

005

# TRANSPARENT

Ein Newsletter der TransnetBW

/ DREHSCHIEBE STROM

Wettbewerb simulieren, wo keiner ist: Die Ermittlung der Netzentgelte ist ziemlich kompliziert. **Seite 04**

/ EDITORIAL

Systemsicherheit ist kein Feld für Experimente. **Seite 03**

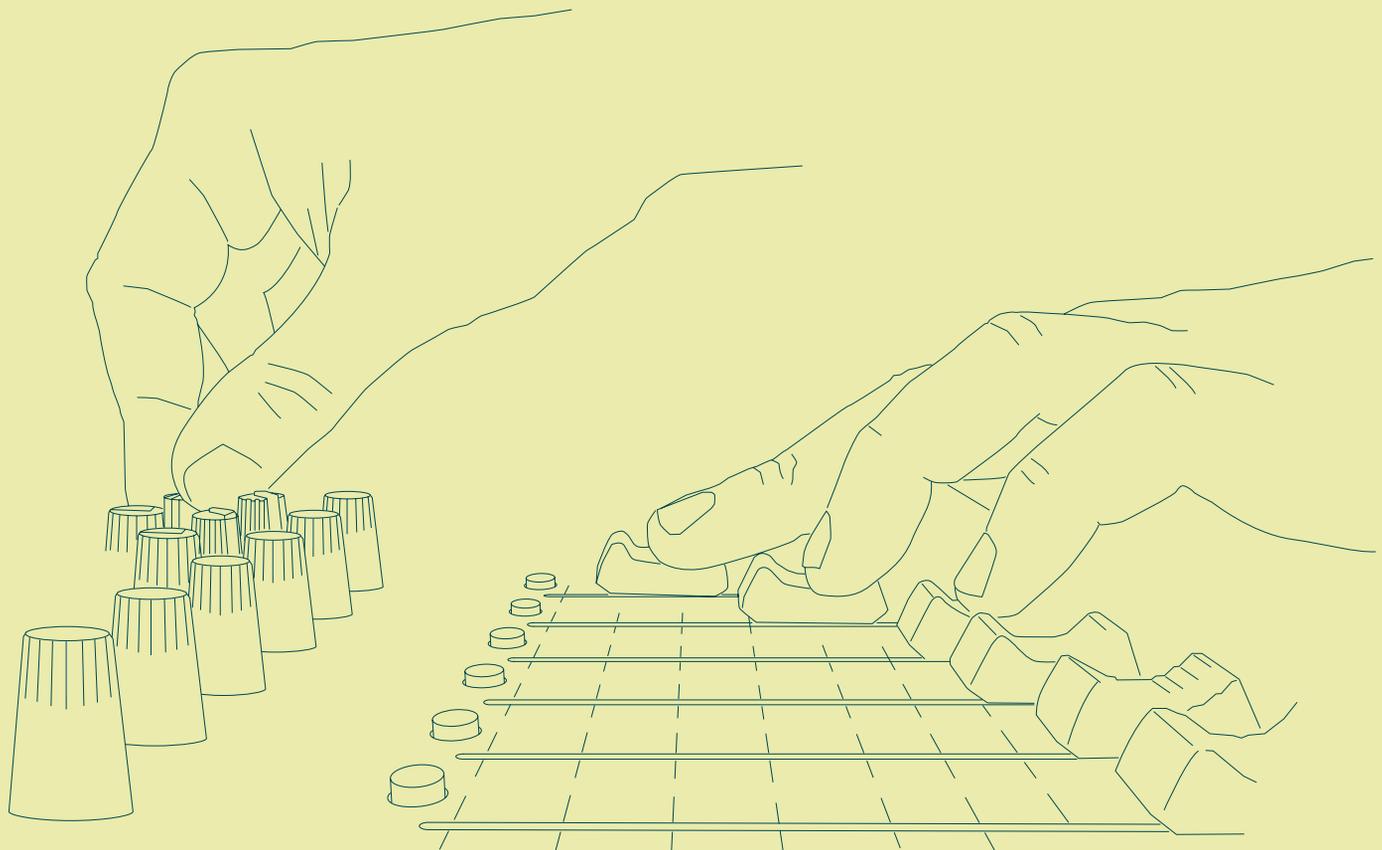
/ STIMMFREQUENZ

Unsichtbar und doch präsent: Wie es TransnetBW auf jede Stromrechnung schafft. **Seite 08**

/ AKTUELLES

Alles hat seinen Preis, natürlich auch der Strom. Aber wieviel Anteil haben die Netzentgelte und wer verdient sonst noch daran? **Seite 14**

## VON REGULIERERN



## UND REGULIERTEN

Politik.

Wirtschaft.

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIBE STROM	Ermittlung der Netzentgelte VON REGULIERERN UND WETTBEWERBSSIMULANTEN	04
/ STIMMFREQUENZ	Interview EIN UNSICHTBARER NAME AUF DER STROMRECHNUNG	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Erlösbergrenze DIE REGULIERUNGSFORMEL	10
/ AKTUELLES	Versuch über den Einheitsbrei – EINHEITLICHE NETZENTGELTE	12
	Was darf es kosten? DER STROMPREIS	14
/ DIE LANGE LEITUNG	Investitionen und Verzinsung ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN STEHEN GOLDENE ZEITEN BEVOR?	16
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN, DATEN, FAKTEN AUS DER WELT DER TRANSNET BW	18

## „Mit der vorliegenden Ausgabe haben Sie die Möglichkeit, die komplexe Systematik der Regulierung zu verstehen.“

Dr. Werner Götz,  
Vorsitzender der Geschäftsführung



### Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

nachdem wir Ihnen in den letzten Ausgaben vieles über unsere tägliche Arbeit in Projekten, in der Systemführung oder in der Netzwirtschaft berichtet haben, wollen wir Ihnen dieses Mal ein komplexeres Thema näherbringen: die Regulierung. Warum ein Unternehmen wie die TransnetBW überhaupt reguliert wird, wer die Regeln dafür festlegt, wer dafür zuständig ist, welche Konzepte dahinterstecken und, nicht zuletzt, welche Auswirkungen dies auf unser Geschäft hat – diesen Fragen sind wir nachgegangen und haben unser Expertenwissen hoffentlich allgemeinverständlich aufbereitet.

Zeitlich passt unsere Ausgabe gut zum aktuellen Geschehen. Die Anreizregulierungsverordnung soll überarbeitet werden. Unter anderem stehen dabei die Refinanzierungsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber und die Kosten für Redispatch im Fokus. Letztere sehen manche in Berlin als Indikator für die Geschwindigkeit des Netzausbaus und wollen sie in Form eines Anreizmechanismus nutzen, die Übertragungsnetzbetreiber wirtschaftlich unter Druck

zu setzen – in der Absicht so den Netzausbau zu beschleunigen. Mag das Ziel der Beschleunigung noch nachvollziehbar sein, das Mittel dafür ist das Falsche. Die Notwendigkeit das System durch Redispatch zu stützen hängt von sehr vielen Faktoren ab, von denen der überwiegende Teil nicht im Einflussbereich der Übertragungsnetzbetreiber steht. Redispatch ist für die Versorgungssicherheit unerlässlich, und sollte daher nicht von wirtschaftlichen Überlegungen beeinflusst werden. Der Verantwortliche in der Systemführung, der in einer kritischen Situation Kraftwerke anweist, muss die Stabilität des Netzes im Blick haben und nicht das wirtschaftliche Interesse seines Unternehmens, das ihm Effizienzsteigerungen vorgeben und wirtschaftlich optimieren könnte.

Ganz abgesehen davon zweifeln wir an, ob der Netzausbau wegen fehlender Motivation der Netzbetreiber nicht vorankommt. Oder ob das nicht vielmehr an einem ausgeprägten Umweltschutzrahmen, den komplexen Genehmigungsverfahren sowie Widerständen in der Bevöl-

kerung und in der Politik begründet ist.

Dass diese Diskussion über das Regelwerk regulatorisch alles andere als einfach wird, ist nicht zu verhehlen. Mit der vorliegenden Ausgabe von TRANSPARENT haben Sie die Möglichkeit, die Systematik zu verstehen, um damit auch die Motivation aller Stakeholder besser nachvollziehen zu können. Nutzen Sie sie!

Zum Schluss möchte ich gerne die Gelegenheit nutzen, mich bei Ihnen für ihr Interesse an unseren Themen und unserem Unternehmen zu bedanken und Ihnen ein frohes Weihnachtsfest sowie einen guten Rutsch ins neue Jahr zu wünschen! Alles Gute und bleiben Sie uns gewogen!

Ihr Werner Götz

## Ermittlung der Netzentgelte

# VON REGULIERERN

# UND WETTBEWERBS SIMULANTEN

Die Energiewirtschaft in Deutschland ist liberalisiert – die ganze Branche? Während in Erzeugung, Handel und Vertrieb der Wettbewerb herrscht, sind die Stromnetze weiterhin Monopole – natürlicherweise. Und werden daher streng reguliert.

In allen Bereichen der deutschen Energiewirtschaft hat sich der Wettbewerb durchgesetzt. Statt einzelner regionaler „Vollversorger“ tummeln sich mittlerweile hunderte Stromanbieter, zwischen denen der Verbraucher wählen kann; an die zwei Millionen meist kleinere Anlagen erzeugen den Strom, der dann wie andere Wirtschaftsgüter an der Börse gehandelt wird. Netze allerdings sind natürliche Monopole: Es ist volkswirtschaftlich unsinnig, parallele Leitungen aufzubauen, durch die einzelne Akteure jeweils „ihren“ Strom schicken. Stattdessen können alle Marktteilnehmer die bestehenden Stromnetze nutzen, indem sie dazu Verträge mit dem jeweiligen regionalen Netzanbieter schließen. Sie sind darauf angewiesen, dass dies zu Konditionen geschieht, die für alle gleich sind, dass der Netzbetreiber also nicht einzelne Anbieter bevorzugt oder benachteiligt. Diese Neutralität des Netzbetreibers wird kontrolliert – durch die Bundesnetzagentur und die

jeweiligen Regierungsbehörden der Bundesländer.

#### Anstoß aus Europa – Entflechtung und Regulierung

Der Anstoß für Wettbewerb in der Energiewirtschaft und in der Folge die Netzregulierung kam aus Europa: In der korrekten Annahme, dass mehr Markt zu mehr Effizienz und besseren Angeboten führen würde, hat die EU seit Mitte der 90er Jahre einen Energiebinnenmarkt geschaffen und die Mitgliedstaaten verpflichtet, die ehemaligen Gebietsmonopole der Stromversorger aufzubrechen. Und damit sich echter Wettbewerb entfalten konnte, wurden die Netze „neutralisiert“: Sie mussten von den Versorgern entflochten, also buchhalterisch, organisatorisch und IT-technisch unabhängig werden.

Aber nicht nur für die Unabhängigkeit der Netzbetreiber und die Verhinderung von Quersubventionen bedarf es einer

#### Timeline

**bis 1997**  
Monopolzeit Marktöffnung /  
Beginn Lieferantenwechsel

**1998–2004**  
Verhandelter Netzzugang

**2003**  
Zweites Energiepaket  
Neues Energiewirtschafts-  
gesetz / „Unbundling“

**2005–2008**  
Kostenregulierung

**2009**  
Drittes Energiepaket

**2009**  
Beginn der 1. Regulierungs-  
periode Anreizregulierung

Aufsicht. Da Monopole stets die Gefahr überhöhter Renditen bergen, wird auch die Preisgestaltung der Netzbetreiber reguliert. Im Falle der vier Übertragungsnetzbetreiber erfolgt dies durch die Bundesnetzagentur.

#### Regulierung von Kosten oder Erlösen?

Die Regulierung der Netzentgelte kann theoretisch auf verschiedene Weise erfolgen, z. B. über Kosten-, Anreiz- oder Yardstickregulierung. Die erste Variante nimmt die tatsächlichen Kosten als Ausgangspunkt für die zulässigen Erlöse, die Anreizregulierung soll teilweise Kosten und Erlöse entkoppeln. Das Yardstick-Verfahren verfolgt hingegen eine Simulation von Wettbewerb, indem es sich fast vollständig von den realen Kosten löst und auf einen Vergleich der Netzbetreiber setzt.

Historisch wurde in Deutschland bis zur Liberalisierung eine Kostenregulierung praktiziert. Dabei melden die Netzbetreiber ihre Kostenpositionen jährlich an ihre Aufsichtsbehörde. Diese prüft die Ausgaben und entscheidet über ihre Anerkennung. Die genehmigten Kosten werden mit einem festgelegten Satz verzinst und ergeben so die Höhe der zulässigen Einnahmen, die über Netzentgelte erzielt werden dürfen. Der Vorteil besteht gerade in der Einfachheit des Mechanismus und einer gewissen Berechenbarkeit. Nachteilig kann sich auswirken, dass dadurch Anreize

„Sinn des Systems ist es, Wettbewerb zu simulieren: Indem die Kostenpositionen der Netzbetreiber miteinander verglichen werden und die relative Effizienz unmittelbar ergebniswirksam wird, hat der Netzbetreiber einen Anreiz, effizient zu wirtschaften.“

geschaffen werden, Kosten zu produzieren und in Rechnung zu stellen – denn je höher die genehmigten Kosten, umso höher der Ertrag des Netzbetreibers.

Um Anreize zur Kosteneffizienz zu schaffen und kosteneffizientes Wirtschaften finanziell zu belohnen, ist das System der Anreizregulierung erdacht worden. In seiner deutschen Ausprägung bedeutet es die Einführung von fünfjährigen Regulierungsperioden (beginnend im Jahr 2009). Für diese werden den Übertragungsnetzbetreibern Effizienzvorgaben gemacht und die jährlich zulässigen Erlöse ermittelt. Dies geschieht in einem dreistufigen Verfahren: Kostenprüfung – Effizienzwertermittlung – Festlegung der Erlöse.

In einem so genannten Basisjahr werden drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode die realen Kosten ermittelt. Diese werden unterteilt in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten. Erstere werden im Rahmen eines Effizienzvergleichs ermittelt und müssen über die fünf Jahre der Regulierungsperiode hinweg vollständig abgebaut werden. Schließlich wird festgelegt, mit welchem Satz das eingesetzte Eigenkapital des Netzbetreibers verzinst wird.

#### Erlösbergrenze und Netzentgelte

Nach Kostenprüfung und Effizienzwertermittlung wird die Erlösbergrenze des Netzbetreibers auf Basis einer Regulierungsformel (siehe Rubrik „Höchstspannend“, Seite 10) individuell festgelegt – das sind die Erlöse, die jeder Netzbetreiber in jedem Jahr der Regulierungsperiode über die Netzentgelte erzielen darf. In diese Erlösbergrenze fließen also die nicht beeinflussbaren Kosten komplett, die beeinflussbaren Kosten zum Teil ein. Diese Erlösbergrenze wird dann vom Netzbetreiber „übersetzt“ in einen tatsächlichen Preis, der von jedem Stromkunden pro gelieferte kWh zu zahlen ist. Auch hier ergeben sich Unsicherheiten: Die Umrechnung der festen Erlösbergrenze in Einzelpreise pro kWh basiert auf Prognosen, wie viel Strom in dem entsprechenden Jahr tatsächlich durch das Netz geleitet wird. Das aber ist abhängig von Faktoren wie allgemeiner Wirtschaftsentwicklung oder Witterungsbedingungen. Die in der Praxis daraus resultierenden Abweichungen von der Erlösbergrenze werden auf einem Regulierungskonto verbucht und über die nächsten drei Jahre verrechnet.

Nicht von der Basisjahrlogik erfasst sind die so genannten Investitionsmaßnahmen: Diese – in der Regel Netzausbaumaßnahmen – werden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) separat und auch innerhalb einer laufenden Regulierungsperiode genehmigt und gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Für die Dauer der Genehmigung unterliegen sie keinem Effizienzpfad.

Aus diesem im Detail komplizierten System ergibt sich eine einfache Anreizwirkung: Letztlich erhält der Netzbetreiber mit der Bestimmung der Erlösbergrenze ein Budget zugewiesen, mit dem er seine Ausgaben bestreiten muss. Er muss über die Dauer der Regulierungsperiode seine Kosten um einen pauschalen Prozentwert senken. Schafft er das nicht, gehen die verbleibenden Beträge nicht in die Netzentgelte ein und belasten sein Ergebnis. Steigert er seine Effizienz über den geforderten Zielwert hinaus, erhöht sich der Überschuss – mit der Folge, dass die überplanmäßige Effizienz beim Beginn der nächsten Periode den Sockel bildet, von dem aus dann der neue Effizienzpfad beginnt.

Sinn des Systems ist es, Wettbewerb zu simulieren: Indem die Kostenpositio-

nen der Netzbetreiber miteinander verglichen werden und die relative Effizienz unmittelbar ergebniswirksam wird, hat der Netzbetreiber einen Anreiz, effizient zu wirtschaften. Gewinne erzielt der Netzbetreiber auf zwei Wegen: Zum einen durch die Senkung der Kosten unter das von der BNetzA vorgegebene Niveau, vor allem aber durch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

#### Was kommt als nächstes?

Die laufende Regulierungsperiode endet 2023. Das Jahr 2021 gilt bereits als Basisjahr zur Kostenermittlung für die dann folgende Periode. Diese wird vermutlich wiederum unter veränderten Rahmenbedingungen stattfinden. Eine komplette Umstellung auf ein Yard-

stick-Verfahren ist nicht zu erwarten, zumal die Erfahrungen in anderen europäischen Ländern eher durchwachsen sind. Die nächste Reform der Anreizregulierung ist aber bereits in Arbeit. Und da im Zuge der Energiewende die Netzentgelte perspektivisch steigen werden, wird die Suche nach Effizienzsteigerungen andauern.

#### Geld ist nicht alles

Zukünftig könnten dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu beeinflussbaren werden und so nicht mehr automatisch anerkannt werden. Die Netzbetreiber hätten ein eigenes Interesse daran, sie gering zu halten. Gerade bei Netzausbauprojekten und Redispatch stellt sich hier allerdings die Frage, inwieweit die

Netzbetreiber über tatsächliche Einflussmöglichkeiten verfügen: Der Redispatchabruf ist letztlich eine Korrekturmaßnahme, um die Systemstabilität zu gewährleisten und ergibt sich damit aus systemtechnischen Erwägungen. Wenn er künftig auch nach betriebswirtschaftlichen Kriterien erfolgt, ein Netzbetreiber also für den Abruf finanziell bestraft würde, kann dies zu Lasten der Sicherheit gehen.

Und spätestens an diesem Punkt dürfte klarwerden, dass gerade im regulierten System Geld nicht alles ist.

/ Autoren: Florian Reuter, Astrid Dolak



## Interview

# EIN UNSICHTBARER NAME AUF DER STROMRECHNUNG

## Der Name TransnetBW steht nicht auf der Stromrechnung. Warum nicht?

**Felix Donnert:** Laut §11 des Energiewirtschaftsgesetzes sind wir verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz bedingungsfrei für die Netzkunden bereitzustellen, und das stellen wir über Netzentgelte in Rechnung. Sofern ein Kunde direkt an unser Höchstspannungsnetz angeschlossen ist, tauchen wir direkt auf der Netznutzungsrechnung auf. Andernfalls geben wir unsere Übertragungsnetzentgelte an die nachgelagerten Netzbetreiber weiter, die wiederum ihre Netzkosten addieren. Über eine Netznutzungsrechnung, die in der Stromrechnung enthalten ist, kommen die Übertragungsnetzentgelte dann doch beim Haushaltskunden an.

## Warum hat Deutschland die höchsten Strompreise in ganz Europa, wenn erneuerbare Energien doch eine kostengünstigere Erzeugung versprechen?

**Tobias Egeler:** Hierfür sind meiner Einschätzung nach verschiedene Aspekte ausschlaggebend: Deutschland ist in Europa führend im Ausbau der erneuerbaren Energien. Als das EEG entstanden ist, war klar, dass zunächst hohe Investitionen nötig sind, um den Erzeugungsmix in Deutschland so zu verändern, dass dieser CO<sub>2</sub>-ärmer wird. Da wollte und hat Deutschland die Erneuerbaren stark gefördert – beispielsweise in 2018 in Höhe von knapp 26 Mrd. €. Das finden die Stromkunden nun in der EEG-Umlage auf der Stromrechnung.

Früher wurden Erzeugungsanlagen dort gebaut, wo die Lastzentren waren. Das war durch die kurzen Transportwege natürlich effizient. Heute sieht es anders aus. Jetzt müssen die zentralen, insbesondere im Norden installierten Erneuerbaren, vom Ort ihrer Erzeugung in die Lastzentren im Süden transportiert wer-

den. Dies erfordert Netzausbau im Hoch- und Höchstspannungsnetz. Daneben ist eine Umstellung auf eine dezentrale, kleinteilige erneuerbare Erzeugung in vollem Gange, die wiederum Netzausbau im Verteilnetz bedingt. Dieser Ausbau kostet Geld, im Höchstspannungsnetz wie auch im Verteilnetz.

**Felix Donnert:** Ein weiterer Aspekt und besonders wichtig aus der Übertragungsnetzbetreiber-Brille, ist die Aufrechterhaltung der System- und Netzstabilität, da die Volatilität der Erneuerbaren hoch ist und der Netzausbau seine Zeit braucht. Im EEG 2017 hat der Gesetzgeber dementsprechend geregelt, dass der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land in den Gebieten, in denen die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind, gesteuert wird. Außerdem gibt es neben den Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland sogenannte „Tagesspeicher“, aber noch keine Großspeicher oder auch Langzeitspeichertechnologien wie Power-to-Gas und ähnliches. Wir unternehmen daher große Anstrengungen, Systemdienstleistungen zu beschaffen und vorzuhalten. Auch das kostet Geld.

„Gut 25 Prozent des Strompreises sind Steuern.“

Man muss jedoch auch sagen, dass gut 25 Prozent des Strompreises Steuern sind. Der Wert steigt sogar auf über 50 Prozent, wenn man alle staatlichen Abgaben und Lasten, wie zum Beispiel die Umlagen, einbezieht.

## Die Netznutzungsnetzentgelte machen ca. 25 Prozent des Strompreises aus und sie steigen seit 2012 kontinuierlich an. Woran liegt das?

**Tobias Egeler:** Die Hauptgründe der

Preissteigerungen bei den ÜNB ist der Netzausbau, dessen Anteil weiter ansteigt sowie Systemdienstleistungen. Redispatch, Regelenergie und Engpassmanagement machen demnach etwa zwei Drittel unserer Netzkosten aus.

## Von der Politik wird gefordert, diese Kostentreiber zu minimieren. Was unternimmt die TransnetBW, um die Netzentgelte für den Netznutzer so gering wie möglich zu halten?

„Durch die Einführung eines von den deutschen ÜNB initiierten ‚Netzregelverbunds‘ haben wir bis heute den Netzkunden einen dreistelligen Millionenbetrag eingespart.“

**Tobias Egeler:** Wir unternehmen einiges. Zum Beispiel die effiziente und kostenoptimierte Beschaffung von Systemstabilitäts-Produkten. Dazu gehört die Regelenergie, bei der wir einen von den deutschen ÜNB initiierten „Netzregelverbund“ [siehe Ausgabe 01/2019] eingeführt haben. Dadurch haben wir bis heute den Netzkunden einen dreistelligen Millionenbetrag eingespart. Auch im Engpassmanagement, beim sogenannten Redispatch, wird auf Basis von übergreifenden Netzsicherheitsrechnungen der Bedarf deutschlandweit optimiert. Dieses Konzept ist auch bekannt als „RES/RAS“ [siehe Ausgabe 1/2019].

**Felix Donnert:** Mit dem Thema Netzausbau gehen wir auch die Kosteneffizienz an. Erforderliche Maßnahmen erarbeiten wir gemeinsam mit den anderen ÜNB im Netzentwicklungsplan.

Dabei gehen wir nach dem sogenannten NOVA-Prinzip vor. Netzoptimierung, vor Netzverstärkung, vor Netzausbau. Ein Ausbau darf also erst erfolgen, wenn alle anderen Möglichkeiten ausgeschöpft sind. Freileitungsmonitoring, auch witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb genannt [siehe Ausgabe 03/2019], also die Höherauslastung bestehender Netze, ist beispielsweise eine netzoptimierende Maßnahme. In Deutschland gibt es meiner Meinung nach keinen vergleichbaren Infrastrukturplanungsprozess, der transparenter ist, mehr Möglichkeiten der Mitbestimmung bietet und von den Behörden geprüft wird.

## Apropos Redispatch. Im Rahmen der anstehenden Novellierung der Anreizregulierungsverordnung sollen auch Anreize zur Senkung der Redispatchkosten geschaffen werden. Was halten Sie davon?

**Tobias Egeler:** Das sehe ich differenziert, denn bereits heute optimieren wir laufend unseren Systembetrieb, wollen die Netze bestmöglich auslasten und die Netzausbauprojekte so schnell wie möglich umsetzen. Letzteres ist auch stark von exogenen Einflussfaktoren abhängig. Negativen Anreizen stehen wir daher kritisch gegenüber. Wenn Übertra-

gungskapazität nicht termingerecht bereitgestellt werden kann und im Betrieb hohe Strafzahlungen in letzter Konsequenz durch Mitarbeiter in den Systemführungen ausgelöst werden, dann entsteht Druck an der falschen Stelle und es wird systematisch das Netz gefährdet.

## Eine generelle Anpassung des Abgaben- und Umlagen-Systems sowie der Netzentgelte wird von vielen Seiten gefordert. Wenn Sie der Bundeswirtschaftsminister wären, wie würde Ihre Anpassung aussehen?

**Tobias Egeler:** Die Diskussion, wie man das EEG weiter entwickeln könnte und aus meiner Sicht auch müsste, ist derzeit in vollem Gange. Es könnte zum Beispiel darüber nachgedacht werden eine Vereinfachung durch Bündelung der Einzelumlagen zu erreichen. Tendenzen sind hierbei im Zusammenwachsen einzelner Sachverhalte bei den privilegierten Kunden im EEG und den KWKG-basierten Umlagen zu beobachten. Für uns als ÜNB bleibt in jedem Fall die praktikable Umsetzbarkeit der Umlagen das wichtigste Thema.

**Felix Donnert:** Seit einiger Zeit wird eine Anpassung der Netzentgelt-systematik diskutiert. Hierbei ist eine möglichst verursachergerechte Ausgestaltung der Netzentgeltssystematik

anzustreben. Sinnvoll wäre eine Bepreisung der vorzuhaltenden Netzan-schlusskapazität, da diese Kapazitäten für die Netzauslegung relevant sind.

## In die Zukunft geschaut: Welche Entwicklungen wird es noch geben?

**Felix Donnert:** Wenn man die mittelfristige Entwicklung betrachtet, dann wird die Energiewende noch stärkere Anstrengungen benötigen, die Geld kosten werden. Der Netzausbau steigt im Verteil- und Übertragungsnetz an. Wir haben Volatilität im System, aber es sind noch keine Speicher da. Das heißt, wir werden auch künftig auf Netzreserve, Redispatch und weitere Produkte zurückgreifen. Darüber hinaus muss der Kohleausstieg bewältigt werden, der aktuell in gesetzliche Regelungen umgesetzt wird. Auch diese weitergehende Transformation des Erzeugungsmix wird es nicht umsonst geben.

**Tobias Egeler:** Abschließend kann man sagen: Wir wollen und werden als TransnetBW unserer gesetzlichen Rolle als Übertragungsnetzbetreiber auch zukünftig gerecht werden und weiter hart an der Energiewende arbeiten.

/ Autoren: Nele Jeschke, Patrizia Kaiser, Franziska Zink



Bild von links nach rechts:

Felix Donnert ist im Bereich Regulierungsmanagement und Energiepolitik für Fragen der Anreizregulierung zuständig.

Tobias Egeler ist Leiter der Netzwirtschaft bei TransnetBW

Erlösbergrenze

# DIE REGULIERUNGSFORMEL

$$EOG_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + S_t$$

dnb: dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

vnb: vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten

b: beeinflussbare Kosten

- 1 Verteilungsfaktor
- 2 Inflation
- 3 Sektoraler Produktivitätsfortschritt
- 4 Saldo Regulierungskonto

**Instandhaltung und Betrieb**  
 - Materialkosten  
 - Personalkosten  
 - Fremdkapitalzinsen  
 - Abschreibungen

**Kalk. Eigenkapitalverzinsung**

**Netzausbau**  
 - nach Ende der IMA-Genehmigungsdauer

**Netzausbau**  
 - während Ende der IMA-Genehmigungsdauer

**Engpassmanagement**  
 - Redispatch  
 - Reservekraftwerke

**Regelleistung**

**Netzverluste**

## EOG

**Erlösbergrenze**

Für die fünfjährige Regulierungsperiode wird jedem Netzbetreiber eine Obergrenze für seine Erlöse zugestanden, die er aus Netzentgelten erzielen darf. Auf Basis der individuellen Erlösbergrenze ermittelt TransnetBW nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die Entgelte für den Zugang zu ihrem Netz.

## DNBK

**Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten**

können in voller Höhe in der Erlösbergrenze angesetzt werden. Sie sind definiert in § 11 ARegV – Beispiele sind Kosten, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, wie Kosten für Netzverluste oder für Engpassmanagement. Ein weiteres Beispiel sind Weiterbildungskosten.

## VNBK / BK

**Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten und beeinflussbare Kosten**

umfassen alle Kostenpositionen, die als beeinflussbar angesehen werden. Beispiele sind hier Abschreibungen, Personalkosten, Wartung und Instandhaltung. Die Unterscheidung zwischen vnbK und bK erfolgt nicht anhand von Kostenarten, sondern betragsmäßig anhand des prozentualen Effizienzwerts, der von der BNetzA für eine Regulierungsperiode ermittelt wird.

**Formal werden die Kosten wie folgt berechnet:**

vnbK = (Gesamtkosten - dnbK) × Effizienzwert

bK = Gesamtkosten - dnbK - vnbK

Die beeinflussbaren Kosten werden über die Dauer der Regulierungsperiode vollständig abgebaut. TransnetBW hat für die dritte Regulierungsperiode einen individuellen Effizienzwert von 100 Prozent erzielt, das heißt es wurden im Rahmen des Effizienzvergleichs keine Ineffizienzen festgestellt, die bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode abgebaut werden müssten.

## V

**Verteilungsfaktor**

gibt den Abbaupfad der Ineffizienzen über eine Regulierungsperiode vor. Festgestellte „Ineffizienzen“ müssen jährlich um 20 Prozent reduziert werden.

## VPI

**Verbraucherpreisgesamtindex**

ist eine Preissteigerungsrate und berücksichtigt die allgemeine Teuerungsrate.

## PF

**Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor**

soll den netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt abbilden. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, auch bekannt unter dem Namen „Xgen“, wird von der BNetzA für jede Regulierungsperiode ermittelt.

## S

**Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenze**

ergibt sich aus den Mehr- oder Mindereinnahmen zum Beispiel durch Mengenabweichungen gegenüber der Prognose des Vorjahres. Die Abwicklung erfolgt über das sogenannte Regulierungskonto.

/ Autoren: Nele Jeschke, Felix Donnert, Kilian Seitz

## Versuch über den Einheitsbrei – EINHEITLICHE NETZENTGELTE

Auf jeder Stromrechnung in Deutschland ist der Anteil der Netzentgelte ausgewiesen, also der Preis, den der Kunde für seine Inanspruchnahme des Verteil- sowie des Übertragungsnetzes bezahlen muss. Bis einschließlich 2018 reflektierten die Netzentgelte die Kosten der Netze, an denen man angeschlossen war. Wohnt man in Baden-Württemberg, zahlt man für das Übertragungsnetz von TransnetBW. Das Entgelt für das Verteilnetz hängt wiederum vom lokalen Verteilnetzbetreiber ab.

Dieses Prinzip wurde durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) mit dem Jahr 2019 aufgegeben. In gleichmäßigen Schritten wird das Entgelt nun angeglichen. Gleichmäßig heißt hier, dass 20 Prozent der Netzentgelte der vier deutschen ÜNB in 2019 vereinheitlicht wurden, dies in 20 Prozent-Schritten pro Jahr aufgestockt wird und es damit 2023 ein vollständig einheitliches Netzentgelt geben wird.

Konkret bedeutet das für das Unternehmen TransnetBW, dass in den letzten Jahren seine Kunden eher günstigere Preise bieten konnte, und diese nun steigen. Am 1. Oktober 2019 wurden die vorläufigen Preise für das Jahr 2020 veröffentlicht: Die Netzentgelte steigen in Baden-Württemberg um 15 Prozent. Würde es keine Vereinheitlichung geben, also diese Kosten aus anderen Regelzonen nicht verteilt werden müssen, wären dies nur 8 Prozent. Es gibt also Gewinner und Verlierer.

Bezahlt damit am Ende jeder Kunde das gleiche Netzentgelt und ist die Kostenverteilung fairer geworden?

Ersteres ist damit nicht zu erreichen. Neben den ÜNB erheben auch Verteilnetzbetreiber Netzentgelte. Deren Zahl lag im Jahr 2018 bei fast 900, wobei deren Netzentgelte für den Verbraucher nicht vereinheitlicht, sondern direkt umgelegt werden. Die Höhe des individuellen Netzentgeltes des Verteilnetzbetreibers hängt dann stark davon ab, ob der Verteilnetzbetreiber mehr auf dem Lande (tendenziell hohe Kosten, wenig Anschlüsse pro Netzkilometer) oder in der Stadt (Kosten pro Anschluss relativ gering) tätig ist. Ob allerdings die Politik den Mut und die Muße hat, sich dieser – zugegebenermaßen – herausfordernden Aufgabe zu stellen, darf man eher bezweifeln. Wenn der Fairness-Gedanke eine hohe Priorität genießt, wäre dies konsequent.

/ Autor: Stefan Zeltner

**[NEMoG]**  
Das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur beinhaltet zwei wichtige Punkte: Erstens die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie zweitens die Abschmelzung des Privilegs der vermeintlichen Netzentgelte.

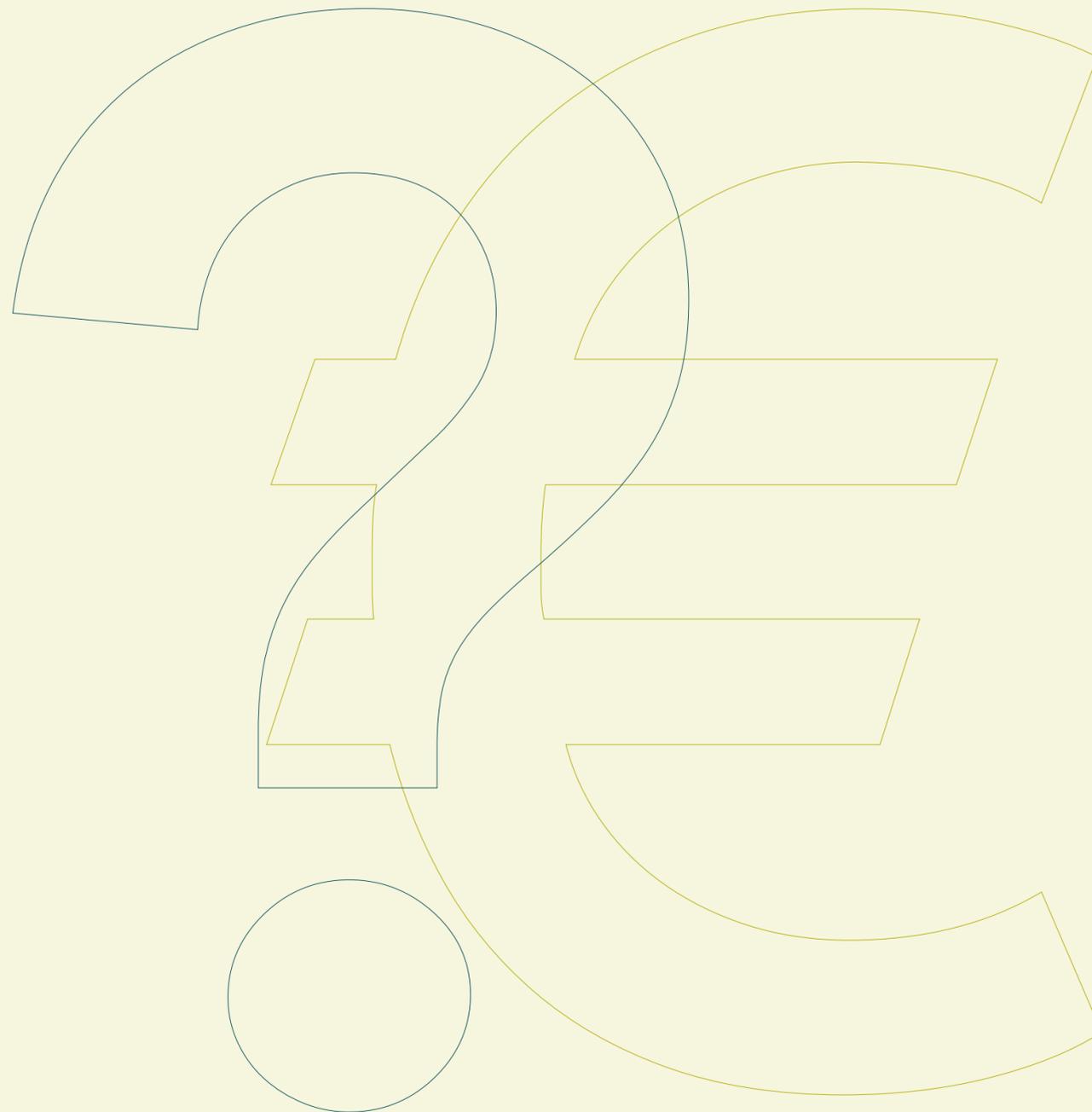
# 900

Verteilnetzbetreiber  
2018



**Vereinheitlichung der Netzentgelte** führt zu einer Kostensteigerung um 15 % in Baden-Württemberg.

STROMRECHNUNG



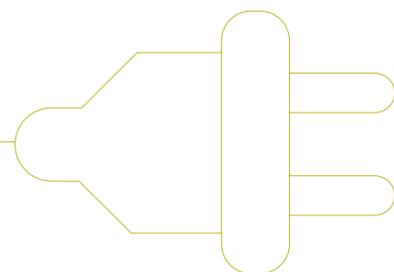
## Was darf es kosten?

# DER STROMPREIS

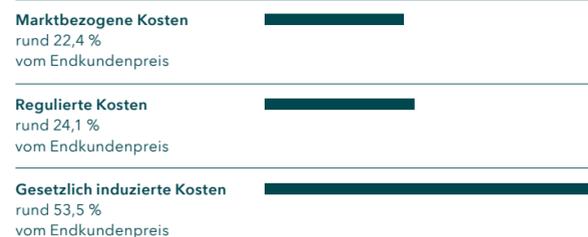
Der Strom kommt aus der Steckdose – bis er allerdings daraus entsteht, muss er einen langen Weg hinter sich bringen. Wenn die Kilowattstunde (kWh) schließlich beim Kunden ankommt, muss dieser einen Preis bezahlen, und jeder „Wegbegleiter“ des Stroms möchte entlohnt werden.

Den einen Strompreis gibt es nicht: Haushaltskunden bezahlen etwas Anderes als Gewerbekunden und auch Industrieunternehmen bekommen aufgrund ihres Großabnehmerstatus eigene Konditionen. Sehr große Stromverbraucher (zum Beispiel chemische Industrien, Aluminiumhütten, Zementwerke, Autoindustrie) erzeugen ihren Strom oftmals selbst, oder erhalten finanzielle Erleichterungen, wie zum Beispiel eine Reduktion der Netznutzungsentgelte bei netzdienlichem Verhalten.

Für Haushaltskunden lassen sich die Kostenbestandteile grob in drei Kategorien aufteilen (siehe Grafik). Wie groß deren Anteil letztendlich am Strompreis ist, hängt vom jeweiligen Stromprodukt und dem betreffenden Netzgebiet ab. In allen Fällen machen aber die gesetzlich induzierten Kosten einen großen Anteil aus.



Die folgende Grafik veranschaulicht, welcher Prozentsatz auf welche Kategorie für Endkunden entfällt, im Jahr 2018:



Quellen:  
BDEW, BNZETA Monitoringbericht 2018

### Marktbezogene Kosten

Dieser Bestandteil ist durch den Markt beeinflussbar und enthält Kosten für die Strombeschaffung (Erzeugung/Einkauf) und den Vertrieb, sowie eine Gewinnmarge. Hier fließen auch Verwaltungskosten, Service und Dienstleistung der Versorgungsunternehmen ein.

Schon die Strombeschaffung und somit auch die Bepreisung für die verschiedenen Kundensegmente gestaltet sich unterschiedlich. Ein Geschäftskunde erhält einen anderen Stromvertrag und andere Preise als der klassische Haushaltskunde:

#### Business-to-Business

- Das Angebot basiert auf registrierender Lastgangmessung
- Aktueller Marktpreis zum Zeitpunkt des Vertragschlusses ist die Basis
- Zu- und Abschläge richten sich nach Angebotsfrist
- Nach Vertragsabschluss beschafft der Handel die Energiemenge

#### Business-to-Consumer

- Das Angebot orientiert sich am Kundensegment oder Produkt und basiert auf einem Standardlastprofil (=prognostiziert)
- Der Einkauf des Stroms erfolgt als Gesamtmenge oder Tranche
- Der Vertragsabschluss mit den Kunden erfolgt über Vertriebskanäle



Um die Verträge mit den verschiedenen Kunden zu erfüllen, kann der Strom von Versorgern selbst erzeugt oder eingekauft werden. Für den „Großeinkauf“ von Strom beschafft der Händler/Versorger langfristig über den Terminmarkt, mittel- und kurzfristig über den Intraday- oder Spotmarkt.

Was die Beschaffungskosten der Megawattstunde Strom auf diesen Wegen angeht, sind diese in den letzten Jahren gestiegen, was den Preis insgesamt auch für den Endverbraucher steigen ließ.

### Regulierte Kosten

In den regulierten Kosten finden sich die Netznutzungsentgelte für die Stromübertragung und -verteilung wieder. Der Anteil der Übertragungsnetzentgelte wird über die Verteilnetzbetreiber an den Kunden weitergegeben. Er variiert von Kunde zu Kunde, dessen Standort und dessen Verbrauchsverhalten. Das Netznutzungsentgelt der Übertragungsebene hat am Endkundenpreis des Letztverbrauchers einen Anteil von rund fünf Prozent.

Nach Steigerungen in den Jahren davor, sank 2018 das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden wieder und verringerte sich um fast zwei Prozent (-0,13 ct/kWh) auf 7,17 ct/kWh.

Nicht-Haushaltskunden bezahlen andere Preise: So bezahlt ein Gewerbekunde, mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh, 6,27 ct/kWh, Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh ohne die weitere Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV, 2,36 ct/kWh (arithmetische Mitte, Preisstand 1. April, siehe Monitoringbericht BNZETA 2018).

### Gesetzlich induzierte Kosten

Die staatlich veranlassten Preisbestandteile machen den größten Anteil des Strompreises aus: rund 53,5 Prozent der Endkundenpreis fallen auf Steuern, Abgaben und Umlagen und lassen sich nur durch gesetzliche Regelungen ändern.

Die Mehrwertsteuer und die Stromsteuer machen dabei rund 22,9 Prozent aus. Der Rest fällt auf die vielen ver-

schiedenen Abgaben und Umlagen, die alle auf den ersten Blick für sich genommen gering erscheinen, aber zusammen auf über 30 Prozent kommen. Darunter fallen insbesondere die EEG-Umlage und die Konzessionsabgabe, die Gemeinden als Gegenleistung für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege zur Leitungsverlegung erhalten.

Für die Zukunft sieht das Klimaschutzprogramm 2030 eine Senkung der Stromkosten vor, indem gesetzlich induzierte Kosten durch CO<sub>2</sub>-Bepreisungseinnahmen bezahlt werden. Wie dies genau erfolgen wird, wird sich in den nächsten Monaten herauskristalisieren.

/ Autoren: Astrid Dolak, Konrad Hausch

Investitionen und Verzinsung

# ÜBERTRAGUNGSNETZ- BETREIBERN STEHEN GOLDENE ZEITEN BEVOR?

Der Netzausbau ist elementarer Bestandteil der Energiewende in Deutschland. Die aktuellen Planungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 Version 2019 gehen von einem Gesamtinvestitionsvolumen von etwa 60 Mrd. € allein für den Netzausbau an Land aus. Bei einer regulatorischen Verzinsung in Höhe von 6,91 Prozent (vor Steuern) verdienen sich die Übertragungsnetzbetreiber daran eine goldene Nase – oder?

### Ja, wobei ...

den Netzbetreibern eine Verzinsung von 6,91 Prozent vor Abzug von Steuern lediglich auf einen kleineren durch die Netzbetreiber eigenfinanzierten Anteil (40 % der Investitionssumme) zusteht. Übersteigt der eigenfinanzierte Anteil die 40 Prozent, wird dieser wie Fremdkapital zu einem geringeren kalkulatorischen Zinssatz verzinst. Daraus ergibt sich ein Mischzinssatz auf Investitionen von 3,5 Prozent, welcher sich im Marktvergleich deutlich am unteren Ende ansiedelt.

### Aber, was steckt genau dahinter?

Der Eigenkapitalzinssatz wird mit Hilfe des Kapitalgutpreismodells (Capital Asset Pricing Model, kurz CAPM) ermittelt und setzt sich aus drei Komponenten zusammen. Dem Basiszins (1.), dem Wagniszuschlag (2.) sowie dem Steuerfaktor (3.).

#### 1. Der Basiszins

wird derzeit anhand eines Zehnjahresdurchschnitts der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere ermittelt. Für die dritte Regulierungsperiode betrug dieser 2,49 Prozent.

#### 2. Der Wagniszuschlag

soll netzbetriebsspezifische unternehmerische Wagnisse abdecken. Für die

dritte Regulierungsperiode wurde der Wagniszuschlag mit 3,15 Prozent festgelegt.

#### 3. Der Steuerfaktor

deckt die durch die Unternehmen zu zahlende Körperschaftsteuer ab und wird mit einem Faktor von 1,225 berücksichtigt. Somit ergibt sich für das eingesetzte Eigenkapital nach Steuern ein Zinssatz von 5,64 Prozent.

Für sogenannte Altanlagen, die vor dem 1. Januar 2006 errichtet wurden, gilt in der dritten Regulierungsperiode im Übrigen ein um Preisentwicklungen korrigierter Zinssatz von 5,12 Prozent vor Steuern bzw. 4,18 Prozent nach Steuern.

#### Anwendung auf maximal 40 Prozent der Investition

Gemäß Netzentgeltverordnung findet der ermittelte Eigenkapitalzinssatz nicht auf das gesamte eingebrachte Eigenkapital des Netzbetreibers Anwendung, sondern lediglich auf 40 Prozent des kalkulatorisch bestimmten betriebsnotwendigen Vermögens. Zusätzliches Eigenkapital wird mit geringeren Zinssätzen als Fremdkapital verrechnet.

Der Zinssatz für Fremdkapital orientiert sich an Jahresdurchschnittswerten von öffentlich zugänglichen Zinsreihen entsprechender Fremdkapitalquellen und liegt derzeit bei etwa 2,0 Prozent.

Somit ergibt sich ein rechnerischer Mischzins für Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber von etwa 3,5 Prozent nach Steuern.

Die festgelegten Eigenkapitalzinssätze sind seit Beginn der Anreizregulierung in 2009 um mehr als 25 Prozent gesunken und sind im internationalen Vergleich äußerst gering. Vergleichbare, im Ausland festgelegte nach-Steuer-Zinssätze sind im Durchschnitt rd. 1,5 Prozentpunkte höher.

Vor dem Hintergrund der gegebenen Systematik, der enormen Herausforderungen für die Netzbetreiber im Rahmen der Energiewende sowie der Zinssätzen für vergleichbare Investitionen im Ausland, sind die gültigen Eigenkapitalzinssätze folglich alles andere als überhöht.

/ Autor: Felix Donnert

$$EKI = (2,49 \% + 3,15 \%) * 1,225 = 6,91 \%$$

Eigenkapitalzinssatz I  
= (Basiszins + Wagniszins)  
\* Steuerfaktor

# GUT ZU WISSEN

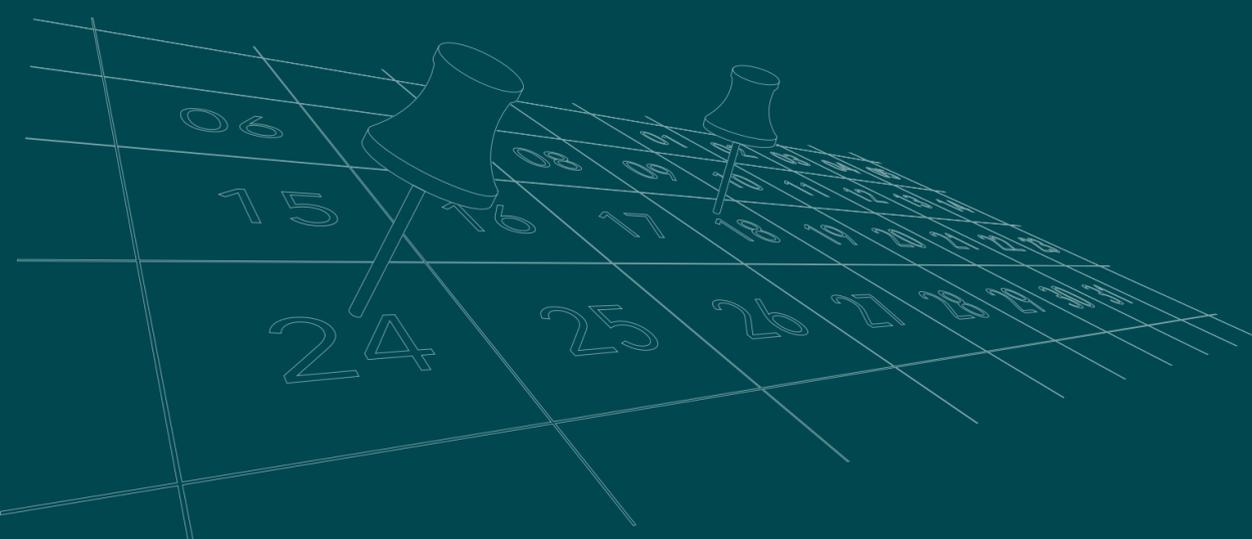
Zahlen, Daten, Fakten aus der Welt der TransnetBW.

Mitarbeiter der BNetzA

# ca. 2900 Mitarbeiter

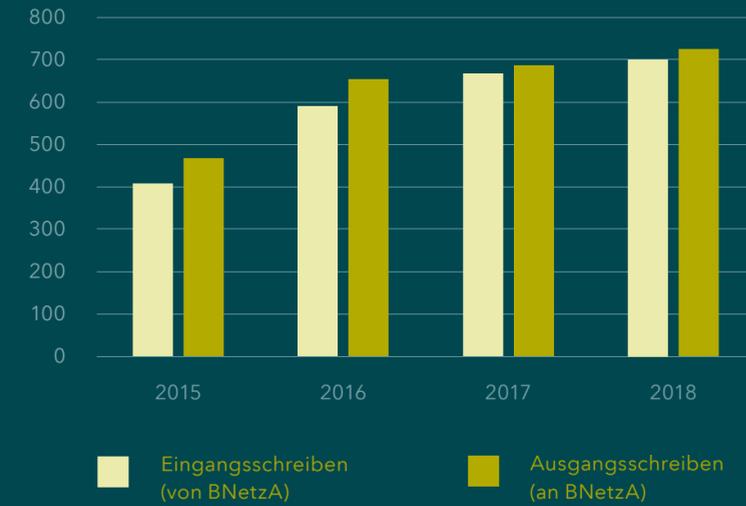
Termine bei BNetzA 2018

# 42

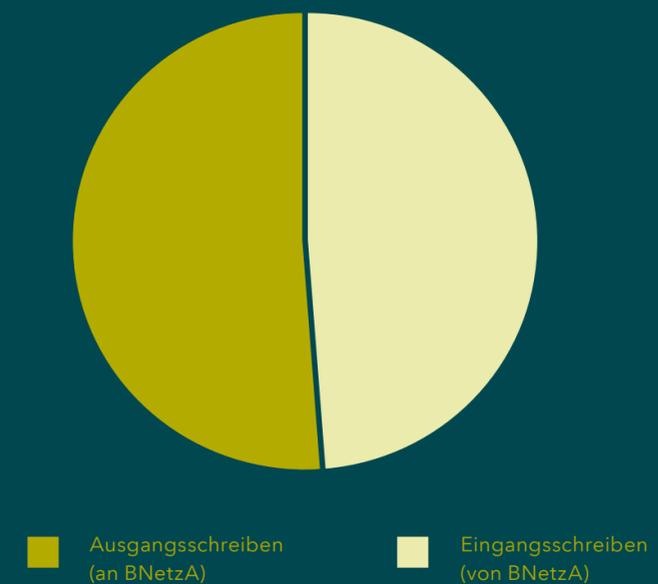


## Statistik Ein- und Ausgangsschreiben BNetzA 2018

Kommunikation mit BNetzA: 2015-2018



Kommunikation mit BNetzA 2018



/ STROM

/ NETZ

/ SICHERHEIT

## IMPRESSUM

### Selbstverlag

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart  
Telefon +49 711 21858-0  
politik@transnetbw.de  
transnetbw.de

### Herausgeber

Dr. Werner Götz, Vorsitzender  
der Geschäftsführung  
TransnetBW GmbH

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart

### Verantwortlicher Redakteur

Stefan Zeltner

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart

### Gestaltung und Illustration

dreisatz – büro für gestaltung

### Druck

Druckerei Albert Klein

### Fotos

Jan Potente Seite 09

