte Kosten) das tatsächlich gezahlte Entgelt gegenübergestellt. Im Folgenden wird die Erläuterung auf das Verhältnis zwischen dem Pächter und dem Verpächter fokussiert. Sie lässt sich aber analog auch auf das Dienstleistungsverhältnis übertragen. Sofern die tatsächliche Pachtzahlung im Fotojahr unterhalb der beantragten Kosten lag, wurde mit Verweis auf den „Minimumabgleich“ nur die tatsächlich gezahlte Pacht als Kostenhöhe in der Kostenprüfung anerkannt.**

Die Grundlage für das Vorgehen im Minimumabgleich der Pachtberechnung bildet § 4 Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV. Demnach können Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre.

In der letzten Kostenprüfung waren nur wenige Verpächter von dem Minimumabgleich betroffen, da wir uns in einem Umfeld sinkender Zinssätze befanden. Aufgrund zuletzt wieder steigender Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen ist in den Fotojahren 2025/2026 bei fast allen Netzgesellschaften zu erwarten, dass die beantragten kalkulatorischen Kosten die Pachtentgelte des Jahres übersteigen werden.

Zur Vermeidung einer Kostenkürzung durch einen Minimumabgleich ist daher die Pachtzahlung im Fotojahr, abweichend von den pachtvertraglichen Regelungen, mindestens auf die Höhe der Kosten anzuheben, die voraussichtlich vom Verpächter beantragt werden, zuzüglich eines Sicherheitsaufschlags.

Im Folgejahr zum Fotojahr ist die Pachtzahlung so zu kürzen, dass über die beiden Jahre „Fotojahr“ und „Folgejahr“ kumuliert nur die vertragsmäßige Pacht des gültigen Pachtvertrags verrechnet wird. Bei dem Vorgehen handelt es sich lediglich um eine zeitliche Verschiebung, bei der der Pächter mit den Pachtzahlungen für einige Monate in Vorleistung tritt.

Für die Umsetzung der höheren Pachtzahlung im Fotojahr und den Ausgleich im Folgejahr ist unbedingt eine Anpassung des Pachtvertrags (z. B. durch eine Ergänzungsvereinbarung) zu empfehlen.

Um den Zeitversatz zwischen der Pachtüberzahlung im Fotojahr und dem Ausgleich im Folgejahr möglichst gering zu halten, sollte der Sicherheitsaufschlag grundsätzlich erst relativ spät geleistet werden. Allerdings sollte die Überzahlung aus regulatorischen Gründen noch mit hinreichender Vorlaufzeit erfolgen, damit der Verpächter die Einzahlung noch zur Zahlung von Verbindlichkeiten und

zur Vermeidung von Abzugskapital verwenden kann. Eine Einmalzahlung kann z. B. zum 15. November des Fotojahres erfolgen.

Beim Verpächter führt die höhere Pachtzahlung im Fotojahr zu einem außerordentlich hohen Ergebnis. Dies hätte grundsätzlich eine hohe Ausschüttung zur Folge. Hingegen führt die geringere Pachtzahlung im Folgejahr zu einem außerordentlich niedrigen Ergebnis (u. U. wird dieses sogar negativ) sowie einer geringen Ausschüttung. Es ist zu empfehlen, frühzeitig in Zusammenarbeit mit den Gesellschaftern (z. B. Bilanzpolitik, Rücklagen) Maßnahmen zur Glättung dieser Effekte zu entwickeln.

## Fazit

Unserer Erfahrung nach sollte die regulatorisch optimale Pachtzahlung zur Vermeidung des Minimumabgleichs im Fotojahr rechtzeitig zwischen dem Pächter und dem Verpächter abgestimmt werden. Der Minimumabgleich stellt ein hohes wirtschaftliches Risiko dar. Zur Vermeidung geht der Pächter durch die höhere Pachtzahlung im Fotojahr in Vorleistung. Der Ausgleich erfolgt im Folgejahr.

Um die Vermeidung des Minimumabgleichs erfolgreich umzusetzen, sind die regulatorischen Zusammenhänge ganzheitlich zu berücksichtigen. Dabei handelt es sich zum einen um die Ermittlung der angemessenen Höhe für den Sicherheitsaufschlag. Dieser sollte einerseits nicht unverhältnismäßig hoch sein, um die Verschiebungen zwischen den Jahren nicht zu groß ausfallen zu lassen, andererseits aber hinreichend hoch sein, um das Risiko des Minimumabgleichs zu minimieren. Die Höhe des Sicherheitsaufschlags richtet sich insbesondere nach den Prognosen für die relevanten Zinssätze in der Kostenprüfung. Zum anderen gilt es, die regulatorischen (Sparten-) Bilanzoptimierungen weiterhin zu berücksichtigen. Bei den Verrechnungen zwischen Verpächter und Pächter und zwischen den Jahren sollte eine Verlängerung der Bilanz vermieden werden, um unnötiges Abzugskapital und damit Kürzungen im Kostenniveau zu vermeiden. Die Situation lässt sich analog auch auf Dienstleistungsverhältnisse übertragen.

Gerne stehen wir Ihnen bei der Vermeidung des Minimumabgleichs zwischen den beantragten Kosten und den tatsächlich gezahlten Pachtentgelten zur Verfügung. Sprechen Sie uns bei Bedarf einfach an.

---

### Ihre Ansprechpartner

**M. Sc. VWL Stefan Evers**

Tel.: +49 211 5235-150

stefan.evers@es-unternehmensgruppe.de

**Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin**

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

## Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs

Bei der Umsetzung der Änderung der Strombinnenmarkttrichtlinie wurde im Jahr 2021 der § 7c EnWG geschaffen, wonach Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen weder Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile sein noch diese Ladepunkte entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen. Spätestens seit Einführung des § 118 Abs. 34 EnWG besteht Klarheit darüber, dass die Vorschrift auch für gesellschaftsrechtlich nicht entflochtene Energieversorger wie kleinere Stadtwerke gilt, die unter die De-minimis-Grenze fallen (nachfolgend „De-minimis-Unternehmen“). Die Umsetzungs(nach)frist läuft zum 31.12.2024 ab. Das Eigentum an den Ladepunkten und die (formale) Betreiberstellung muss vor dem Hintergrund des § 7c EnWG zwingend auf eine Mutter-, Schwester- oder Tochtergesellschaft überführt werden.

### 1. Erfolgt noch eine Verlängerung der Umsetzungsfrist?

Der von der Bundesregierung am 21.11.2024 beschlossene Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung sieht eine Änderung des § 118 Abs. 34 EnWG vor, wonach De-minimis-Unternehmen noch bis zum 31.12.2026 statt bis zum 31.12.2024 vom Verbot des § 7c EnWG befreit sein sollen.

Ob es zu der EnWG-Novelle kommt, ist angesichts des Auseinanderbrechens der Regierungskoalition mehr als fraglich. Gemäß Bundesrats-Drucksache 581/1/24 vom 09.12.2024 soll es zumindest zu einer Beratung im Bundesrat am 20.12.2024 kommen.

Angesichts dieser Ausgangslage empfehlen wir nicht, bereits in den letzten Zügen stehende Umsetzungsprojekte zu stoppen, zumal keine Aufhebung des Verbots im Raum steht, sondern lediglich eine Verlängerung der Befreiung.

### 2. Welche Anforderungen werden in personeller Hinsicht an die neue Betreibergesellschaft gestellt?

Seit Mitte November wird von informellen Äußerungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Kontext der personellen Anforderungen an die neue Betreibergesellschaft berichtet, wonach der Geschäftsführer des De-minimis-Unternehmens nicht gleichzeitig Geschäftsführer der neuen Betreibergesellschaft sein dürfe.

Eine solche Anforderung ist nach unserer Auffassung rechtlich nicht haltbar, da De-minimis-Unternehmen nach § 7a Abs. 7 EnWG ausdrücklich von der operationellen Entflechtung befreit sind. Ein Verbot der Geschäftsführeridentität für De-minimis-Unternehmen – wie von der BNetzA vertreten – führt faktisch zu einer operationellen Entflechtung des De-minimis-Unternehmens, die gesetzlich gerade nicht vorgesehen ist.

Ferner soll sich die BNetzA dahingehend geäußert haben, dass die neue Betreibergesellschaft keine „leere Hülle“ sein dürfe, also über eigenes Personal verfügen müsse. Weder der Wortlaut des § 7c EnWG noch die Materialien zur Umsetzung der Norm stützen – soweit ersichtlich – diese Auffassung. Ein Teil der ursprünglich von dem De-minimis-Unternehmen ausgeübten Tätigkeiten, der nicht von dem Verbot des § 7c EnWG umfasst ist, kann im Auftrag der neuen Betreibergesellschaft im Rahmen eines Dienstleistungsvertrags weiterhin übernommen werden. Es darf unseres Erachtens auch auf Personal des De-minimis-Unternehmens zurückgegriffen werden. Unseres Erachtens muss nur sichergestellt werden, dass die neue Betreibergesellschaft nicht mangels eigenen Personals „durch die Hintertür“ doch sämtliche Dienstleistungen rund um den § 7c EnWG beim De-minimis-Unternehmen in Auftrag gibt. Denkbar wäre z. B., dass die Betreibergesellschaft Fremddienstleister mit bestimmten Dienstleistungen betraut, um dem § 7c EnWG zu entsprechen.

Sollten Sie bei diesem Thema – insbesondere der Wahl des richtigen Modells und der konkreten vertraglichen Ausgestaltung - Unterstützung benötigen, sprechen Sie uns gerne an.

---

#### Ihr Ansprechpartner

**RA Dr. Julian Faasch**

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

### Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen an Land

Der Zubau an erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung in Deutschland hat in diesem Jahr erneut deutlich zugenommen: Dem Statistischen Bundesamt zufolge werden mittlerweile über 60 % des Stroms aus Wind-, Solar-, Wasserkraft und Biomasse erzeugt.<sup>1</sup> Bei all der Euphorie sollte, wie bei allen Investitionsentscheidungen und gerade vor dem Hintergrund konkurrierender Investitionsentscheidungen aus der Energiewende, vorab ein Business-Case erstellt werden. Zentraler Bestandteil ist dabei immer eine realistische Wirtschaftlichkeitsrechnung. Unsere Erfahrungen aus der Begleitung von PV-Freiflächen- und Windkraftprojekten zeigen, dass die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit durchaus mit Hürden verbunden sein kann. Ein realistischer Blick ist zwingend erforderlich.

<sup>1</sup> [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24\\_334\\_43312.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_334_43312.html)

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächen- und Windkraftprojekten an Land (Onshore-Projekte) wird auf das bekannte Ertragswertverfahren zurückgegriffen. Zentraler Bestandteil dieser Methode sind die zukünftigen jährlichen Zahlungsflüsse aus den Projekten (sog. Cashflows), die mit einem geeigneten Diskontierungssatz zum heutigen Wert abgezinst werden. Wesentliche Aspekte bei der Ermittlung zukünftiger Cashflows sind Investitions- und Finanzierungskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die zukünftigen Erlöse.

Bereits das Abschätzen der zukünftig zu erzielenden Erlöse stellt jedoch eine große Herausforderung dar. Sie ergeben sich aus den jährlich zu erzielenden Stromerträgen der jeweiligen geplanten Anlage (Ertragspotenzial) sowie aus deren Einspeisevergütung.

#### Ertragspotenziale

Das Ertragspotenzial von PV-Freiflächenanlagen hängt stark von der geografischen Lage, der Sonneneinstrahlung und der Ausrichtung der Module ab. Im Durchschnitt kann eine gut geplante Freiflächenanlage mit einer Leistung von 1 MWp jährlich etwa 900 bis 1.200 MWh Strom erzeugen.

Das Potenzial von Windenergieanlagen hängt ebenfalls maßgeblich vom Standort ab sowie von den dort zu erwartenden durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und den möglichen Betriebsstunden (Verfügbarkeit des Windes). Sehr interessant sind in diesem Zusammenhang die technischen Entwicklungen von Windenergieanlagen (WEA), speziell für Standorte mit Schwachwind. Diese Anlagen weisen am sog. Referenzstandort erhebliche Steigerungen der Referenzerträge aus. Das Ertragspotenzial von Windenergieanlagen variiert stark: In Gebieten mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von etwa 5 m/s können moderne Windkraftanlagen jährlich zwischen 1.000 und 2.500 MWh erzeugen. An Standorten mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von etwa 7 m/s steigt das Ertragspotenzial auf ca. 2.500 bis 4.500 MWh. Bei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s kann die jährlich erzeugte Leistung zwischen 4.500 und 6.000 MWh oder mehr liegen.

#### Einspeisevergütungen

Für Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien hat der Gesetzgeber Förderungen in Form von festen Vergütungssätzen nach dem EEG vorgesehen. Für PV-Freiflächen- und Onshore-Windkraftanlagen besteht diese Förderung für die ersten 20 Betriebsjahre.

Für PV-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 1 MW veröffentlicht die Bundesnetzagentur (BNetzA) regelmäßig einen anzulegenden Wert. Dieser dient als Grundlage für die Ermittlung der sog. Marktprämie, die die Anlagenbetreiber dann fest für

die ersten 20 Jahre nach Inbetriebnahme als Einspeisevergütung erhalten.

PV-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW müssen an sog. Ausschreibungsverfahren der BNetzA teilnehmen. Der sich hieraus ergebende anzulegende Wert für PV-Freiflächenanlagen dient als Berechnungsgrundlage für die Höhe des Zahlungsanspruchs (Marktprämie) für Anlagenbetreiber. Der maximale Zuschlagswert für Gebotsrunden im Jahr 2024 für solche Anlagen betrug 7,37 Cent je Kilowattstunde und leitete sich aus den Gebotsrunden des Vorjahres ab. Das Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments zum Gebotstermin 1. Juli 2024 führte zu einem Zuschlagswert von 5,05 Cent pro Kilowattstunde.<sup>2</sup> Damit bewegen sich die Zuschläge erneut auf einem leicht geringeren Niveau im Vergleich zur letzten Ausschreibung aus März 2024 (5,11 Cent pro Kilowattstunde). Bezuschlagt wurden von 495 abgegebenen Geboten 268 Gebote mit einem Gebotsvolumen von 2.152 MW.

Für Windenergieanlagen an Land, die an einer Ausschreibung der BNetzA teilnehmen müssen (Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1.000 kW), werden als maximaler Zuschlagswert für das Jahr 2024 und nach den derzeitigen Planungen für das Jahr 2025 die Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2023 angewandt. Danach beträgt der maximale Zuschlagswert für solche Anlagen 7,35 Cent je Kilowattstunde und liegt damit leicht unterhalb des maximalen Zuschlagswerts für PV-Freiflächenanlagen. Die zum Redaktionsschluss bekannten Ergebnisse der letzten Gebotsrunde zum 1. Mai 2024 zeigen eine leichte Unterzeichnung. Von den 197 Geboten wurden 189 Gebote mit einem Ausschreibungsvolumen von 2.485 MW bezuschlagt. Der Zuschlagswert lag mit 7,33 Cent je Kilowattstunde leicht unterhalb des maximal zulässigen Zuschlagswerts. In Summe ergeben sich für Onshore-Windenergieanlagen derzeit durchaus kostendeckende Vergütungen, die (als nominal konstante Erlössicherheit) für 20 Jahre zugestanden werden.

Als ausführende Behörde steuert die BNetzA so den im EEG politisch vorgegebenen Ausbaupfad für Wind- und PV-Anlagen durch gezielt gesetzte Preisobergrenzen für die Gebotsabgabe je Anlagenart. Neben den festen Vergütungssätzen nach dem EEG bestehen noch weitere Möglichkeiten, den erzeugten Strom zu vermarkten. Hierzu zählen die Direktvermarktung ohne EEG-Förderung, aber auch PPA-Verträge. Spätestens mit dem Auslaufen der festen EEG-Vergütung sind diese Alternativen im Business-Case zu berücksichtigen, da PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen in der Regel deutlich länger betrieben werden können, als die Förderung andauert.

<sup>2</sup> Zum Redaktionsschluss lagen keine Ergebnisse der Gebotsrunde zum 1. Dezember 2024 vor.

Für Unternehmen, die in eine Photovoltaikanlage oder in Windenergieanlagen investieren möchten, bieten die Marktprämien des EEG somit eine wichtige Entscheidungsgrundlage. Dennoch haben unsere bisherigen Erfahrungen zur Erarbeitung von Business-Cases für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen gezeigt, dass ein reines Abstellen auf die Marktprämien nicht ausreichend sein kann. Insbesondere ist die zunehmende Häufigkeit von Stunden mit negativen Marktpreisen (von 2023 auf 2024 womöglich von 300 auf 600 Stunden verdoppelt), in denen keine EEG-Vergütung gezahlt wird, bei Business-Cases zu PV-Freiflächenanlagen zu berücksichtigen. Eine ganzheitliche Betrachtung in Form von Business-Cases, in denen Investitions- und Finanzierungskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie das Ertragspotenzial und die zukünftige Vergütung valide berücksichtigt werden, ist daher unerlässlich.

Sollten Sie in Ihrer Investitionsentscheidung noch ganz am Anfang stehen, bringen wir unsere Erfahrungen auch gerne bei ersten Abschätzungen von Investitionskosten und den laufenden Kosten von PV-Anlagen und Windkraftanlagen ein. Gerne dienen wir Ihnen auch als Partner zur Plausibilisierung von Planungsprämissen bezüglich der Ertragsaussichten der geplanten Anlage, unabhängig vom Planungsstand.

#### **Fazit**

Ertragsprognosen von Projekten zur Erzeugung von regenerativer Energie sollten sich realistischerweise im Rahmen der langfristig garantierten EEG-Vergütungen bewegen. Diese sind projektbezogen jeweils für 20 Jahre nominal fest und fallen daher mit zunehmender Laufzeit immer stärker der Inflation anheim. Dennoch wird eine erfolgreiche Projektfinanzierung derzeit nicht auf pauschalen Markterwartungen gegründet werden können. Im Ergebnis wird jedes Projekt daher jeweils beweisen müssen, dass die anteilige Fremdfinanzierung mit dem gegebenen garantierten Vergütungsrahmen sicher zurückgeführt werden kann. Danach bleibt den Investoren einerseits die Hoffnung auf (Zufalls-)Profite aus der Direktvermarktung oder auf ein – inflationsbedingt – geschmäleretes „goldenes Ende“.

Egal in welchem Planungsprozess Sie aktuell stehen: Wir unterstützen Sie gerne mit unserer langjährigen Erfahrung in der Erstellung von Business-Cases oder stehen Ihnen auch als verlässlicher Ansprechpartner zur Validierung von Planungsprämissen zur Seite. Dabei können wir unsere Erfahrungen zur Abschätzung oder Validierung von Investitionskosten, zu laufenden Kosten, zum Ertragspotenzial und zur Einspeisevergütung einbringen. Unsere Vorschaurechnungen sind dabei auch auf den üblichen Informationsbedarf von Finanzierungsgesprächen mit dem Ziel risikominimierter Darlehen ausgelegt.

Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

**Ihre Ansprechpartner**

**Dr. Marc Derhardt**

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

**Dipl.-Volksw. Hans Helmut Forsbach**

Tel.: +49 211 5235-166

hans-helmut.forsbach@es-unternehmensgruppe.de

**Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin**

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

**Ein modulares Finanzierungskonzept für die Energiewende: Planung und Umsetzung im Fokus**

Vor dem Hintergrund der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen stellen die Energiewende und die Dekarbonisierung die Energieversorger vor erhebliche finanzielle und strategische Herausforderungen. Der Bedarf an mittel- und langfristigen Investitionen in Infrastruktur und nachhaltige Energieversorgungssysteme nimmt stetig zu. Die Sicherstellung der Finanzierung dieser Vorhaben ist entscheidend, um den zukünftigen Anforderungen an eine nachhaltige Energie- und Wasserversorgung gerecht zu werden.

Dabei muss die zukünftige Finanzierung im Spannungsfeld

- der Investitionsplanung (Kapitalbedarf),
- der Erwartungen der Anteilseigner (Ausschüttungen) und
- der Anforderungen potenzieller Kapitalgeber

ausgewogen und tragfähig gestaltet werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Erstellung eines mittel- und langfristigen Finanzierungskonzepts zu empfehlen. Das Finanzierungskonzept stellt im Ergebnis die strukturierten Finanzstrategien und Maßnahmen dar, die erforderlich sind, um die zukünftige Kapital- und Finanzierungsstruktur an dem Investitionsplan, den Interessen der Gesellschafter und den Anforderungen der Banken auszurichten. Ziel ist die langfristige Sicherung der finanziellen Stabilität und der Flexibilität zur Umsetzung der geplanten Projekte.

In dieser Ausgabe möchten wir über ein bewährtes modulares Vorgehen bei der Erstellung von Finanzierungskonzepten berichten und die einzelnen Module übersichtsartig vorstellen.

**Modularer Ansatz**

In der Praxis haben sich eine modulare Projektorganisation und die schrittweise Entwicklung eines tragfähigen Finanzierungskonzepts bewährt. Die nachfolgende Abbildung stellt übersichtlich die Module, ihre wesentlichen Inhalte und die erwartbaren Ergebnisse je Modul dar:

**FINANZIERUNGSKONZEPT**

Übersicht Module



Im **Modul 1** wird die Datengrundlage für die Erstellung eines Finanzierungskonzepts erarbeitet. Dabei steht die Unternehmensplanung bzw. die Erstellung eines Business-Case im Vordergrund. Für die Erstellung eines Finanzierungskonzepts ist auf einen langfristigen Zeitraum abzustellen. Aufgrund der enormen Herausforderungen der Energiewende und der dadurch benötigten finanziellen Ressourcen ist im Modul 1 nicht nur der Finanzierungsbedarf zu ermitteln. Vielmehr sollten bei der Betrachtung der einzelnen Geschäftsfelder Prioritäten von Investitionen festgelegt und ggf. auch Erlöspotenziale zur Verbesserung der Finanzierungsbedingungen identifiziert werden.

Unserer Erfahrung nach bietet es sich zur Reduzierung der Komplexität an, zunächst im **Modul 2** eine Finanzierung mit „klassischen“ Finanzierungsinstrumenten zu erarbeiten und die Grenzen dieses Konzepts darzulegen. I. d. R. ist dieses Finanzierungskonzept vergleichsweise schnell umsetzbar und bildet mit seinen Finanzierungskosten eine gute Grundlage für die Beurteilung einer weiteren Optimierung mit alternativen (progressiven) Finanzierungsinstrumenten im nächsten Modul.

**Modul 3** beschäftigt sich mit Finanzierungsinstrumenten, die heute im kommunalen Versorgerumfeld noch eher wenig verbreitet sind (z. B. Mezzanine-Finanzierung, Bürgerbeteiligung, Crowdfunding etc.). Die Energiewende erfordert jedoch nicht selten auch die Einbeziehung dieser Finanzierungsinstrumente. Ggf. sind sogar organisatorische Veränderungen wie die Gründung von Projektgesellschaften nicht ausgeschlossen (Off-Balance-Finanzierung). Aufgrund der höheren Bewertungskomplexität ist eine Bewertungsmatrix nach den unternehmensindividuellen Bedürfnissen zu erarbeiten.

Ist das Finanzierungskonzept aufgestellt, bieten wir im **Modul 4** unsere Unterstützung bei der Umsetzung an. Selbst bei der „klassischen“ Finanzierung ist es erforderlich, künftig weit mehr Überzeugungsarbeit zu leisten und Daten zielführend aufzubereiten. Dies gilt umso mehr, wenn alternative Finanzierungsinstrumente umgesetzt werden müssen.

Das **Modul 5** beschäftigt sich mit der Verankerung der Finanzierungsstrategie in das operative und strategische

Controlling. Nur so kann die Einhaltung von Financial Covenants gewährleistet und ggf. eine Anpassung von Maßnahmen zur Sicherstellung der Finanzierung vorgenommen werden.

### Fazit

Die Energiewende stellt mit ihrem Investitionsbedarf die Unternehmensfinanzierung vor erhebliche Herausforderungen. Noch stärker als in der Vergangenheit sind alle Ertragspotenziale auszuschöpfen und Prioritäten zu setzen. Auch müssen nicht selten heute noch wenig bekannte Finanzierungsinstrumente eingesetzt werden. Insoweit hat die Komplexität bei der Finanzierung deutlich zugenommen und es ist nachdrücklich die Erstellung eines Finanzierungskonzepts zu empfehlen.

Zur Reduktion der Komplexität bietet sich ein modulares Vorgehen an. Unserer Erfahrung nach hat sich die Gliederung in die Module 1 bis 5 bewährt. Das modulare Vorgehen ermöglicht es auch, sich nach jedem Modul mit dem weiteren Vorgehen zu beschäftigen und je nach Arbeitsergebnis Prioritäten neu zu setzen.

Gerne steht Ihnen die EversheimStuible Unternehmensgruppe beratend zur Seite. Denn in komplexen Finanzierungsfragen können wir Ihnen aus einer Hand das Know-how von Wirtschaftsprüfern, Steuerberatern, betriebswirtschaftlichen Experten und technischen Sachverständigen anbieten. Sprechen Sie uns bei Bedarf einfach an.

---

### Ihre Ansprechpartner

**Dipl.-Volksw. Felix Hiltmann**

Tel.: +49 211 5235-158

[felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de](mailto:felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de)

**Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin**

Tel.: +49 211 5235-141

[thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de](mailto:thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de)

**Dipl.-Volksw. Andreas Bielzer**

Tel.: +49 211 5235-142

[andreas.bielzer@es-unternehmensgruppe.de](mailto:andreas.bielzer@es-unternehmensgruppe.de)

## In eigener Sache

### Neue Mitarbeiterin



**Donika Curi**  
Bachelor of Science

Frau Donika Curi ist seit dem 01.09.2024 am Standort Düsseldorf der EversheimStuible Treiberer GmbH als Assistentin im Bereich Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung tätig.

Frau Curi hat als Werkstudentin bei uns begonnen und sich schon währenddessen entschieden, ihre Karriere bei der EversheimStuible Unternehmensgruppe zu starten.

# Impressum

## EversheimStuible Unternehmensgruppe

**ES**

EversheimStuible Treuberater GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

### Standort Düsseldorf

Fritz-Vomfelde-Straße 6  
40547 Düsseldorf  
Telefon +49 211 5235-01  
Telefax +49 211 5235-100  
E-Mail [Duesseldorf@ES-Unternehmensgruppe.de](mailto:Duesseldorf@ES-Unternehmensgruppe.de)

**INFOPLAN** Gesellschaft für  
Wirtschaftsberatung mbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

### Standort Stuttgart

Schloßstraße 70  
70176 Stuttgart  
Telefon +49 711 99340-0  
Telefax +49 711 99340-40  
E-Mail [Stuttgart@ES-Unternehmensgruppe.de](mailto:Stuttgart@ES-Unternehmensgruppe.de)

**IBK.** Ingenieur- und Unternehmensberatung  
für Versorgungswirtschaft GmbH

**ES**

EversheimStuible Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Besuchen Sie uns auch auf:



Stand: Dezember 2024  
EversheimStuible Unternehmensgruppe

Rechtlicher Hinweis:

Bitte beachten Sie, dass diese Informationssammlung eine individuelle Beratung nicht ersetzen kann! Sie stellt keine Beratung (juristischer oder anderer Art) dar und sollte auch nicht als eine solche verwendet werden.

Die Zusammenstellung der Informationen erfolgte mit der gebotenen Sorgfalt. Gleichwohl übernehmen wir keinerlei Haftung, aus welchem Rechtsgrund auch immer, für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der enthaltenen Informationen.

**ES**

EversheimStuible Unternehmensgruppe