

verbraucherzentrale

Bundesverband

Gutachten zum Thema „Möglichkeiten für mehr Transparenz bei den Stromnetzentgelten“

Im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

Gefördert durch:



Bundesministerium
der Justiz und
für Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin
Energie@vzbv.de

info@arepo-consult.com
www.arepo-consult.com

6. Mai 2020

Projektorganisation:

Das Projekt wurde durchgeführt von
Sarah Rieseberg
Dr. Christine Wörten
Jamila Kurtenbach

Arepo Consult Dr. Christine Wörten

Kontakt: Dr. Christine Wörten
Albrechtstraße 22
10117 Berlin
Tel.: +49 30 220 124 47
E-Mail: woerlen@arepo-consult.com



In Zusammenarbeit mit:

Dr. Florian Valentin
Dr. Katrin Antonow
Maximilian Oehl

von Bredow Valentin Herz
Partnerschaft von Rechtsanwälten

Kontaktperson: Dr. Florian Valentin
Littenstraße 105
10179 Berlin
Tel.: +49 30 809248 220
Fax.: +49 30 809248 230
E-Mail: info@vbrvh.de



Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Regelungen zur Transparenz der Netzentgelte im deutschen Energierecht.....	3
2.1	Rechtsnormen	4
2.2	Höchstrichterliche Rechtsprechung zu § 31 ARegV.....	5
2.2.1	Fehlen einer qualifizierten Rechtsgrundlage für die Veröffentlichung von Geschäftsgeheimnissen	5
2.2.2	Informationen und Daten in § 31 ARegV mit Geschäftsgeheimnissen.....	6
3	Transparenzanforderungen an die Netzentgelte.....	7
3.1	Kontrolle der Höhe der Kosten.....	8
3.2	Kontrolle der in die Netzentgelte eingehende Kostenpositionen	8
3.3	Kontrolle der Verteilung der Netzkosten auf verschiedene Stromverbrauchergruppen	9
4	Summe der Netzentgelte	10
4.1	Summe der Netzentgelte auf Bundesebene	10
4.2	Kostenbestandteile der Netzentgelte auf Bundesebene.....	11
4.3	Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen	12
5	Netzentgelte einzelner Stromnetzbetreiber.....	13
5.1	Regulierung der Stromnetzbetreiber in Deutschland.....	14
5.2	Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden.....	15
5.3	Genehmigte Erlösobergrenzen der Netzbetreiber	19
5.4	Kostenstruktur der Netzbetreiber in den Erlösobergrenzen	21
6	Verteilungsmechanismus der Netzentgelte	23
6.1	Regionale Preisunterschiede.....	24
6.2	Ableitung der Netzentgelte von den Erlösobergrenzen	25
6.2.1	Preissystematik der Netzentgelte (Kostenträgerrechnung).....	26
6.2.2	Verbrauchercharakteristika und Netzentgeltbefreiung.....	28
7	Ergebnisse der Datenanalyse und Anforderungen an eine größere Transparenz der Netzentgelte	29
7.1	Ergebnisse der Datenanalyse: Identifizierte Transparenzdefizite	29
7.1.1	Identifizierte Transparenzdefizite.....	29
7.1.2	Gründe für die Transparenzdefizite: Unzureichende Veröffentlichungsvorgaben.....	31
7.1.3	Gründe für die Transparenzdefizite: Unzureichende Veröffentlichungspraxis.....	31
7.1.4	Gründe für die Transparenzdefizite: Mängel der Netzentgeltsystematik.....	32
7.2	Anforderungen an eine transparenzschaffende Neuregelung.....	33
7.2.1	Bereitzustellende und zu veröffentlichende Inhalte.....	33
7.2.2	Form der Bereitstellung und Veröffentlichung.....	35
8	Vorschlag: Eine neue gesetzliche Regelung zur Transparenz der Netzentgelte	35

8.1	Vorgaben des deutschen Verfassungsrechts zum Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen von Netzbetreibern.....	36
8.1.1	Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse durch Artikel 12 Grundgesetz.....	36
8.1.2	Möglichkeit der Rechtfertigung einer Pflicht zur Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsinformationen	37
8.2	Anforderungen des Europarechts an Transparenz bei Stromnetzentgelten	40
8.3	Möglichkeiten des Gesetzgebers zu einem Mehr an Transparenz aus Verbrauchersicht ..	41
8.3.1	Verfassungskonforme Rechtsgrundlage für § 31 ARegV.....	41
8.3.2	Kern-Neuregelung im EnWG mit Verweis auf untergesetzliche Verordnungen	42
8.3.3	Vollständige Neuregelung der Veröffentlichungspflichten der Regulierungsbehörden im EnWG	42
8.3.4	Bewertung der Optionen und Empfehlung der Autoren	42
9	Ausblick: Entwicklung eines neuen Bewertungsrahmens für Netzbetreiber	43
10	Literatur.....	46
Annex I.	Formulierungsvorschlag für eine gesetzliche Neuregelung	49
Annex II.	Begriffsglossar	54
Annex III.	Datenanhang	61

Abbildungen

Abbildung 1:	Durchschnittliche Strompreiszusammensetzung für Haushaltskunden in ct/kWh (mengengewichtete Mittelwerte, Jahresverbrauch: 3.500 kWh, Stichtag: 01.04.2019).....	1
Abbildung 2:	Systematik zur Untersuchung der Netzentgelte in Bezug auf die Summe der Netzentgelte, Erlösobergrenze einzelner Netzbetreiber und die Verteilung auf die Netznutzer nach Abnahmefall	3
Abbildung 3:	Schätzungen der Netzentgeltsumme im Jahr 2016.....	10
Abbildung 4:	Schematische Aufteilung der Netzentgelte 2016 in bekannte und unbekannte Bestandteile (in Mio. Euro) (Schätzungen wegen Dateninkonsistenzen).....	13
Abbildung 5:	Anzahl der Stromnetzbetreiber 2019 unterteilt nach Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Anzahl angeschlossener Kunden	14
Abbildung 6:	Anzahl der Netzbetreiber nach Regulierungsbehörde im Jahr 2018 (teilweise geschätzt) ¹	15
Abbildung 7:	Verteilung der Erlösobergrenze auf die Stromnetzbetreiber im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur im Jahr 2019 (Daten verfügbar für 159 Betreiber)* bei logarithmischer Achsendarstellung.....	19

Abbildung 8: Stromnetzbetreiber mit den zehn höchsten Erlösobergrenzen im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur (angepasste Erlösobergrenze für das Jahr 2019) 20

Abbildung 9: Angepasste Erlösobergrenze der Übertragungsnetzbetreiber 2017 bis 2019..... 21

Abbildung 10: Umrechnung der Erlösobergrenze in Netzentgelte 26

Abbildung 11: Angewendete Effizienzwerte der BNetzA für die Jahre 2017, 2018 und 2019 65

Abbildung 12: Verhältnis von „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenteilen“ (dnbK) und „vorrübergehend nicht beeinflussbaren Kostenteilen“ (vnbK) der Übertragungsnetzbetreiber in den beschiedenen Erlösobergrenzen 2019..... 65

Abbildung 13: Angepasste Erlösobergrenzen für 2019 und einzelne Kostenpositionen für vier exemplarische Verteilnetzbetreiber..... 66

Abbildung 14: Beispielhafte Leistungspreise pro Spannungsebene im Jahr 2020 der Betreiber 50Hertz und E.Dis Netz 67

Abbildung 15: Beispielhafte Arbeitspreise pro Spannungsebene in 2020 der Betreiber 50Hertz und E.Dis Netz 68

Tabellen

Tabelle 1: Zusammenfassung der Kernaussagen xi

Tabelle 2: Veröffentlichung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörden..... 17

Tabelle 3: Stromnetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (Stand März 2020) 61

Tabelle 4: Erläuterung der Regulierungsformel (nach Anlage 1 ARegV) zur jährlichen Festlegung der unternehmensindividuellen Erlösobergrenze 62

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
Art.	Artikel
Az.	Aktenzeichen
BGH	Bundesgerichtshof
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bnBm	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EltRL	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EltVO	Elektrizitätsbinnenmarkt-verordnung
EnVR	Gerichtsaktenzeichen für Rechtsbeschwerden in energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssachen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
EU	Europäische Union
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GG	Grundgesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MS	Mittelspannung
MV	Mecklenburg-Vorpommern

NEP	Netzentwicklungsplan
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
oLM	Ohne Leistungsmessung
RAP	Regulatory Assistance Project
Rn.	Randnummer
RP	Rheinland-Pfalz
SF6	Schwefelhexafluorid
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
UAbs.	Unterabsatz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	Umspannungsebene
VK	Volatiler Kostenanteil
VNB	Verteilnetzbetreiber
vnbK	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten
vNE	vermiedene Netzentgelte
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

Zusammenfassung

Netzentgelte machen mehr als ein Fünftel der Stromrechnung von Haushalten aus. 2018 belief sich das Gesamtvolumen der gezahlten Netzentgelte in Deutschland auf schätzungsweise 24 Milliarden Euro. Die Entgelte sind zwar staatlich reguliert, die aktuelle Praxis zur Ermittlung der Netzentgelte in Deutschland ist aber unverständlich und intransparent.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. hat daher Arepo Consult und von Bredow Valentin Herz mit dem vorliegenden Gutachten zur detaillierten Analyse des Status Quo und zur Erarbeitung einer alternativen transparenteren Regelung beauftragt.

Das Gutachten hat die folgenden wesentlichen Ergebnisse:

1. Das deutsche Energierecht enthält verschiedene **Regelungen**, die eine Veröffentlichung von Informationen und Daten zum Netzbetrieb und zur Netzregulierung zum Zwecke einer Transparenz für „die Öffentlichkeit“ vorsehen. Die vorgesehenen Veröffentlichungspflichten reichen jedoch nicht aus, um Netzentgelte nachvollziehbar zu machen. Dazu kommt, dass diese Veröffentlichungspflichten regelmäßig missachtet und Daten geschwärzt werden. Die **Rechtmäßigkeit von Schwärzungen** von Daten, die zur Bewertung der Angemessenheit der Netzentgelte notwendig wären, war dabei bereits mehrfach Gegenstand (höchststrichterlicher) **Rechtsprechung**. Sowohl der Bundesgerichtshof als auch das Bundesverfassungsgericht haben Netzbetreibern dabei ein grundsätzliches Recht auf den Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen zugesprochen, auch wenn es sich um regulierte Monopole handelt. Die **maßgebliche Norm zur Veröffentlichung von Daten** aus der Anreizregulierungsverordnung (§ 31 ARegV) wurde in der Folge **in größerem Umfang für nicht anwendbar** erklärt. Die dortigen Daten enthielten nach Auffassung des Bundesgerichtshofs Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, deren Veröffentlichung durch die allgemein gehaltene Verordnungsermächtigung zur Anreizregulierungsverordnung in § 21 Energiewirtschaftsgesetz nicht gedeckt sei. Der Bundesgerichtshof hat in den jeweiligen Beschlüssen aber nicht bewertet, ob und in welchem Ausmaß die von ihm identifizierten Betriebs- und Geheimnisse der Netzbetreiber schutzwürdig sind. Ferner hat der Bundesgerichtshof auch **keine Abwägung dieser Schutzwürdigkeit gegen andere Interessen**, z.B. das Interesse der Öffentlichkeit an Transparenz, vorgenommen.
2. Die Regulierung soll Verbraucher, und insbesondere private Haushalte, davor schützen, dass Netzbetreiber ihre Gebietsmonopole durch das Abschöpfen von Monopolrenten ausnutzen. Sie muss daher sichern, dass die **Netzentgelte in der Höhe gerechtfertigt** sind, dass nur notwendige und netzbezogene Kosten einbezogen werden, und dass die Last der Netzkosten durch die **Verteilung der Netzentgelte auf verschiedene Verbraucher in einer angemessenen Weise** verteilt wird. Das bedeutet, dass die Transparenzanforderungen sich darauf beziehen müssen, dass diese Aspekte zumindest für fachkundige Dritte vollständig nachvollziehbar werden. Nur so kann überprüft werden, ob die **Kosten und ihre Ausrichtung auf Innovationen und Nachhaltigkeit im Energiesystem** aus Verbrauchersicht angemessen sind.
3. Die Analyse des Status Quo zur Datenverfügbarkeit bei den Netzentgelten zeigt **hohe Transparenzdefizite** auf, die mit einem effektiven Verbraucherschutz nicht zu vereinbaren sind. Die aktuelle Datenlage erlaubt es nicht, die Höhe der bezahlten Netzentgelte zu erfassen – weder in **Summe** noch netzbetreiberspezifisch – und damit auch keine Beurteilung, ob und inwieweit Monopolrenditen abgeschöpft werden. **Kostenkomponenten** werden ebenfalls nicht veröffentlicht.

Damit kann nicht beurteilt werden, welche Kostenkomponenten tatsächlich von den Netzentgelten gedeckt werden, und ob und inwieweit diese zum reinen Erhalt oder zum zukunftsfähigen Umbau der Netze notwendig sind. Daten dazu, welche Anteile der Netzkosten von welchen **Netznutzergruppen** (z.B. nach Stromverbrauch oder Region) getragen werden, stehen ebenfalls nicht zur Verfügung.

4. Diese Intransparenz hat eine Reihe von **Ursachen**, die auf drei Ebenen verortet werden können: unzureichende Veröffentlichungsvorgaben, unzureichende Praxis der Veröffentlichung und Mängel in der Netzentgeltsystematik.

4.1. **Unzureichende Veröffentlichungsvorgaben** finden sich nach Ansicht der Autoren vor allem in folgenden Aspekten:

- **Fehlen einer zentralen Regelung zur Transparenz der Netzentgelte:** Mehrere Verordnungen (z.B. Stromnetzentgelt- und Anreizregulierungsverordnung) verpflichten verschiedene Akteure (z.B. Netzbetreiber und Regulierungsbehörden) zur Veröffentlichung verschiedener Daten.
- **Veröffentlichungspflicht für Parameter mit geringer Aussagekraft:** Etliche der Parameter, die insbesondere nach der Anreizregulierungsverordnung zu veröffentlichen sind, sind zum einen unklar, zum anderen so diverser Natur, dass die hochaggregierten Kostenpositionen keine sinnvolle Analyse zulassen.
- **Fehlende Veröffentlichungspflicht für aussagekräftige Parameter:** Wichtige Angaben und Zielparame-ter der Regulierung (z.B. Netzentgelteinnahmen) werden nicht veröffentlicht.
- **Unverständliche und idiosynkratische Terminologie:** Insbesondere die Berechnungsmethoden in der Anreizregulierungsverordnung sind durch Begriffe geprägt, die weder mit der energiewirtschaftlichen noch mit der betriebswirtschaftlichen Standardterminologie in Übereinstimmung zu bringen sind. Die Komplexität und die verwendete Sprache stellen eine enorme Hürde zur Nachvollziehbarkeit der Regelungen selbst für fachkundige Dritte dar.

4.2. Eine **unzureichende Veröffentlichungspraxis** ist Ursache für verschiedenste Transparenzdefizite und drückt sich insbesondere durch folgende Aspekte aus:

- **Missachtung des § 31 Anreizregulierungsverordnung durch die Regulierungsbehörden:** Nur 21 % der beschiedenen und 18 % der angepassten Erlösbergrenzen für das Jahr 2019 wurden veröffentlicht. Insbesondere die Veröffentlichungen der Landesregulierungsbehörden fehlen. Lediglich das Land Baden-Württemberg stellt mit zeitlicher Verzögerung Daten zur Verfügung.
- **Exzessive Schwärzungen:** Zentrale Daten werden in den Netzentgeltbescheiden – soweit sie überhaupt veröffentlicht werden – geschwärzt. Darunter sind auch Daten, die nach § 27 Stromnetzentgeltverordnung von den Netzbetreibern selbst veröffentlicht werden und auf deren Webseiten nachlesbar sind.
- **Unzureichendes Netzentgelt-Monitoring und Mangel an zentraler Datensammlung und -aufbereitung:** Die Bundesnetzagentur berichtet zu bestimmten Aspekten der Netzentgelte (z.B. regionalen Unterschieden und Systemdienstleistungen) in ihrem Monitoringbericht. Systematische Datensammlungen und -aufbereitungen zu weiteren relevanten Aspekten der Netzentgelte stehen jedoch nicht zur Verfügung.

- 4.3. Die **unklare Netzentgeltsystematik** liegt einer Reihe von Transparenzdefiziten zu Grunde. Die gravierendsten Mängel sind:
- **Unklare Netzentgeltlogik in Bezug auf Kostenkomponenten:** Die Netzentgelte enthalten durch die inkrementellen Änderungen seit Beginn der aktuellen Regulierungssystematik einen schwer durchschaubaren Mix an Kostenpositionen. Einige Komponenten werden über separate Umlagen finanziert.
 - **An die Notwendigkeiten eines transformierten Energiesystems nicht angepasste Kostenwälzungsmethode:** Die Wälzung der Kosten erfolgt nach dem Verursacherprinzip in einem zentralistischen Stromsystem und verliert damit in einem System mit dezentraler Stromerzeugung an logischer Stringenz.
 - **Mechanismus der Ableitung von Netzentgelten aus den Erlösobergrenzen nicht nachvollziehbar:** Die absolute Höhe dieser Entgelte wird nicht reguliert, sondern von den Netzbetreibern aus der zugestandenen Erlösobergrenze nach teilweise vorgegebenen Formeln abgeleitet. Der dabei anwendbare Spielraum ist unbekannt.
 - **Unklare Ausweisung der Netzentgelte auf den Rechnungen:** Auf den Stromrechnungen der Verbraucher werden zwar Netzkosten ausgewiesen, diese sind jedoch nicht unmittelbar deckungsgleich mit den Werten in den Preisblättern der Netzbetreiber.
5. Einen Ansatzpunkt für eine Reduktion der Intransparenz bieten die Veröffentlichungspflichten. Betrachtet man die **verfassungsrechtlichen und europarechtlichen Leitplanken**, innerhalb derer sich der Gesetzgeber bei einer Neuregelung der Veröffentlichungen zu den Netzentgelten bewegen muss, so zeigt sich, dass zum einen auch das **Europarecht** mehr an Transparenz fordert als derzeit in Deutschland vorhanden ist. Zum anderen darf – trotz der bestehenden Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu § 31 ARegV – auch die **Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen** durch den Gesetzgeber vorgesehen werden. Erforderlich ist nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts lediglich, dass ein solcher Eingriff in den Schutzbereich des Artikel 12 Grundgesetz (Berufsfreiheit) durch „vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls“ gerechtfertigt wird. Das Bedürfnis der Allgemeinheit, insbesondere der privaten Verbraucher, nach Transparenz bei den Netzentgelten stellt eine solche **Erwägung des Gemeinwohls** dar, die in einer **Abwägung mit dem Geheimhaltungsinteresse der Netzbetreiber** jedenfalls in Bezug auf eine Vielzahl an Daten und Informationen als vorrangig betrachtet werden kann.
6. Aus der Analyse der vorhandenen Daten, der identifizierten Intransparenzen und dem übergesetzlichen Rechtsrahmen leiten die Autoren einen **Vorschlag für eine Neuregelung in § 111g Energiewirtschaftsgesetz** ab, der unverzüglich umsetzbar wäre. Er sieht eine zentrale Veröffentlichung aussagekräftiger Daten in verständlicher Form auf der Webseite der Bundesnetzagentur vor und definiert klare Kataloge von Daten und Informationen, deren Veröffentlichung privaten Verbrauchern die Möglichkeit geben würde, zu prüfen, ob die Netzentgelte der Höhe nach angemessen, der Verteilung nach fair und der Verwendung nach zukunftsorientiert investiert sind. Der hier präsentierte Vorschlag würde zumindest Experten eine verbesserte Einsicht für eine Bewertung der Netzentgelte und der Effizienz der einzelnen Netzbetreiber im Kontext der Energiewende erlauben. Flankierend schlagen die Autoren weitere Änderungen im **Energiewirtschaftsgesetz** vor.

7. Auch diese Vorschläge können aber die bestehende Intransparenz bei der Ermittlung der Netzentgelte aus Sicht der privaten Verbraucher nicht vollständig auflösen. Die Regulierung der Netzbetreiber in Deutschland ist auf eine rein buchhalterische Bewertung reduziert, die keinerlei Rückschlüsse darauf zulässt, ob die Netzbetreiber „einen guten Job machen“. Das Interesse der Verbraucher an objektiven Informationen über die Netzbetreiber geht weit über die reine Beurteilung der Kosten der Netzbetreiber hinaus. Zur Überzeugung der Autoren sollte die Praxis der **Bewertung** der im regulierten Monopol tätigen Netzbetreiber auch **qualitative Aspekte** umfassen, wie es bereits in anderen europäischen Ländern der Fall ist. Regulierungsansätze in anderen europäischen Ländern lassen deutlich weitergehende Aufschlüsse über **Servicequalität, Flexibilität und Resilienz sowie Zukunftsfähigkeit** einzelner Netzbetreiber zu. Dort wird auch transparent, inwieweit Netzbetreiber den Herausforderungen eines zukünftigen dekarbonisierten und klimaresilienten Energiesystems gerecht werden können. Hierfür müsste eine grundlegend **neue Bewertungsmethode** entwickelt werden und ein klarer Auftrag, verbunden mit den entsprechenden Befugnissen, an die Bundesnetzagentur erteilt werden, auf dieses Ziel hinzuarbeiten. Das folgende Gutachten gibt für diesen Prozess Denkanstöße, ohne freilich bereits die Entwicklung eines entsprechenden Bewertungsvorschlags leisten zu können.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Kernaussagen

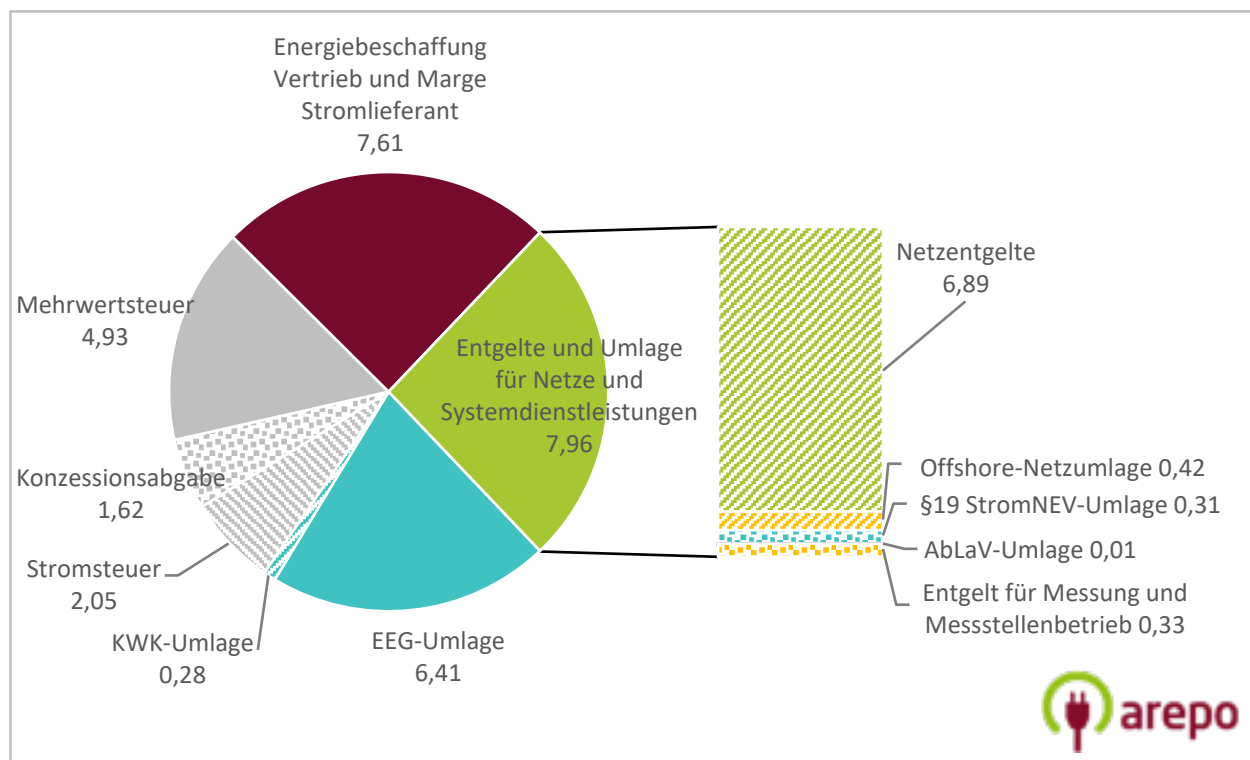
Ergebnis der Datenanalyse: Identifizierte Transparenzdefizite		Ursachen der Intransparenz		Lösungsvorschläge
Höhe der Netzentgelte	<ul style="list-style-type: none"> • Netzentgeltsumme kann nicht nachvollzogen werden • Entstehung individueller EOG und damit mögliche Abschöpfungseffekte können nicht nachvollzogen werden • Langfristige Trends in den Netzentgelten können nicht nachvollzogen werden 	Veröffentlichungsvorgaben	<ul style="list-style-type: none"> • Keine zentrale Regelung zur Transparenz • Veröffentlichungspflicht von Parametern mit wenig Aussagekraft • Fehlende Veröffentlichungspflicht für wichtige Parameter • Unverständliche und idiosynkratische Terminologie 	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung einer Transparenzregelung in § 111g EnWG • Veröffentlichungspflicht von aussagekräftigen Daten und Informationen auf BNetzA-Webseite (§ 111g EnWG) • Pflicht zur Erläuterung der Daten auf BNetzA-Webseite (§ 111g EnWG), Neuregelung der Berechnungssystematik
Kostenbestandteile	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Aufteilung der Netzentgeltsumme in Kostenpositionen • Netzentgeltssystematik vermischt Systemdienstleistungs- und Investitionskomponenten bei gleichzeitiger Auslagerung von AbLaV-, § 19- und Offshore-Netzumlage • Unverständliche und idiosynkratische Terminologie • Unklare Ausweisung der Netzentgelte auf den Rechnungen 	Veröffentlichungspraxis	<ul style="list-style-type: none"> • Missachtung des § 31 ARegV durch die Landesregulierungsbehörden • Exzessive Schwärzungen • Unzureichendes Netzentgelt-Monitoring • Keine zentrale Datensammlung • Keine Datenaufbereitung 	<ul style="list-style-type: none"> • Ergänzung in § 71 EnWG: Frist zur Veröffentlichung der Entscheidungen • Ergänzung in § 71 EnWG: Veröffentlichungspflicht auch von Geschäfts- und Betriebsinformationen, soweit diese im Katalog nach § 111g EnWG enthalten sind • Erweiterung Berichtspflicht der BNetzA (EnWG) • Pflicht zur Datenübermittlung von Netzbetreibern und Landesregulierungsbehörden an BNetzA (§ 111g EnWG) • Pflicht zur verständlichen Aufbereitung der Daten durch die BNetzA (§ 111g EnWG)
Verteilung der Netzkosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenverteilung auf bestimmte Verbrauchergruppen kann nicht nachvollzogen werden • Langfristige Trends der Kostenverteilung auf verschiedene Verbrauchergruppen können nicht nachvollzogen werden 	Netzentgeltssystematik	<ul style="list-style-type: none"> • Unklare Netzentgeltlogik in Bezug auf Kostenkomponenten • Kostenwälzungsmethode nicht an transformiertes Stromsystem angepasst • Mechanismus der Ableitung von Netzentgelten aus den EOG nicht nachvollziehbar • Unklare Ausweisung der Netzentgelte auf den Rechnungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung ARegV / StromNEV • Erweiterung § 40 (2) Nr. 7 EnWG um "Grund- und Arbeitspreise des Netzbetreibers"

Quelle: Eigene Darstellung.

1 Einleitung

Der Strompreis setzt sich in Deutschland aus einer Vielzahl von Bestandteilen zusammen. Für Haushaltskunden sind das aktuell 11 Positionen: (1) Beschaffungs- und Vertriebskosten, (2) das Netzentgelt, (3) die Offshore-Netzumlage (ehemals Offshore-Haftungsumlage), (4) die Umlage nach der Abschaltbare Lasten Verordnung (AbLaV), (5) Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb, (6) die § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)-Umlage, (7) die Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)-Umlage, (8) die Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Umlage (9) die Stromsteuer, (10) die Konzessionsabgabe, und (11) die auf alle Bestandteile erhobene Mehrwertsteuer. Abbildung 1 stellt die Abgaben für Haushaltskunden zusammen. Wie das Diagramm verdeutlicht, stehen einige Abgaben (Offshore-Netzumlage, § 19 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage und Messkosten) unmittelbar im Zusammenhang mit den Netzkosten, jedoch im vorliegenden Gutachten nicht im Vordergrund.

Abbildung 1: Durchschnittliche Strompreiszusammensetzung für Haushaltskunden in ct/kWh (mengengewichtete Mittelwerte, Jahresverbrauch: 3.500 kWh, Stichtag: 01.04.2019)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Bundesnetzagentur (BNetzA) (2020).

Netzentgelte werden an die Stromnetzbetreiber gezahlt, die für die Netzinfrastruktur, die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit zuständig sind. Insgesamt belaufen sich allein die Netzentgeltzahlungen nach Schätzungen auf ca. 24 Mrd. Euro im Jahr (Regulatory Assistance Project (RAP) & Raue 2018), und damit in der gleichen Größenordnung wie die Kosten des EEG. Während sich die politische Diskussion zum Strompreis der letzten Jahre fast ausschließlich auf die Höhe der EEG-Umlage fokussierte, betragen die durchschnittlichen Netzentgelte 2019 für Haushaltskunden 6,89 ct/kWh,¹ mehr als die EEG-Umlage in

¹ Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2019 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC) (BNetzA, 2020).

Höhe von 6,41 ct/kWh. Damit machen bei den Haushaltskunden die Netzentgelte in der Berechnung nach Abbildung 1 ca. 22,4 % aus (BNetzA, 2020). Alle Entgelte und Umlagen für Netze und Systemdienstleistungen gemeinsam kommen sogar auf einen Wert von 7,96 ct/kWh.² Während die Berechnungsgrundlage der EEG-Umlage transparent dokumentiert ist, besteht bei den Netzentgelten anerkanntermaßen ein hohes Transparenzdefizit (vgl. u.a. RAP & Raue, 2018). Dies ist umso bedenklicher, als es sich bei Netzen um natürliche Monopole handelt. An jedem Ort in Deutschland gibt es einen einzigen klar definierten Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Der Verbraucher³ und der Stromlieferant haben keine Wahl zwischen verschiedenen Netzbetreibern. Damit besitzen Netzbetreiber grundsätzlich eine Marktmacht. Die Netzentgelte werden daher reguliert, indem ihre Berechnung durch verschiedene gesetzliche Grundlagen (insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die StromNEV und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt wird und die jeweils zuständige Regulierungsbehörde sogenannte „Erlösbergrenzen“ (EOG) festsetzt, die die Einnahmen der Netzbetreiber limitieren.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) hat sich bereits mehrmals mit der Netzentgeltproblematik befasst (siehe hierzu z.B. vzbv, 2018a und b). Der vzbv hat das vorliegende Gutachten zur detaillierten Analyse des Status Quo und zur Erarbeitung einer alternativen transparenteren Regelung in Auftrag gegeben.

Dieses ist wie folgt aufgebaut:

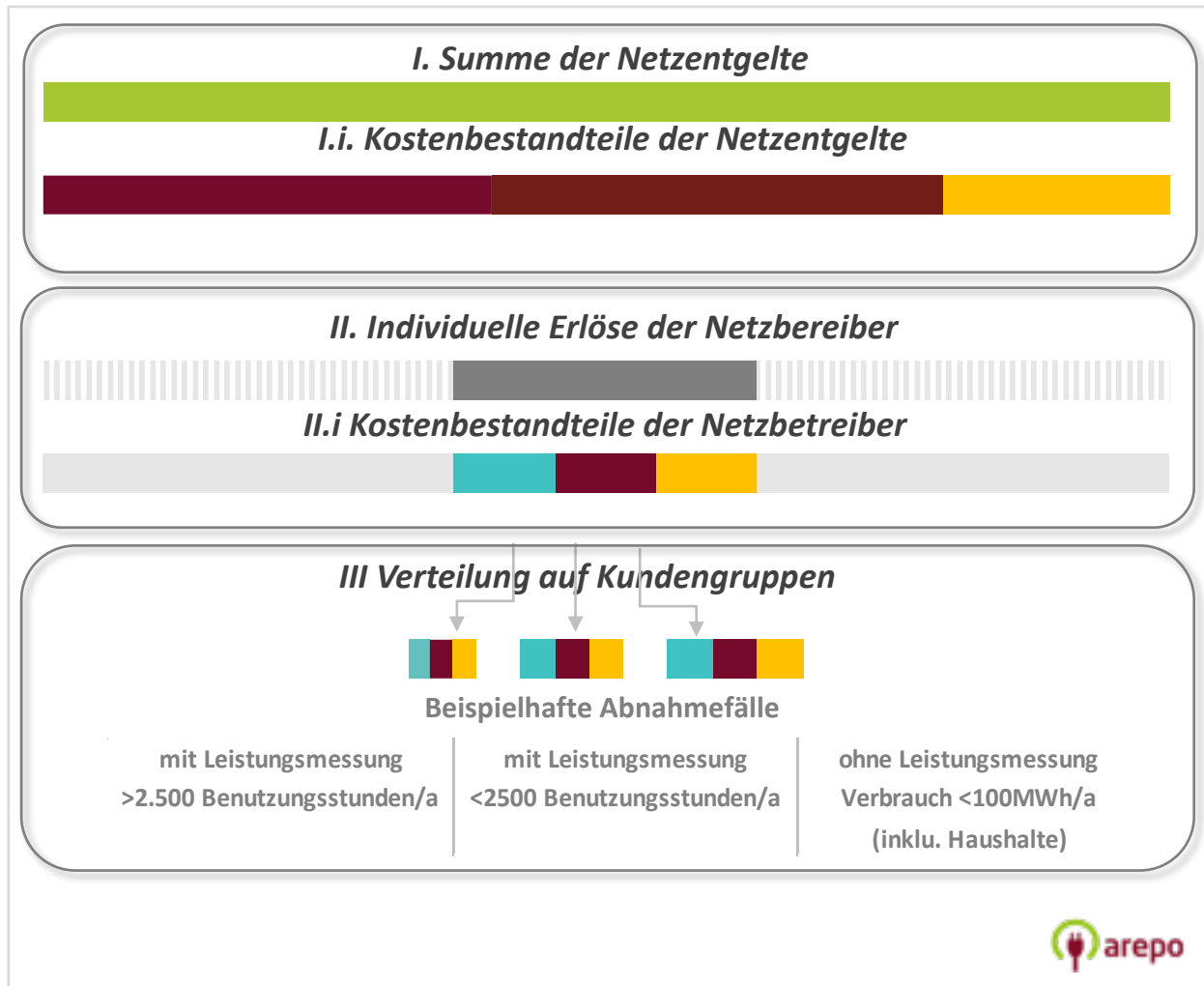
- Zunächst werden die Transparenzregelungen der Netzentgelte im deutschen Energierecht dargelegt, gefolgt von den Transparenzfunktionen, die die Autoren im Sinne des Verbraucherschutzes identifiziert haben (Abschnitt 2 und 3).
- Anschließend werden die Netzentgelte mit dem Ziel analysiert, die Informationsdefizite herauszuarbeiten. Hierzu wird zunächst die Summe der Netzentgelte und die Verteilung auf einzelne Kostenblöcke betrachtet (Abschnitte 4.1 und 4.2).
- In einem zweiten Analyseschritt folgt die Betrachtung (5.3) der Netzentgelteinnahmen einzelner Netzbetreiber und (5.4) die Untersuchung der Kostenbestandteile. Zusammenfassend wird auf die Datenlücken verwiesen, die bei der Analyse aufgetreten sind. Die Analyse folgt in diesen Teilen der in Abbildung 1 dargestellten Analysesystematik.
- Zuletzt wird die Kostenverteilung auf die Verbraucher nachvollzogen (Abschnitt 6) und auch die in diesem Rechenschritt auftretenden Transparenzdefizite adressiert.
- Aufbauend auf den vorherigen Abschnitten wird sodann in Abschnitt 7.2 ein Katalog an Veröffentlichungsanforderungen vorgestellt, der die Transparenz der Berechnung verbessern soll.
- Aus der Analyse der vorhandenen Daten und den identifizierten Intransparenzen leiten die Autoren schließlich einen Gesetzesreformvorschlag ab, der unverzüglich umsetzbar wäre (vgl. Abschnitt 8). Dieser Vorschlag würde zumindest Experten eine verbesserte Einsicht im Bereich der Netze erlauben.

² Unmittelbar für die Netze und die Systemstabilität erhoben werden das Netzentgelt, die Offshore-Netzumlage, die Umlage für abschaltbare Lasten, die § 19 StromNEV-Umlage und Entgelte für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb.

³ Als Verbraucher werden im vorliegenden Kontext – synonym zu Stromverbrauchern – juristische und natürliche Personen bezeichnet, die elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen und dafür direkt oder mittels ihres Stromlieferanten Netzentgelte entrichten.

- Da jedoch auch die vorgeschlagene Neuregelung, die zwangsläufig auf der derzeitigen Berechnungssystematik aufbauen muss, nicht vollständig ausreichend sein kann, um die mangelnde Verständlichkeit der Netzentgeltkosten zu beheben und die Leistungen der Netzbetreiber wirklich aussagekräftig zu bewerten, gibt das Gutachten schließlich Denkanstöße für einen Prozess zur Entwicklung eines neuen Bewertungsansatzes (vgl. Abschnitt 9).

Abbildung 2: Systematik zur Untersuchung der Netzentgelte in Bezug auf die Summe der Netzentgelte, Erlösobergrenze einzelner Netzbetreiber und die Verteilung auf die Netznutzer nach Abnahmefall



Quelle: Eigene Darstellung.

2 Regelungen zur Transparenz der Netzentgelte im deutschen Energierecht

Betrachtet man zunächst den existierenden Rechtsrahmen, so ist zu verzeichnen, dass das deutsche Energierecht verschiedene Regelungen enthält, die eine Veröffentlichung von Informationen und Daten zum Netzbetrieb und zur Netzregulierung zum Zwecke einer Transparenz für „die Öffentlichkeit“ vorsehen (siehe 2.1). Wie die nachfolgenden Abschnitte zeigen werden, sind diese Regelungen jedoch bereits in ihrem Umfang nicht ausreichend, um eine Transparenz der Netzentgelte aus Verbrauchersicht herbeiführen zu können. Hinzukommt, dass die Regelungen in der Praxis nicht umgesetzt werden. Letzteres ist teilweise darauf zurückzuführen, dass der Anwendungsbereich des in diesem Zusammenhang

noch am weitesten gehenden § 31 ARegV durch Beschlüsse des Bundesgerichtshofs (BGH) erheblich beschnitten wurde (siehe 2.2).

2.1 Rechtsnormen

Die relevanten Rechtsnormen sind derzeit auf das EnWG sowie verschiedene auf dem EnWG beruhende Verordnungen verteilt:

- Von Bedeutung für die Transparenz der Netzentgelte ist zunächst § 74 EnWG. Danach sind Entscheidungen der Regulierungsbehörde auf der Internetseite und im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Diese Pflicht umfasst unter anderem auch alle Entscheidungen der BNetzA im Bereich der Netzentgelte, also insbesondere die Veröffentlichung von Bescheiden zu Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang allerdings § 71 EnWG, der auf den in § 30 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) normierten Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen verweist und hierzu konkretisierende Regelungen enthält. Gem. § 30 VwVfG haben die Beteiligten eines Verwaltungsverfahrens Anspruch darauf, dass ihre Geheimnisse, insbesondere die zum persönlichen Lebensbereich gehörenden Geheimnisse sowie die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, von der ihnen gegenüber handelnden Behörde nicht unbefugt offenbart werden. Gem. § 71 EnWG dürfen die Regulierungsbehörden dementsprechend nur jene Daten veröffentlichen, die von dem jeweiligen Netzbetreiber nicht als Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse gekennzeichnet wurden. Zwar kann die Regulierungsbehörde grundsätzlich gem. § 71 S. 4 EnWG bei aus ihrer Sicht ungerechtfertigt als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gekennzeichnete Daten nach Anhörung des jeweiligen Netzbetreibers gleichwohl Dritten zugänglich machen. Von dieser Möglichkeit machen Regulierungsbehörden in der Praxis jedoch regelmäßig keinen Gebrauch.
- Ferner zu beachten ist insoweit § 31 ARegV. Die Regelung enthält eine Verpflichtung der BNetzA bzw. der Landesregulierungsbehörden, auf ihren jeweiligen Internetseiten bestimmte Daten und Informationen aus dem Bereich der Anreizregulierung netzbetreiberbezogen zu veröffentlichen. Die zu veröffentlichenden Daten und Informationen werden dort enumerativ aufgeführt. Hierbei handelt es sich z.B. um den Wert der kalenderjährlichen EOG nach § 4 Abs. 2 S. 1 ARegV oder um die nach § 12a ARegV ermittelten Supereffizienzwerte sowie den Effizienzbonus.
- Darüber hinaus normieren § 27 StromNEV und § 17 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie § 27 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und § 40 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) verschiedene Pflichten für die Betreiber von Strom- bzw. Gasnetzen, bestimmte Daten und Informationen zu ihren Netzen auf ihren jeweiligen Internetseiten zu veröffentlichen. Neben der Pflicht zur Veröffentlichung der jeweiligen Netzentgelte, sind von den dortigen Veröffentlichungspflichten z.B. Stromkreislängen, installierte Leistungen von Umspannebenen Zahlen von Entnahmestellen, die Jahreshöchstlast, Lastgänge, Netzverluste oder Mengen und Preise von Verlustenergie umfasst.
- In Teil 9a des EnWG (Transparenz) finden sich bislang schließlich Regelungen zur Einrichtung einer nationalen Informationsplattform durch die BNetzA (§ 111d EnWG) sowie zum Marktstammdatenregister (§ 111e und 111f EnWG). Diese Regelungen haben jedoch nicht die Transparenz der Netzentgelte im Fokus, sondern die Transparenz der Stromerzeugung und von

Strommärkten. § 111d Absatz 2 Satz 4 EnWG sieht zudem vor, dass eine Veröffentlichung von Daten, die auf der Grundlage der Regelung an die BNetzA übermittelt worden sind, die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten, nur in anonymisierter Form zu veröffentlichen sind.

2.2 Höchstrichterliche Rechtsprechung zu § 31 ARegV

Der vorstehend genannte § 31 ARegV ist dabei für die Transparenz der Netzentgeltermittlung von besonderer Bedeutung. Denn dort allein ist vorgesehen, dass Daten und Informationen zur wirtschaftlichen Ermittlung der Netzentgelte zu veröffentlichen sind. Der Anwendungsbereich der Regelung wurde jedoch durch zwei höchstrichterliche Beschlüsse des BGH Ende 2018 erheblich beschnitten.⁴ Das Verständnis dieser Beschlüsse ist dabei auch im Hinblick auf die weitere Gestaltung des Rechtsrahmens⁵ von Bedeutung.

Gegenstand des Verfahrens zum Aktenzeichen (Az.) EnVR⁶ 21/2018 war eine Beschwerde eines Stromnetzbetreibers gegen die BNetzA, mit der dieser sich gegen die Veröffentlichung der in § 31 Abs. 1 ARegV genannten netzbetreiberbezogenen Daten in nicht anonymisierter Form auf deren Internetseite wandte. Selbiger Gegenstand lag der Beschwerde eines Gas- und Elektrizitätsverteilernetzbetreibers gegen entsprechende Verfügungen der zuständigen Landesregulierungsbehörde im zweitgenannten Verfahren zum Az. EnVR 1/2018 zugrunde.

2.2.1 Fehlen einer qualifizierten Rechtsgrundlage für die Veröffentlichung von Geschäftsgeheimnissen

Die o.g. Beschlüsse des BGH vom 11.12.2018 erklärten die Veröffentlichungspflichten des § 31 ARegV in weiten Teilen für unwirksam. Das Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf hatte sich in der Vorinstanz des Verfahrens zum Az. EnVR 1/18 noch anders positioniert. Seiner Ansicht nach waren keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber betroffen.⁷

Die Beschlüsse des BGH beruhten dabei zentral auf der Argumentation, dass die Verordnungsermächtigung des § 21a VI 1 Nr. 2 EnWG keine hinreichende gesetzliche Grundlage für die Vorschrift des § 31 ARegV darstelle. Da die von § 31 ARegV erfassten Daten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse im Sinne des § 71 EnWG in Verbindung mit (i.V.m.) § 30 VwVfG darstellten, sei eine andere, qualifizierte Ermächtigungsgrundlage erforderlich:

„[Dem Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse] der Netzbetreiber dienen die Vorschriften des § 71 EnWG und des § 30 VwVfG. Während § 30 VwVfG den Betroffenen einen Anspruch darauf einräumt, dass ihre Geheimnisse, insbesondere die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, von der Behörde nicht unbefugt offenbart werden, regelt § 71 EnWG für das Energiewirtschaftsrecht das Verfahren und die Pflichten der Betroffenen bezüglich ihrer sich aus § 30 VwVfG ergebenden Rechte. Die danach für das energiewirtschaftsrechtliche Verfahren ohne Einschränkung angeordnete Geltung des

⁴ BGH Beschlüsse vom 11.12.2018, Az. EnVR 1/18 und 21/18, EnWZ 2019, 172.

⁵ Siehe hierzu unten Abschnitt 8.

⁶ EnVR = Gerichtsaktenzeichen für Rechtsbeschwerden in energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssachen.

⁷ Siehe OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.11.2017 – Az. VI-5 Kart. 33/16. Nach Danner/Theobald/Hummel, 103. EL Oktober 2019, ARegV § 31 Randnummer (Rn.) 9, wäre es noch zutreffender, von einer (Teil-)Nichtigkeit von § 31 ARegV zu sprechen.

§ 30 VwVfG ist durch die Vorschrift des § 21a EnWG, insbesondere durch Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG, nicht modifiziert worden.⁸

„Dies erlaubt den Schluss darauf, dass die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen von der allgemeinen Verordnungsermächtigung in § 21a VI 1 Nr. 2 EnWG nicht erfasst ist.“⁹

Der BGH präzisiert dabei zudem den verfassungsrechtlich gebotenen Schutzbereich von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen bei Netzbetreibern:

„Darauf können sich auch Netzbetreiber berufen, die zwar natürliche Monopolisten sind, aber jedenfalls in nach- und vorgelagerten Märkten sowie in Bereichen wie Effizienzvergleich und Konzessionsvergaben untereinander und in Bereichen wie Beschaffung oder bei Lieferanten, Kapitalgebern und beim Personal mit anderen im Wettbewerb stehen. Netzbetreiber haben daher an der Nichtverbreitung von Informationen, über die sich Rückschlüsse über die Ausbaustrategie oder die getätigten Investitionen ableiten lassen, jedenfalls im Ausgangspunkt ein berechtigtes Interesse (vgl. BVerfG, RdE 2018, 71 Rn. 33; Senatsbeschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12, RdE 2014, 276 (Rn. 77) – Stadtwerke Konstanz GmbH). Zum Schutz seiner Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse kann sich ein kommunales Unternehmen wie die Betroffene zwar nicht auf Art. 12 I GG stützen. Das (fiskalische) Interesse des Staates am Schutz vertraulicher Informationen seiner (Beteiligungs-)Unternehmen stellt aber einen verfassungsrechtlichen Staatswohlbelang dar.“¹⁰

Wichtig ist es, in diesem Zusammenhang festzuhalten, dass der BGH in den Beschlüssen nicht bewertet hat, ob und in welchem Ausmaß die von ihm identifizierten Betriebs- und Geheimnisse der Netzbetreiber schutzwürdig sind. Ferner hat der BGH auch keine Abwägung dieser Schutzwürdigkeit gegen andere Interessen, z.B. das Interesse der Öffentlichkeit an Transparenz, vorgenommen. Der BGH hat ausschließlich festgestellt, dass

1. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber betroffen seien, und
2. die der ARegV zu Grunde liegende Verordnungsermächtigung keine Grundlage dafür biete, die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen anzuordnen.

2.2.2 Informationen und Daten in § 31 ARegV mit Geschäftsgeheimnissen

Der BGH erläutert weiter, welche konkreten Daten bzw. Aufwands- und Vergleichsparameter mit Blick auf die Netzentgelte bzw. deren Veröffentlichung gem. § 31 ARegV aus seiner Sicht als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse einzuordnen seien. Grundsätzlich nennt er drei Kategorien:

1. Das dem Effizienzvergleich zugrunde liegende Datenmaterial;
2. Die Informationen über Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG zu Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechungen und zu den ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung künftiger Versorgungsstörungen;

⁸ BGH EnWZ 2019, 172, 174, Rn. 26. Hervorhebung durch die Autoren.

⁹ BGH EnWZ 2019, 172, 174, Rn. 27.

¹⁰ BGH EnWZ 2019, 172, 174, Rn. 25.

3. Informationen über die kalkulatorischen Netzdaten.

Im Einzelnen handelt es sich bei den folgenden gem. § 31 Abs. 1 ARegV zu veröffentlichenden Daten nach Ansicht des BGH um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse:

1. § 31 Abs. 1 Nr. 3 ARegV: Verzinster Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 1, 2 ARegV sowie Summe der Zu- und Abschläge aus der Auflösung des Saldos des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 3 ARegV.¹¹
2. § 31 Abs. 1 Nrn. 6, 7, 9 ARegV: als Summenwerte offenzulegende Parameterwerte für den Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, jährliche nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10a ARegV ermittelte Kapitalkostenaufschläge sowie jährliche tatsächlich entstandene Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV, die genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV betreffen.¹²
3. § 31 Abs. 1 Nrn. 8, 10, 11 ARegV: „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“¹³ nach § 11 Abs. 2 ARegV und deren jährliche Anpassung nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV sowie jährliche tatsächlich entstandene Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nrn. 4 und 8 ARegV und jährliche „volatile Kostenanteile“¹⁴ nach § 11 Abs. 5 ARegV.¹⁵
4. § 31 Abs. 1 Nr. 4 ARegV: nach § 12 Abs. 4a ARegV und § 14 ARegV im Effizienzvergleich verwendete Aufwandsparameter sowie nach § 13 ARegV im Effizienzvergleich verwendete Vergleichsparameter.

Die übrigen zu veröffentlichenden Daten gem. § 31 Abs. 1 Nrn. 1, 2, 5, 12 ARegV sowie die Daten nach § 31 Abs. 1 Nr. 4 ARegV, soweit es sich nicht um Aufwands- und Vergleichsparameter handelt, gelten nach Ansicht des BGH nicht als Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse.

3 Transparenzanforderungen an die Netzentgelte

Wie im vorherigen Abschnitt dargelegt, bestehen bereits eine Vielzahl von Transparenzregelungen für die Netzentgelte. Um überprüfen zu können, ob diese Regelungen Transparenz schaffen, ist zunächst der hierfür erforderliche Maßstab zu ermitteln. Von der Funktion der bereitzustellenden Informationen hängt maßgeblich ab, welche Daten und in welcher Art der Aufbereitung diese zu veröffentlichen sind.

Aus Sicht der Autoren leitet sich der Bedarf für mehr Transparenz bei den Netzentgelten insbesondere aus drei Aspekten ab:

1. Zur Kontrolle, ob die Höhe der Netzentgelte akzeptabel ist oder ob die Verbraucher zu hohe Netzgebühren entrichten (siehe 3.1).
2. Zur Kontrolle, welche Kostenbestandteile in welcher Höhe und Zusammensetzung in die Berechnung der Netzentgelte einfließen (z.B. um zu prüfen, ob der Netzbetreiber die Netzentgelte zielgerichtet einsetzt, um eine Zukunftsfähigkeit des Netzes zu gewährleisten) (siehe 3.2).

¹¹ Vgl. BGH EnWZ 2019, 172, 175, Rn. 40.

¹² Vgl. BGH EnWZ 2019, 172, 175 f., Rn. 41-44.

¹³ Siehe Glossar.

¹⁴ Siehe Glossar.

¹⁵ Vgl. BGH EnWZ 2019, 172, 176, Rn. 45.

3. Zur Kontrolle des Verteilungsmechanismus der Kosten auf verschiedene Stromverbrauchergruppen, z.B. Haushalte im Vergleich zu Gewerbetreibenden, Klein- im Vergleich zu Großabnehmern und zwischen Regionen (siehe 3.3).

3.1 Kontrolle der Höhe der Kosten

Bei Stromnetzen handelt es sich um natürliche Monopole. An jedem Ort in Deutschland gibt es nur einen einzigen klar definierten Verteilnetzbetreiber (VNB) und einen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Der Verbraucher¹⁶ und der Stromlieferant haben keine Wahl zwischen verschiedenen Netzbetreibern, wenn sie an einem bestimmten Ort Strom kaufen oder verkaufen wollen. Damit besitzen Netzbetreiber grundsätzlich eine Marktmacht – da für den Käufer keine Wahl zwischen verschiedenen Anbietern besteht, könnte der Netzbetreiber Preise verlangen, die keiner Wettbewerbskontrolle unterliegen. Die Netzentgelte werden daher reguliert, indem ihre Berechnung durch verschiedene gesetzliche Grundlagen (insbesondere das EnWG, die StromNEV und die ARegV) festgelegt wird und die jeweils zuständige Regulierungsbehörde sogenannte „Erlösobergrenzen“ festsetzt, die die Einnahmen der Netzbetreiber limitieren. Die Regulierung soll Verbraucher, und insbesondere private Haushalte, davor schützen, dass Netzbetreiber ihre Gebietsmonopole durch das Abschöpfen von Monopolrenten ausnutzen. Sie muss sichern, dass die Netzentgelte in der Höhe gerechtfertigt sind. Dafür sind Zielgrößen für die Eigenkapitalverzinsung festgelegt. Die maximale Höhe der Einnahmen, die EOG, wird von den Regulierungsbehörden festgelegt und soll sichern, dass die Netznutzer¹⁷ nicht mehr für die Dienste der Netzbetreiber zahlen, als dieser Eigenkapitalverzinsung angemessen wäre. Experten schätzen allerdings, dass die Praxis der Anfechtung der entsprechenden Bescheide der Bundesnetzagentur durch die Netzbetreiber, und die regelmäßig darauf folgenden Vergleiche und öffentlich-rechtlichen Verträge allein in Netzentgelten resultiert, die mehrere hundert Mio. Euro höher liegen, als es gerechtfertigt wäre (RAP & Raue, 2018).

Die Verbraucher haben sowohl ein Anrecht auf Rechtfertigung der Kosten, die sie individuell tragen, als auch auf Rechtfertigung und Einordnung der Gesamthöhe der Netzentgelte. Die mangelnde Transparenz schadet außerdem dem Vertrauen und Ansehen von Institutionen wie der BNetzA und den Landesregulierungsbehörden.

3.2 Kontrolle der in die Netzentgelte eingehende Kostenpositionen

Mit den Netzentgelten werden verschiedene Kosten abgegolten: Infrastrukturinvestitionen, Redispatchkosten, Deckung von Transportverlusten und verschiedene Arten von kurzfristiger Regel- und Reserveenergie, aber auch in zunehmendem Maß Kosten für Sicherheits- und Kaltreserven oder Einspeisemanagement. Ein wichtiger Kostenposten ist der Ausbau der Übertragungsnetze und der Grenzkuppelstellen zur Sicherung des internationalen Stromtransports, ein ähnlicher der Ausbau von Netzen auf allen Ebenen zur effektiven Nutzung erneuerbarer Energien.

¹⁶ Als Verbraucher werden im vorliegenden Kontext – synonym zu Stromverbrauchern – juristische und natürliche Personen bezeichnet, die elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen und dafür direkt oder mittels ihres Stromlieferanten Netzentgelte entrichten.

¹⁷ Ein Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt. Bei Haushaltskunden ist der jeweilige Stromlieferant der Netznutzer.

Im Zeichen der Energiewende müssen die Stromnetze umgestaltet werden. Hierbei gibt es Entscheidungen und Abwägungen zu treffen, da für bestimmte Ziele im Bereich der Versorgungssicherheit verschiedene technische Varianten zur Verfügung stehen könnten, die vom Netzbetreiber gewählt werden können. So kann in gewissem Umfang Speicherung den Netzausbau substituieren, aber sowohl Kosten als auch technische Leistungsfähigkeit von netzdienlichen Speichern und Transportkapazität sind stark unterschiedlich. Im Zuge der Umstellung auf erneuerbare Energien baut Deutschland einen Reservekraftwerkspark¹⁸ auf, der die Versorgung sicherstellt. Die Digitalisierung der Netze erfordert neuartige Investitionen. Zudem wird Strom mehr und mehr auch im Wärme- und Verkehrssektor zur Anwendung kommen, was den Ausbau von Sektorenkopplungspunkten bzw. -kapazitäten¹⁹ erforderlich macht. Aktuell gibt es für Verbraucher keine Möglichkeit, sich darüber zu informieren, in welche Aspekte der Netzmodernisierung investiert wird, und wie sich das auf ihre Netzkosten auswirkt.

Darüber hinaus werden auch die Kosten von soften Faktoren, die für Kundenfreundlichkeit, finanzielle und ökologische Nachhaltigkeit und Zukunftsfähigkeit z.B. durch Innovation, Planung und Bürgerbeteiligung entstehen, nicht transparent gemacht.

3.3 Kontrolle der Verteilung der Netzkosten auf verschiedene Stromverbrauchergruppen

Die Berechnung der Netzentgelte nach StromNEV verteilt die Kosten in einem hierarchischen Modell so, dass Verbraucher ihre eigene und die höheren Spannungsebenen finanzieren. Die StromNEV unterscheidet weiterhin zwischen verschiedenen Verbrauchern, für die jeweils Sets von Leistungs- und Arbeitspreisen festgelegt werden. Für bestimmte Großverbraucher sieht die StromNEV außerdem großzügige individuelle Ausnahmen von den Netzentgelten vor. Dieser Kostenausfall wird über eine separate Umlage auf die übrigen Verbraucher, also auch auf die privaten Haushalte, umgelegt. Die Preisdifferenzierungen zwischen den verschiedenen Sets von Leistungs- und Arbeitspreisen sind prinzipiell schwer nachzuvollziehen. Es fehlen aber auch viele Daten, die notwendig wären, um den Verteilungseffekt auf verschiedene Verbrauchergruppen eingehend zu untersuchen und zu bewerten.

Ferner entstehen regional verschiedene Netzkosten. Diese sind teilweise aus geographischen Strukturmerkmalen und daraus resultierenden Bedarfen bei der Versorgung der Regionen abzuleiten. So erzeugt zum Beispiel die Netzversorgung bei einer hohen Siedlungsdichte niedrigere Kosten pro neuem Anschluss als in dünn besiedelten Regionen. Auf der anderen Seite entstehen lokal unterschiedliche Ausbaubedarfe und Kostenposten auch aus Bedürfnissen oder Politikzielen, die nicht spezifisch den lokalen Netzkunden zurechenbar sind, sondern auch Netznutzern in anderen Gebieten zugutekommen, zum Beispiel beim Netzausbau für den internationalen Stromhandel oder Stromspeicherung. Schließlich kann es natürlich auch netzbetreiberspezifische Faktoren geben, die zu regional unterschiedlichen Kosten führen, z.B. das Alter der Infrastruktur oder Unterschiede in Management und Bürgernähe. Zwar kann dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur entnommen werden, dass die Preise regional unterschiedlich sind, aber nicht welche Kostenfaktoren diese Preisunterschiede verursachen.

¹⁸ Siehe Glossar.

¹⁹ Unter Sektorenkopplung versteht sich die Vernetzung der Sektoren der Energiewirtschaft (Strom, Wärme, Verkehr etc.) sowie der Industrie in einem sektorübergreifenden, holistischen Ansatz. Siehe Glossar.

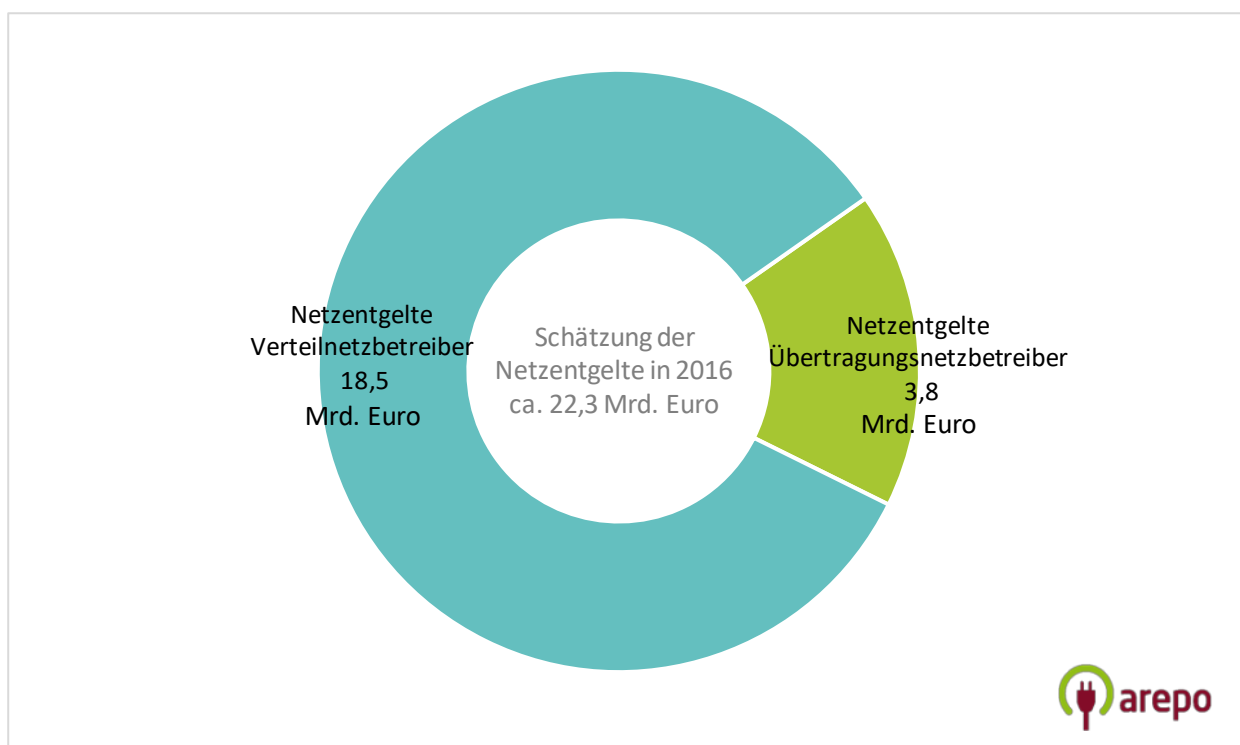
4 Summe der Netzentgelte

In Abschnitt 4 wird dargelegt, dass sich bereits auf dem höchsten Aggregationsniveau (Bundesebene) erhebliche Transparenzdefizite im Hinblick auf die durch die Netzbetreiber vereinnahmten Netzentgelte zeigen. So ist weder die Gesamthöhe der Netzentgelte bekannt (siehe 4.1) noch kann die Verteilung der Netzentgelte auf einzelne Kostenblöcke (siehe 4.2) nachvollzogen werden. Insgesamt zeigt sich, dass der weit überwiegende Teil der Netzentgelte keinen einzelnen Positionen zugeordnet werden kann (siehe 4.3).

4.1 Summe der Netzentgelte auf Bundesebene

Im ersten Schritt soll die Gesamtsumme der Netzentgelte untersucht werden. Hierzu ist prinzipiell festzustellen, dass die Zahlungsflüsse der Netzentgelte an die Stromnetzbetreiber in Deutschland sehr schlecht aufbereitet sind. Die Summe der erhobenen Netzentgelte wird nur als Schätzung und mit großer Zeitverzögerung veröffentlicht (Löschel et. al, 2016). Die jüngsten offiziellen Daten stellt der 6. Monitoringbericht der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie-BMWi, 2018) für das Jahr 2016 zur Verfügung. Danach beliefen sich die Ausgaben aller Verbrauchergruppen für Netzentgelte auf schätzungsweise 3,8 Mrd. Euro für Netzentgelte der ÜNB und auf 18,5 Mrd. Euro für Netzentgelte der VNB (Abbildung 3). Schätzungen von Agora Energiewende für 2018 gehen davon aus, dass die Netzentgelte etwa eine Gesamtsumme von 24 Mrd. Euro erreicht hatten (RAP & Raue, 2018).

Abbildung 3: Schätzungen der Netzentgeltsumme im Jahr 2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2018).

4.2 Kostenbestandteile der Netzentgelte auf Bundesebene

Die Netzentgelte decken Investitions- und Betriebskosten der Netze, Renditen der Stromnetzbetreiber, Kosten für die Systemstabilität, (Kapazitäts-)Instrumente zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (z.B. Netzreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm), etc.), Verlustenergie, vermiedene Netzentgelte und die Nachrüstung von erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen nach der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) ab. Einige andere Netzkosten werden über separate Umlagen refinanziert. Die genaue Aufteilung der Kosten auf die Bestandteile ist nicht bekannt, es kann nur vermutet werden, dass Investitions- und Instandhaltungskosten zu den größten Kostenblöcken gehören.

Investitions- und Instandhaltungskosten

Nach dem BNetzA Monitoringbericht (2017) brachten die ÜNB und VNB 2016 Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 9,59 Mrd. Euro auf.²⁰ Der Monitoringbericht bezieht sich auf handelsrechtliche Werte aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen, die nicht den kalkulatorischen Werten entsprechen, die nach der Systematik der ARegV in die Netzentgelte einfließen. Informationen zum Anteil der Investitionen (des aktuellen Jahres und vorangegangener Jahre) an den Netzentgelten werden nicht veröffentlicht.

Es ist wichtig, zwischen Onshore-Netzausbau und Offshore-Netzausbau zu unterscheiden, denn die Netzentgelte beinhalten nur die Onshore-Netzausbaukosten. Die Offshore-Netzausbaukosten – 2020 in Höhe von 1,6 Mrd. Euro – werden seit 2019 durch die Offshore-Netzumlage gedeckt (siehe hierzu auch vzbv, 2018d).²¹ Auch aus den Veröffentlichungen zur Offshore-Netzumlage lässt sich nicht schließen, an welche Netzbetreiber die Gelder ausbezahlt werden.

Vermiedene Netzentgelte

Die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom VNB, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Diese „vermiedenen Netzentgelte“ (vNE) entsprechen dem Netzentgelt für das vorgelagerte Netz, dessen Ausbau durch die Einspeisung – nach der Theorie – vermieden wurde. 2016 betragen die Zahlungen an vNE 1,7 Mrd. Euro (BNetzA, 2017).²²

Systemdienstleistungskosten

Die Systemdienstleistungen beinhalten die Kosten für die Netzstabilität, Ausgleichskosten für Netzengpässe und die Kosten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Konkret beinhalten die Netzentgelte folgende Systemdienstleistungen:²³

- Beschaffung von Ausgleichsleistung (Netzverluste) (nach § 22 EnWG),
- Besondere netztechnische Betriebsmittel (nach § 11 Abs. 3 EnWG),

²⁰ Im Jahr 2016 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 2.439 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Investitionen und Aufwendungen der 828 VNB in die Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2016 insgesamt ca. 7.157 Mio. Euro) (BNetzA, 2017).

²¹ Diese beträgt in 2020 0,46 ct/kWh für nicht privilegierte Verbraucher. Vor 2019 waren die Offshore-Netzausbaukosten Teil der regulären Netzentgelte, lediglich die Entschädigungszahlungen für Verzögerungen bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks wurde in Form der Offshore-Haftungsumlage gewälzt.

²² Die Zahlungen pro Spannungsebenen können dem BNetzA Monitoringbericht entnommen werden.

²³ Erklärungen der einzelnen Elemente der Systemdienstleistungen finden sich im Monitoringbericht der BNetzA und im Glossar dieses Gutachtens (vgl. Abschnitt Annex II).

- Blindleistung,
- Countertrading (nach § 13 Abs. 1 S. 2 3 EnWG),
- Einspeisemanagement (§ 13a EnWG),
- Kapazitätsreserve (nach § 13e EnWG),
- Netzreserve im In- und Ausland (nach § 13d EnWG),
- Regelernergie (Primär- Sekundär und Minutenreserve) nach der sogenannten „freiwilligen Selbstverpflichtung“ der ÜNB,
- Redispatch (nach § 13 Abs. 1 S. 1 3 EnWG),
- Schwarzstartfähigkeit (Vorhaltung von Kraftwerken zum Netzwiederaufbau),
- Vorhaltung von Braunkohlekraftwerken (Sicherheitsbereitschaft) (nach § 13g EnWG).

Es ist wichtig zu betonen, dass die Systemdienstleistungskosten in den Netzentgelten nicht die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen bilden, wie sie im Monitoringbericht der BNetzA aufgeführt sind, sondern die Kosten für abschaltbare Lasten ausgelagert wurden. Die Ausschreibung sogenannter abschaltbarer Lasten wird separat über die Umlage nach § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten abgerechnet. Die Vorhaltungskosten von abschaltbaren Lasten beliefen sich 2018 auf 28,1 Mio. Euro.

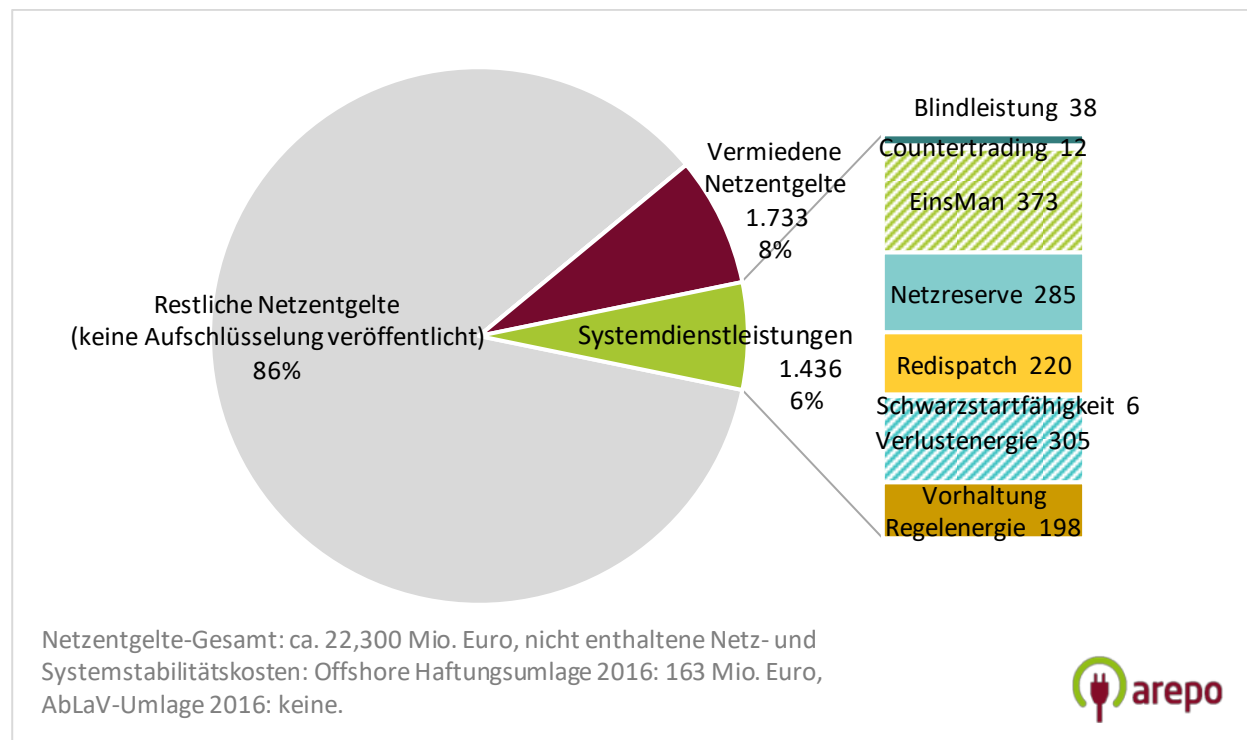
Nach dem BNetzA Monitoringbericht (2017) wurden im Jahr 2016 1,43 Mrd. Euro für die Systemdienstleistungen (ohne abschaltbare Lasten) aufgewendet.

4.3 Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen

Die Kosten für vNE und Systemdienstleistungen (ohne abschaltbare Lasten) erklärten ungefähr 14 % der Netzentgeltzahlung im Jahr 2016. Die vNE machten ca. 8 % und die Systemdienstleistungen ungefähr 6 % des Gesamtbetrages aus. Abbildung 4 stellt die Näherungen graphisch dar. Die verbleibenden 86 % und damit der weit überwiegende Anteil der Netzentgelte können nicht zugeordnet werden.

Die 2016er Investitionen und Aufwendungen von ÜNB und VNB ergäben einen Anteil von 43 % an den vom BMWi angegebenen Netzentgelten, allerdings ist unklar, wie sich die handelsrechtlichen Investitionen in den EOG widerspiegeln und über die Jahre abgebildet werden. Die Investitions- und Instandhaltungskosten werden daher in Abbildung 4 dem Netzentgeltanteil ohne veröffentlichte Aufschlüsselung zugeordnet.

Abbildung 4: Schematische Aufteilung der Netzentgelte 2016 in bekannte und unbekannte Bestandteile (in Mio. Euro) (Schätzungen wegen Dateninkonsistenzen)



Quellen: Schätzung der Netzentgelte: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (in BMWi (2018), vNE, Systemdienstleistungen (ohne abschaltbare Lasten): BNetzA (2017), Restliche Netzentgelte: Differenz der Angaben (eigene Berechnung).

5 Netzentgelte einzelner Stromnetzbetreiber

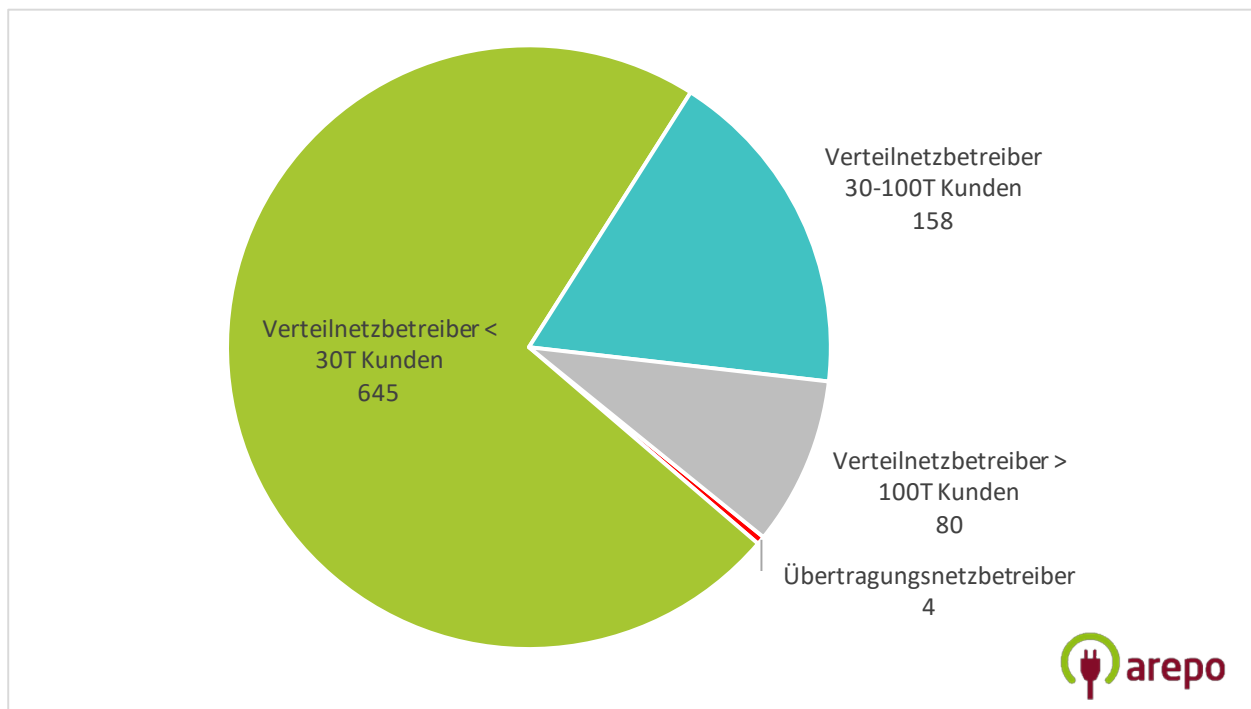
In Abschnitt 5 wird dargelegt, dass die Netzentgelteinnahmen der einzelnen Netzbetreiber auch nicht transparenter nachvollzogen werden können als die Summen der Netzentgelte (Abschnitt 4). Betrachtet man zunächst die Zuständigkeiten der Behörden, die für die Regulierung der Netzentgelte zuständig sind, so zeigt sich eine föderalismusbedingte Verteilung der Vielzahl von Netzbetreibern auf eine Vielzahl von Behörden (siehe 5.1), deren Rechtstreue im Hinblick auf die Veröffentlichungspflichten nach § 31 ARegV zwar unterschiedlich, aber insgesamt extrem schwach ausgeprägt ist (siehe 5.2). In der Folge ist die Höhe der genehmigten EOG überhaupt nur für einen geringen Teil der Netzbetreiber bekannt (siehe 5.3). Soweit die Gesamthöhe der Kosten bekannt ist, sind Informationen wie das Investitionsverhalten einzelner Netzbetreiber, ihre erzielten Gewinne oder die individuelle Belastung durch die Kompensation für Engpassmanagement aus der zentralen Veröffentlichung der BNetzA nicht ableitbar (siehe 5.4).

5.1 Regulierung der Stromnetzbetreiber in Deutschland

Im Jahr 2019 gab es 890 Stromnetzbetreiber, bei den meisten von ihnen handelt es sich um VNB mit kleinen Verteilnetzen. Von den 883 VNB hatten 91 % weniger als 100.000 Kunden und 73 % weniger als 30.000 Kunden (BNetzA, 2020) (vgl. Abbildung 5).²⁴

Im Jahr 2020 befanden sich unter den VNB 444 Stadt- und Gemeindewerke sowie 33 eingetragene Genossenschaften (auf Basis der Namen, Stand: März 2020).²⁵

Abbildung 5: Anzahl der Stromnetzbetreiber 2019 unterteilt nach Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Anzahl angeschlossener Kunden



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2020).

Erlösobergrenzen als zentrale Regulierungsgröße

Die zentrale Regulierungsgröße der Netzentgelte sind die sogenannten „Erlösobergrenzen“ (EOG, häufig auch EO) der einzelnen Stromnetzbetreiber. Die EOG bildet die Obergrenze der Einnahmen, die Netzbetreiber von den Stromlieferanten und direkten Verbrauchern erhalten dürfen. Gemäß der ARegV reichen die Netzbetreiber Anträge auf Bewilligung der EOG bei den zuständigen Regulierungsbehörden ein. Diese Verordnung schreibt dabei in hoher Detailtiefe vor, welche bilanziellen Kostenparameter in welcher Form in die Berechnung der EOG eingehen.

Regulierung der Netzbetreiber und Bereitstellung von Daten

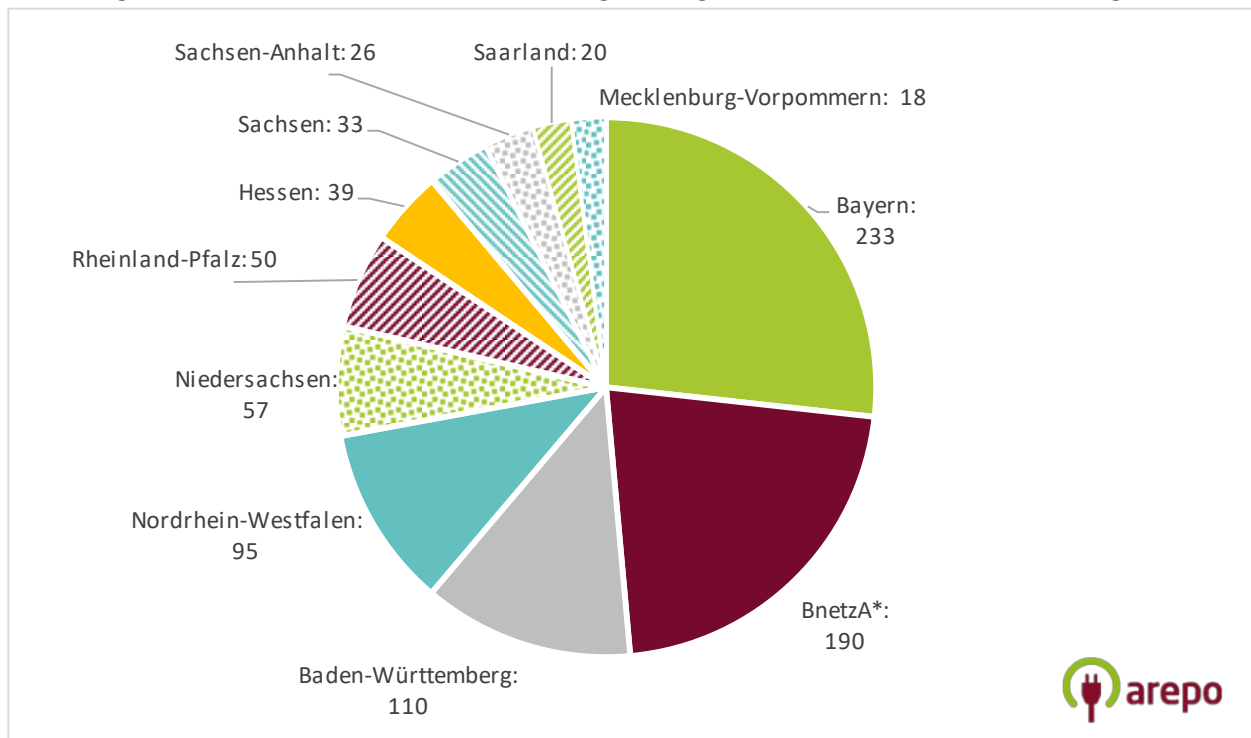
Stromnetzbetreiber, die bundesländerübergreifend operieren oder solche mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (vgl. Tabelle 3 im Anhang), werden von der BNetzA reguliert. Einige Bundesländer treten ihre Regulierungsaufgabe im Rahmen der Organleihe an die BNetzA ab. Für den

²⁴ Die aktuellen Zahlen finden sich im Marktstammdatenregister, dieses führt im März 2020 903 Stromnetzbetreiber, davon waren 4 ÜNB, 3 TenneT Offshore-Beteiligungsgesellschaft und 876 VNB.

²⁵ BNetzA (o.D).

Großteil (78 %) der Netzbetreiber sind aber die Landesregulierungsbehörden verantwortlich. Abbildung 6 zeigt, wie viele Netzbetreiber sich 2018 im Verwaltungsbereich der jeweiligen Regulierungsbehörde befanden. Eine Auflistung, welcher Regulierungsbehörde die Netzbetreiber zugeordnet sind, wird nicht veröffentlicht. Daher beruhen die Angaben z.T. auf Schätzungen.

Abbildung 6: Anzahl der Netzbetreiber nach Regulierungsbehörde im Jahr 2018 (teilweise geschätzt)¹



¹ Nur wenige Regulierungsbehörden haben eine Liste der Stromnetzbetreiber in ihrer jeweiligen Zuständigkeit veröffentlicht.

* Fünf Bundesländer haben 2018 die BNetzA mit der Wahrnehmung der Aufgaben beauftragt (Organleihe): Berlin, Brandenburg, Bremen, Schleswig-Holstein, Thüringen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von RAP & Raue (2018).

Jeder Netzbetreiber beantragt eine EOG, die anschließend gemäß § 6 Abs. 1 ARegV von der jeweiligen Regulierungsbehörde²⁶ geprüft und genehmigt wird. Die EOG wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich angepasst, da sich u.a. die durchlaufenden Posten, wie z.B. der Redispatch oder die vermiedenen Netzentgelte, innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperiode deutlich verändern können.

5.2 Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden

§ 31 Abs. 1 Satz 1 und 2 ARegV sehen vor, dass die Regulierungsbehörde den Wert der kalenderjährlichen EOG (nach § 4 Absatz 2 Satz 1 ARegV) sowie eine Liste aufgeführter Kennziffern veröffentlicht. Dieser Veröffentlichungsverpflichtung kommt fast keine der Regulierungsbehörden nach.

Für die meisten Stromnetzbetreiber liegt die Veröffentlichungspflicht bei den Landesregulierungsbehörden. Im Rahmen der Gutachten-Erstellung wurden zehn der im Jahr 2019 zuständigen Landesregulierungsbehörden²⁷ angefragt, ob die EOG der Netzbetreiber für den Zeitraum

²⁶ Bei der BNetzA ist dies die Beschlusskammer 8.

²⁷ Die Regulierungskammer Thüringen wurde erst zum 01.01.2019 gegründet. In den Jahren davor und für 2019 übergangsweise, wurden die Netzbetreiber per Organleihe von der BNetzA reguliert und die EOG auf der BNetzA-Webseite veröffentlicht.

2017 bis 2019 zugänglich seien. Lediglich zwei von damals noch zehn Landesregulierern haben die EOG für 2017 veröffentlicht. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die Veröffentlichungspraxis der Landesregulierungsbehörden. Eine Übersicht über die Stellungnahmen der Regulierungsbehörden findet sich in Textbox 1.

Textbox 1: Stellungnahmen der Landesregulierungsbehörden zur Nicht-Veröffentlichung der EOG

Auf die Bitte (im Frühjahr 2020) zur Zusendung der EOG für 2019 gaben die Regulierungsbehörden von Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein- Westfalen und Saarland an, es sei noch keine EOG für das Jahr 2019 festgelegt worden. Laut der Regulierungsbehörde Sachsen seien die Verwaltungsverfahren noch nicht abgeschlossen, da einige bereits festgelegte Werte streitbefangen und noch Gegenstand von gerichtlichen Beschwerdeverfahren seien. Die Regulierungskammer Mecklenburg-Vorpommern teilte den Autoren mit, dass die Veröffentlichung der Daten noch Zeit in Anspruch nehme. Die Regulierungskammer Rheinland-Pfalz berief sich für die Nicht-Veröffentlichung auf das BGH-Urteil vom 11.12.2018. Die Regulierungskammer Hessen teilte lediglich mit, dass zeitnah mit der Veröffentlichung der Daten der 2. Regulierungsperiode (2014-2018) zu rechnen sei.

Tabelle 2: Veröffentlichung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörden

Regulierungs- behörde	Bundesland	Anzahl der regulierten VNB 2018 ^[1]	Veröffentlichung der EOG ^[2] für		
			2017	2018	2019
BNetzA*		190	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Landesregulierungs- behörde	Baden-Württemberg	110	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer des Freistaates Bayern	Bayern	233	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer Hessen	Hessen	39	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer MV	Mecklenburg- Vorpommern	18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer Niedersachsen	Niedersachsen	57	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer NRW	Nordrhein-Westfalen	95	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer RP	Rheinland-Pfalz	50	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer für das Saarland	Saarland	20	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Landesregulierungs- behörde	Sachsen	33	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Landesregulierungs- behörde des Landes Sachsen-Anhalt	Sachsen-Anhalt	26	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regulierungs- kammer des Freistaats Thüringen	Thüringen	0**	**	**	**

Daten veröffentlicht bislang keine Veröffentlichung der Daten

* Die BNetzA übernimmt im Rahmen der Organleihe die Aufsicht über die Stromnetzbetreiber mit Sitz in Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein.

** Neugründung am 01.01.2019. Die EOG wurden bis einschließlich 2019 auf der Seite der BNetzA veröffentlicht.

Quelle: ¹RAP & Raue (2018), ² Webseite der Regulierungskammern, Emailverkehr und Telefonate mit 10 Landesregulierungsbehörden.

Für das Jahr 2019 liegen nur die EOG der BNetzA vor. Die BNetzA führte im Jahr 2019 201 Stromnetzbetreiber²⁸ und veröffentlichte für diese 189 beschiedene EOG und 159 angepasste EOG. Auf der Basis von einer Gesamtanzahl von 890 Stromnetzbetreibern in Deutschland im Jahr 2019 (BNetzA, 2020), liegen also lediglich 21 % der beschiedenen und 18 % der angepassten EOG vor.²⁹ Die Veröffentlichungen der Landesbehörden für die Jahre 2017, 2018 und 2019 fehlen bis auf wenige Ausnahmen. Aufgrund dieser fast vollständig fehlenden Daten wird nachfolgend nur auf die Veröffentlichungspraxis der BNetzA eingegangen.

Während die ÜNB auf der Plattform netztransparenz.de mehrere Gigabyte an Daten und Auswertungen zu den einzelnen Umlagen³⁰ präsentieren, findet sich zum Thema der EOG und Netzentgelte bei der

²⁸ Drei Eintragungen wurden in Absprache mit der BNetzA als Doublette aus dem veröffentlichten Datensatz entfernt.

²⁹ Ibid.

³⁰ Bei diesen Umlagen handelt es sich um EEG, KWKG, § 19-StromNEV, Offshore-Netzzulage und abschaltbare Lasten Umlage, die nicht Teil der Netzentgelte sind, sondern separat auf der Stromrechnung ausgewiesen werden.

BNetzA lediglich eine Datentabelle mit Rohdaten, die die Veröffentlichungspflichten nach § 31 der ARegV widerspiegelt (BNetzA, 2019). Die Aufstellung der Kostenposten im Format MS Excel enthält 88 Spalten, davon sind fast 80 % geschwärzt. Darüber hinaus ist die Tabelle in weiten Teilen unverständlich, da Erläuterungen zu den Kategorien fehlen.

Im Datendokument und den Beschlüssen sind auch Informationen geschwärzt, die zu den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber nach § 27 Abs. 2 StromNEV gehören und von diesen auf ihren Internetseiten veröffentlicht werden, z.B. die durch die Netzbetreiber versorgten Flächen oder die Anzahl von Einspeisepunkten dezentraler Erzeugungsanlagen.

Zum Zeitpunkt dieser Studie (März 2020) waren erst 76 der 189 Beschlüsse der BNetzA zu den EOG 2019-2023 veröffentlicht. Die Beschlussdokumente sind ebenfalls in weiten Teilen geschwärzt.³¹ Kritiker verweisen seit langer Zeit auf dadurch entstehende Datenlücken, die für diese Studie noch einmal verifiziert wurden. Wie InfraComp (2015) anmerkt, schränkt die Schwärzungspraxis der BNetzA seit 2006 die Überprüfbarkeit des behördlichen Handelns durch Dritte stark ein. RAP & Raue (2018) erheben massive Vorwürfe gegen die BNetzA und sprechen davon, dass sich die BNetzA die Netzentgeltgenehmigungen der Kostenprüfungsrunde 2006/07 erkaufte, indem sie Kostenkürzungen gegen den Klageverzicht der Netzbetreiber eintauschte. RAP & Raue (2018) rechnen vor, dass bei einer 2 bis 5 % höheren EOG aufgrund der außergerichtlichen Verfahren den Verbrauchern ein jährlicher Schaden in Höhe von 360 bis 900 Mio. Euro entstehe.

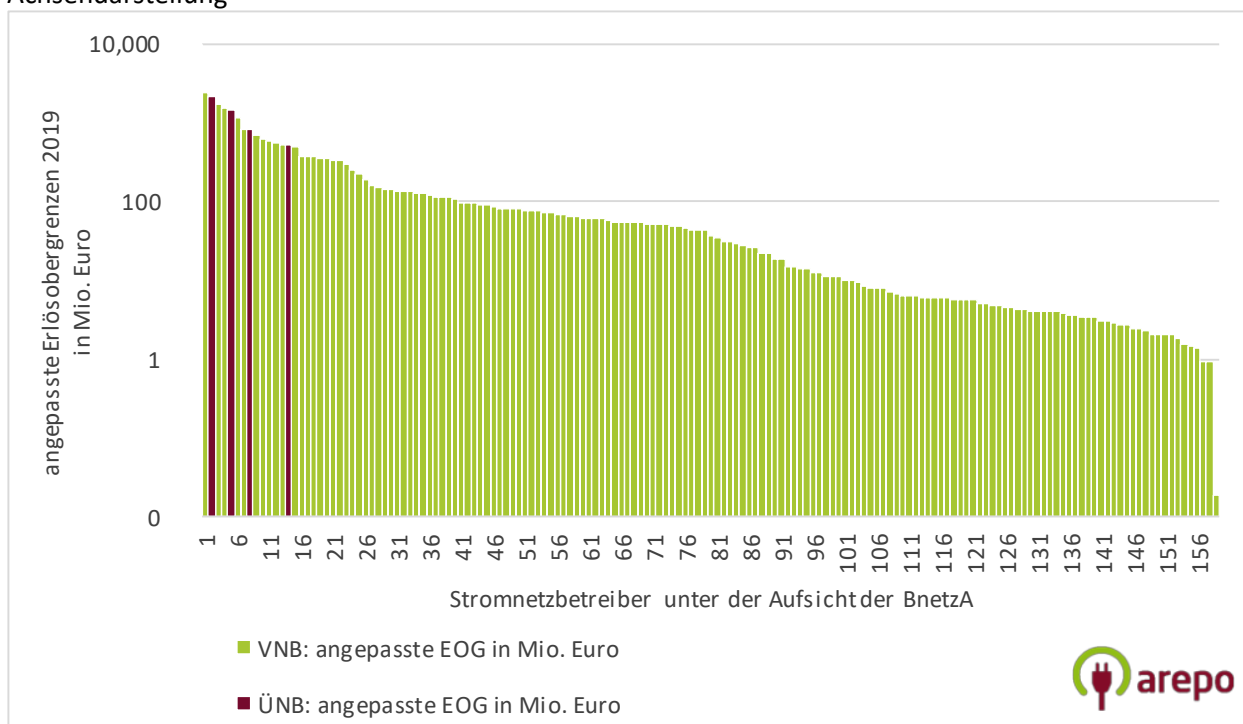
In Anbetracht der weitgehend vollständigen Intransparenzen bei den Landesregulierungsbehörden wird – auch von den Autoren des vorliegenden Gutachtens – erwartet, dass Zugeständnisse der Regulierungsbehörden noch gravierender ausfallen als auf Bundesebene.

³¹ Die Beschlussdaten der ÜNB, sind in der zentralen Exceltabelle geschwärzt. Ein Minimalset an Informationen findet sich aber ungeschwärzt in den Anhängen der Beschlüsse (zumeist ab Seite 85 folgende).

5.3 Genehmigte Erlösobergrenzen der Netzbetreiber

Als erster Teil des zweiten Analyseschritts der Untersuchung der Netzentgelteinnahmen individueller Netzbetreiber wird nachfolgend die Höhe der EOG dargestellt. Abbildung 7 zeigt die Höhe der 159 angepassten EOG für das Jahr 2019 der Stromnetzbetreiber im Verantwortungsbereich der BNetzA und bildet damit lediglich 18 % der Stromnetzbetreiber ab. Aufgrund des Wälzungsmechanismus an die unteren Netzebenen entstehen Zahlungsströme unter den Netzbetreibern, dadurch ergibt die Summe der EOG mehr als die Summe der Gesamterlöse (vgl. Abschnitt 6). Die Veröffentlichungspraxis der BNetzA nach § 31 ARegV, die nur individuelle EOG aufführt, lässt dementsprechend keine Summenbildung zu.

Abbildung 7: Verteilung der Erlösobergrenze auf die Stromnetzbetreiber im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur im Jahr 2019 (Daten verfügbar für 159 Betreiber)* bei logarithmischer Achsendarstellung

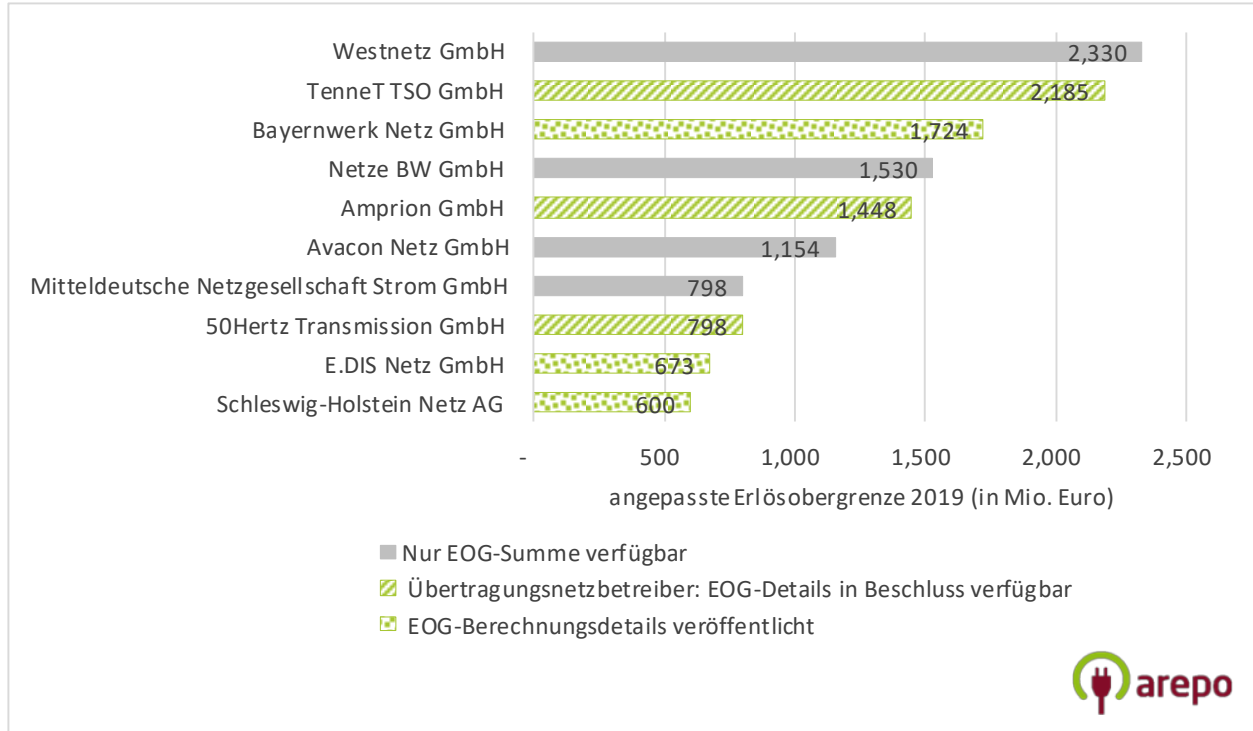


*Für 42 Netzbetreiber im Verantwortungsbereich der BNetzA lagen noch keine angepassten Erlösobergrenzen vor.

Quelle: Auswertung BNetzA (2019).

Die zehn Netzbetreiber mit den höchsten individuellen Obergrenzen haben ein Erlösaufkommen zwischen 0,6 bis 2,3 Mrd. Euro (vgl. Abbildung 8).

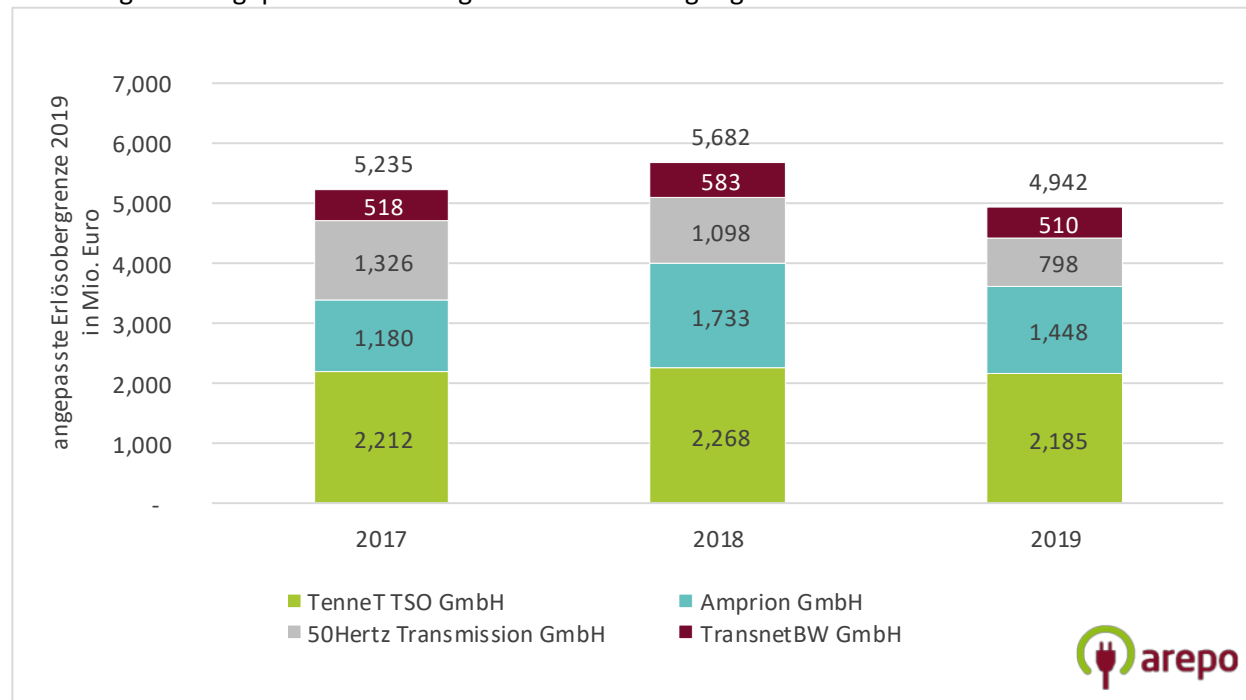
Abbildung 8: Stromnetzbetreiber mit den zehn höchsten Erlösobergrenzen im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur (angepasste Erlösobergrenze für das Jahr 2019)



Quelle: BNetzA (2019).

Da die Erlösobergrenzen von Verteilnetzbetreibern die Kosten der höheren Netzebenen enthalten, ist nur für die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber eine Summenbildung möglich. Abbildung 9 zeigt die angepassten EOG der vier ÜNB für die Jahre 2017 bis 2019. Für die ÜNB ergeben sich 2019 maximale Einnahmen von 4,9 Mrd. Euro.³²

Abbildung 9: Angepasste Erlösobergrenze der Übertragungsnetzbetreiber 2017 bis 2019



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2019).

5.4 Kostenstruktur der Netzbetreiber in den Erlösobergrenzen

Als zweiter Teil des zweiten Analyseschritts der Untersuchung der Netzentgelteinnahmen individueller Netzbetreiber soll die Aufteilung ihrer Kosten auf die Kostenpositionen nachvollzogen werden. Der folgende Abschnitt adressiert also die Frage: Welche Kostenkomponenten gehen in die Berechnung der EOG der Netzbetreiber ein?

Die Berechnungsformel für die EOG in der 3. Regulierungsperiode (2019-2023) lautet nach Anlage 1 ARegV:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

EO	Erlösobergrenze	VPI	Verbraucherpreisgesamtindex
KA _{dnb}	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	PF	Produktivitätsfortschritt
KA _{vnb}	vorrübergehend nicht beeinflussbare Kosten	KKA	Kapitalkostenabgleich
V	Verteilungsfaktor	Q	Qualitätselement
KA _b	beeinflussbare Kosten	VK	Volatiler Kostenanteil
B	Effizienzbonus	S	Saldo des Regulierungskontos
 	Im vorliegenden Gutachten näher erläutert		

³² „Angepasste EOG“ bezeichnet die für das jeweilige Jahr aktualisierten zulässigen Gesamteinnahmen des Unternehmens, sie unterscheidet sich von der beschiedenen Erlösobergrenze, die im Basisjahr ermittelt wird.

§ 31 ARegV verpflichtet die Regulierungsbehörden zur Veröffentlichung der Elemente der Erlösobergrenzenformel auf ihren Internetseiten.

Tabelle 4 im Anhang zeigt eine detaillierte Übersicht der Erlösobergrenzenformel mit Erklärungen zu allen Formelementen.

Die verfügbaren Daten aus der BNetzA Datentabelle erlauben für 193 der Stromnetzbetreiber eine Analyse der angewendeten Effizienzwerte, aber Daten für die einzelnen Kostenpositionen der Erlösobergrenzenformel sind nur für acht Stromnetzbetreiber (darunter die vier ÜNB) veröffentlicht. Die Datentabelle der BNetzA beinhaltet 13 Kostenparameter (in Euro), die für die 3. Regulierungsperiode Strom relevant sind.³³

Im Folgenden werden drei ausgewählte Komponenten der Formel (oben in Rot hinterlegt) erläutert und die entsprechenden Daten aus der Datentabelle ausgewertet. Ausgewertet wurden: 1. Der Anteil „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ (KA_{dnb} , im Text verwendete Abkürzung: dnbK), 2. der Effizienzwert und 3. die volatilen Kosten (VK). Auswertungsgraphiken finden sich im Anhang des Gutachtens.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Die EOG umfassen die gesamten Netzkosten. Bei der Anwendung von Effizianzen für die Stromnetzbetreiber müssen die Regulierungsbehörden allerdings zwischen Kostenbestandteilen unterscheiden, die ein Netzbetreiber selbst beeinflussen kann oder nicht. Die Anreizregulierung geht davon aus, dass dnbK grundsätzlich nicht durch den Netzbetreiber reduziert werden können. Eine abschließende Liste, welche konkreten Kostenpositionen in dem Formelelement enthalten sind, ist allerdings nicht ohne weiteres zugänglich. § 11 ARegV enthält nur einen Ausschnitt der Aspekte und ist insbesondere in Bezug auf die Systemdienstleistungen nicht detailliert genug.

Die dnbK der VNB beinhalten in jedem Fall die Kostenkomponente „Kosten der vorgelagerten Netze“, dies sind insbesondere die EOG der vorgelagerten ÜNB, die an untere Netzebenen weitergereicht werden. Die Kosten aus vorgelagerten Netzen bestehen u.a. aus Investitions-, Systemdienstleistungskosten und Gewinnmargen.

Des Weiteren beinhalten die dnbK auch direkte Kosten des antragstellenden Netzbetreibers, inklusive ihrer Investitions- und Betriebskosten, ihrer Gewinnmargen, die vermiedenen Netzentgelte und das unter die Systemdienstleistungen fallende Einspeisemanagement.

Der Vergleich der beschiedenen EOG der ÜNB zeigt, dass die dnbK 44 bis 74 % der EOG ausmachen (vgl. Abbildung 12 im Anhang). Der Anteil der dnbK liegt bei den EOG der VNB mit 38 bis 65 % etwas niedriger als bei den ÜNB. Aus dem Anteil der dnbK lässt sich allerdings aus Sicht der mit den Netzentgelten belasteten Verbraucher nichts Relevantes ableiten, da die Kategorie aus einer Vielzahl unterschiedlichster Bestandteile besteht.

Die Kosten vorgelagerter Netzebenen (als Teil der dnbK) machen 15 bis 56 % der EOG der VNB aus.

³³ 1. „beschiedene EOG“, 2. „angepasste EOG“, 3. „Regulierungskontosaldo des Jahres“, 4. „Zu- bzw. Abschlag aus der Auflösung des Saldos des Regulierungskontos“, 5. „Summe der Aufwandsparameter nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV“, 6. „Summe der Aufwandsparameter nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV“, 7. „summierter Kapitalkostenaufschlag“, 8. „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten des Jahres laut EOG-Beschluss“, 9. „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten- Anpassungsbetrag“, 10. „genehmigte Investitionsmaßnahmen“, 11. „vorgelagerte Netzkosten“, 12. „vermiedene Netzentgelte“, 13. „Anpassungsbetrag volatile Kosten (Strom)“.

Die vermiedenen Netzentgelte – ebenfalls Bestandteil der dnbK – haben bei den vier untersuchten VNB einen Anteil an den EOG von 5 bis 12 %.

Das Einspeisemanagement³⁴ wird im BNetzA Datenblatt nicht als eigene Kategorie ausgewiesen.

Effizienzvergleich

Mit dem Effizienzvergleich wird die Effizienz des Netzbetreibers ermittelt. Die Kosten des Netzbetreibers werden in Bezug zu ausgewählten Parametern gesetzt, die den Umfang der vom Netzbetreiber erbrachten Leistungen widerspiegeln sollen, dies sind z. B. die Anzahl der Anschlüsse, die versorgte Fläche, die Leitungslänge usw.

Das Ergebnis ist ein individueller Effizienzwert des Netzbetreibers. Je schlechter der Effizienzwert, desto strenger die Effizienzvorgabe, weil geringere Effizienz ein höheres Kosteneinsparungspotenzial bietet. Das Unternehmen mit dem besten Verhältnis zwischen Leistungserbringung und Aufwand wird als das effizienteste betrachtet und erhält den Effizienzwert von 100 %. Andere Unternehmen erhalten ggf. einen niedrigeren Wert, der allerdings nicht niedriger als 60 % sein darf, weil es einem Unternehmen unmöglich ist, in der kurzen Zeit einer Regulierungsperiode noch höhere Einsparungen vorzunehmen. Hohe Effizienzwerte resultieren in einem Effizienzbonus für das Netzentgelt.

Für 2019 gibt die BNetzA 193 der angewendeten Effizienzwerte für die Stromnetzbetreiber an. Davon lag die Hälfte der Werte zwischen 95 und 97 % (Median 96 %) (vgl. Abbildung 11 im Anhang).

Volatile Kosten

Stark schwankende, aber grundsätzlich beeinflussbare Kosten werden in der Erlösobergrenzenformel als sogenannte „volatile Kosten“ (VK) bezeichnet. Die VK werden – wie die dnbK – während der Regulierungsperiode aktualisiert. Die VK werden aber beim Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern berücksichtigt. Die Kosten der Energiebeschaffung zur Deckung von Netzverlusten,³⁵ werden bei den VNB als „volatile“ Kosten und bei den ÜNB als „dauerhaft nicht beeinflussbare“ Kosten behandelt (BMWi, 2019).

Der sogenannte „Anpassungsbetrag volatile Kosten“, hinter dem sich die Netzverluste verbergen, beläuft sich bei den untersuchten VNB auf 0,2 bis 0,8 % der EOG.

6 Verteilungsmechanismus der Netzentgelte

Abschnitt 6 zeigt, dass eine höhere Transparenz im Vergleich zu Abschnitten 4 und 5 auch dann nicht zu verzeichnen ist, wenn man die Verteilung der Netzentgelte auf bestimmte Verbrauchergruppen (z.B. Haushalts- oder Industriekunden) zu ermitteln versucht. So lässt sich zum einen feststellen, dass durch die Systematik der Kostenwälzung die Gesamtkosten des Systems regional sehr unterschiedlich auf die Verbraucher verteilt werden (siehe 6.1). Wie Abschnitt 5.2 gezeigt hat, ist vielen Verbrauchern die EOG ihres Netzbetreibers überhaupt nicht zugänglich, außerdem kann aber aufgrund der existierenden

³⁴ Netzbetreiber, in deren Netzen ein Engpass vorliegt, zahlen Betreibern von abgeregelten Erzeugungsanlagen eine Entschädigung, die als Teil der „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ an die Verbraucher weitergereicht wird.

³⁵ Verlustenergie sind physikalisch bedingte Energieverluste im Stromnetz, die bei Transport, Umspannung und Verteilung auftreten. Netzbetreiber sind nach § 17 StromNEV auf ihren Internetseiten ihre Netzverluste und Beschaffungskosten der Verlustenergie zu veröffentlichen.

Berechnungsmethodik und ihrer Komplexität die Kostenverteilung auf die einzelnen Verbrauchergruppen nicht rechnerisch nachvollzogen werden (siehe 6.2).

6.1 Regionale Preisunterschiede

Da die Verbraucher die individuelle EOG des Netzbetreibers bezahlen und nicht etwa einen Anteil an den Gesamtkosten (wie es bei den Umlagen der Fall ist), kommt es zu einem starken regionalen Gefälle. Die Netzentgelte sind im Nord-Osten des Landes sehr viel höher als im Süden und Westen. Die Gründe für regionale Preisunterschiede sind, u.a.:

1. **Unterschiede in der Kostenwälzung vorgelagerter Netzebenen:** Die Kostenwälzung der Netzentgelte verläuft entlang von Netzregionen. Baut ein ÜNB seine Netze für den (internationalen) Stromtransport aus, wurden diese Investitionskosten bisher nur an die Verbraucher in dieser Netzregion weitergereicht.
2. **Vermiedene Netzentgelte:** Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten von den VNB ein Entgelt. Eingeführt wurde diese Vergütung auf Grund der Theorie, dass regional produzierter und verbrauchter Strom die großen Übertragungsleitungen entlaste.
3. **Verteilnetzausbau zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen:** Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt nicht notwendigerweise in der Nähe der Stromlasten, sondern dort wo Ressourcen vorhanden sind, z.B. die Windverhältnisse vorteilhaft sind. Die Investitionskosten für den Netzausbau zum Stromabtransport werden über die Entgelte an die Netznutzer der jeweiligen Netzbetreiber weitergereicht.
4. **Einspeisemanagement:** Netzbetreiber, in deren Netzen ein Engpass vorliegt, zahlen Betreibern von abgeregelten Erzeugungsanlagen eine Entschädigung, die als Teil der dnbK an die Netznutzer weitergereicht wird.
5. **Verbraucherdichte:** Gibt es wenige Verbraucher, sind die Kosten für diese höher (siehe Verteilung der EOG im nächsten Abschnitt).
6. **Alter der Netze:** Neuere Netze (wie insbesondere in den neuen Bundesländern) haben noch einen höheren Restwert und höhere Netzkosten, bei sehr alten Netzen wiederum besteht bereits Investitionsbedarf zur Modernisierung.

Die regionalen Unterschiede in den EOG sollten sich in den nächsten Jahren vermindern. Dies geschieht zum einen durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG). Es sieht eine schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte ab 2019 bis zum Jahr 2022 vor, so dass ab 2023 vollständig bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte bestehen. Die unterschiedlichen Anteile der „vorgelagerten Netzkosten“, die von den einzelnen ÜNB in die EOG der nachgelagerten Netzbetreiber gewälzt werden, werden also langsam nivelliert.

Durch eine Reform der vermiedenen Netzentgelte werden die vNE zukünftig leicht abschmelzen. Neue Windkraft- und Solaranlagen erhalten auch dann keine vNE mehr, wenn sie nicht nach dem EEG gefördert sind.³⁶ Nicht-volatile oder steuerbare Anlagen erhalten die Vergütung allerdings weiter.³⁷

Insgesamt, werden also einige Faktoren (oben 1. und 2.) für die regionalen Unterschiede abgemildert, andere Unterschiede (oben 3. und 4.) werden aber weiterhin auf die lokalen Verbraucher gewälzt.

6.2 Ableitung der Netzentgelte von den Erlösbergrenzen

Die behördlich genehmigte EOG ist die Ausgangsbasis für die Ermittlung der Netzentgelte. Zur Umrechnung der EOG in Netzentgelte kommt zunächst (II.i. in Abbildung 10) die Kostenartenrechnung (§§ 4 bis 11 StromNEV) zur Anwendung. Die genehmigten Kosten werden einzelnen Kostengruppen zugeordnet. Zu diesen Gruppen gehören z.B. aufwandsgleiche und kalkulatorische Kosten (Avacon, 2014).

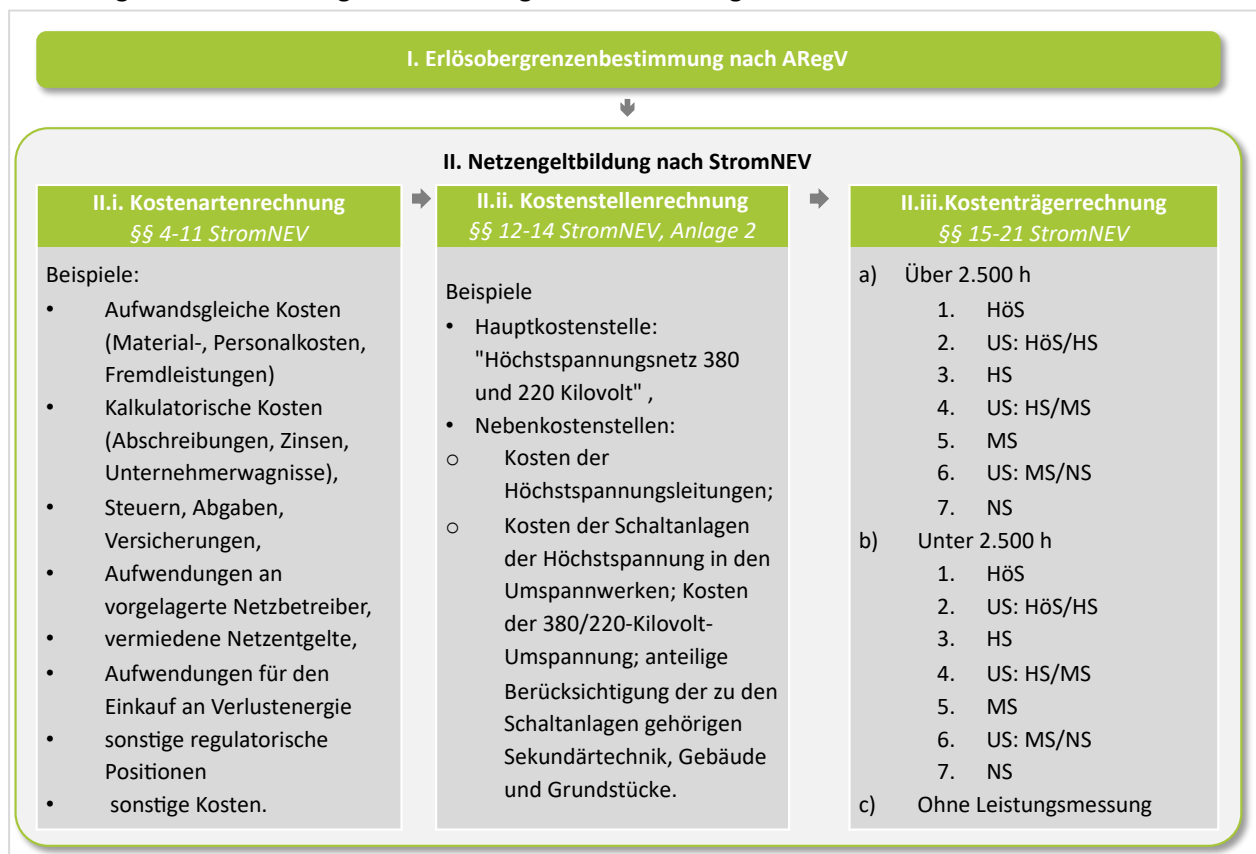
Der Kostenartenrechnung folgt (II.ii. in Abbildung 10) die Kostenstellenrechnung (§§ 12 bis 14 StromNEV). Die Kosten werden auf Haupt- und Nebenkostenstellen verteilt. Hierzu gehören die Kategorien Systemdienstleistungen, die verschiedenen Netzspannungsebenen sowie Messung und Abrechnung. Gemeinkosten werden verursachungsgerecht aufgeschlüsselt (Avacon, 2014).

Als letzter Schritt (II.iii.) folgt die Kostenträgerrechnung (§§ 15 bis 21 StromNEV), nämlich wie die Kosten der einzelnen Spannungsebenen auf die Verbraucher umgelegt werden.

³⁶ Für bestehende Windkraft- und Solaranlagen die vor dem 01.01.2018 in Betrieb genommen wurden und keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, bleibt der Anspruch auf vermiedene Netzentgelte erhalten.

³⁷ Für Anlagen, die EEG- oder KWK-Vergütung erhalten, erfolgt seit dem 01.01.2020 keine Vergütung mehr. Nicht-volatile oder steuerbare Anlagen, wie KWK-Anlagen, erhalten die Vergütung weiter, jedoch nur, wenn diese vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen wurden (§ 18 StromNEV). Zukünftig werden die EEG/KWK-Umlagen um diese Entlastung bei den Netzentgelten steigen.

Abbildung 10: Umrechnung der Erlösobergrenze in Netzentgelte



HöS: Höchstspannungsebene, HS: Hochspannungsebene, MS: Mittelspannungsebene, NS: Niederspannungsebene
 US: Umspannungsebene.

Quelle: Eigene Darstellung.

6.2.1 Preissystematik der Netzentgelte (Kostenträgerrechnung)

In Deutschland zahlen nur Verbraucher und nicht Einspeiser für die Netznutzung. Die Entgelte, die von den Stromversorgern/-lieferanten bzw. von den größeren (Industrie-)Verbrauchern direkt an die Netzbetreiber entrichtet werden, sind für jeweils ein Jahr festgelegt und entfernungsunabhängig („Briefmarkentarif“). Das Netzentgelt für diese leistungsgemessenen Verbraucher (über 100 MWh) setzt sich aus zwei Tarifkomponenten zusammen: (1) Der Leistungspreis, für die maximal in Anspruch genommene Leistung, wird in Euro/kW_{peak} erhoben. (2) Der Arbeitspreis wird anhand der bezogenen Strommenge in ct/kWh abgerechnet. Nicht-leistungsgemessene Verbraucher (unter 100 MWh Jahresverbrauch), also auch die privaten Haushalte, schulden einen Grundpreis pro Anschluss.

Die Berechnung der Netzentgelte kann in zwei Vorgänge geteilt werden:

1. Berechnung der „Briefmarke“ pro Netzebene

Zunächst werden die spezifischen Jahreskosten für jede Netz- oder Umspannebene ermittelt, die sogenannte „Briefmarke der Netzebene“. Als erstes werden die Kosten des Höchstspannungsnetzes berechnet. Der Wert der „Briefmarke“ (in Euro/kW_{peak}) ergibt sich aus der Division der Gesamtkosten der Ebene mit der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene (BNetzA, 2015a). Die an diese Netzebene angeschlossenen Verbraucher bezahlen diese „Briefmarke“ direkt. Die Netzkosten, die nicht durch die unmittelbar angeschlossenen Verbraucher gedeckt werden, werden auf die nächstniedrigere Ebene

gewälzt. Anschließend werden die Kosten für die nächstniedrigere Ebene und die gewälzten Kosten für die Berechnung der nächsten „Briefmarke“ genutzt. Dieser Vorgang erfolgt für alle sieben Netz- und Umspannebenen. Die Höhe der Ebenen-spezifischen Kosten und welche Kosten zur jeweils nächsten Ebenen gewälzt werden, wird von den Netzbetreibern nicht veröffentlicht.

Die Top-Down-Kostenwälzung in die niedrigeren Netzebenen nach StromNEV spiegelt die historische Stromversorgungslogik wider, bei der konventionelle Kraftwerke in die höchste Ebene einspeisten und der Strom „nach unten“ verteilt wurde. Durch erneuerbare Erzeugungsanlagen erfolgt ein nicht unwesentlicher Anteil der Stromeinspeisung inzwischen aber nicht mehr auf den höchsten Spannungsebenen. Zudem ist auch die Annahme, dass der regionale Verbraucher die Netzdimensionierung verursacht, von der technischen Entwicklung und der Überregionalität des Marktes überholt.

Die Kosten pro Netzebene, die „Briefmarke“, wird nicht veröffentlicht. Somit ist es für Verbraucher schlichtweg unmöglich, zu verstehen, wie die auf den Preisblättern der Netzbetreiber ausgewiesenen Netzentgelte zustande kommen.

2. Die Gleichzeitigkeitsfunktion

Die „Briefmarke“ wird mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion (G-Funktion) in Arbeits- und Leistungspreis aufgeteilt. Die Gleichzeitigkeitsfunktion folgt der Logik, dass historisch die zeitgleiche, gemeinsame Jahreshöchstlast der angeschlossenen Verbraucher die Dimensionierung des Netzes bestimmte. Jede zeitgleiche Einzelentnahme „verursacht“ nach dieser Logik den ihr entsprechenden Teil der notwendigen Netzkapazität. Diese Verbrauchsperspektive ist von der technischen Entwicklung und der Transnationalität des Marktes überholt, denn mit zunehmendem internationalem Stromhandel und zunehmender Einspeisung auf niedrigen Netzebenen verliert die Jahreshöchstlast als dimensionierender Parameter des Stromsystems allgemein an Relevanz.

Die Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet jedem Netznutzer³⁸ einen Gleichzeitigkeitsgrad zwischen 0 und 1 zu. Dieser gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die individuelle Jahreshöchstlast der Nutzer gleichzeitig mit der Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene auftritt. Nutzer mit hohen Jahresbenutzungsstunden bzw. in Dauernutzung wird pauschal eine höhere Gleichzeitigkeit mit der allgemeinen Höchstlast unterstellt, da das Zusammentreffen von Netz- und Nutzlast dann schlichtweg wahrscheinlicher erscheint als bei Nutzern, die nur in wenigen Stunden Strom beziehen.

Auf Basis historischer Verbrauchsdaten wurden für leistungsgemessene Großverbraucher pro Spannungsebene zwei verschiedene Sets von Arbeits- und Leistungspreisen festgelegt: für Verbraucher mit mehr oder weniger als 2.500 Benutzungsstunden im Jahr. Die Grenze von 2.500 Benutzungsstunden stellt einen Knickpunkt dar, bei dem sich die marginalen Strombezugsbedingungen für Großverbraucher ändern (die Leistungspreise werden höher, die Arbeitspreise niedriger). Für Verbraucher, die weniger als 100 MWh Strom im Jahr beziehen – dazu gehören mit Verbrauch zwischen 1 und 10 MWh auch die privaten Haushalte – werden feste „Grundpreise“ angesetzt, da hier keine Leistungsmessung stattfindet. Die Berechnungsgrundlagen sowie der Verlauf der G-Funktion werden den Netznutzern jedoch nicht bekanntgegeben, so dass den Verbrauchern eine wesentliche Grundlage der Berechnung der Netzentgelte verborgen bleibt.

³⁸ Als Netznutzer werden sowohl Verbraucher als auch nachgelagerte Netzbetreiber verstanden.

Ableitung von Arbeits- und Leistungspreisen

Mit Hilfe der „Briefmarke“ und den Benutzungsstunden entlang der G-Funktion werden die Arbeits- und Leistungspreise bestimmt. Die Unterscheidung zwischen den zwei Benutzungsdauerbereichen $>/<2.500$ Stunden führt dazu, dass Netznutzer mit einer geringen Benutzungsstundenanzahl einen relativ niedrigen Leistungspreis für die Vorhaltung der Netzkapazität und einen hohen Arbeitspreis für die konkret entnommene Arbeit bezahlen. Der niedrige Leistungspreis entspricht dem geringeren Beitrag dieser Nutzer zur Jahreshöchstlast.

Bei Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch <100 MWh, also insbesondere auch den privaten Haushalten, wird die maximal entnommene Leistung nicht gemessen. Stattdessen wird neben dem Arbeitspreis pauschal ein sogenannter Grundpreis erhoben. Für diese Verbraucher müssen gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV der Grundpreis und der Arbeitspreis lediglich „in einem angemessenen Verhältnis zueinander“ stehen. In Deutschland ist die Grundpreislanschaft sehr unterschiedlich. Es ist allerdings ein Trend zur Einführung bzw. Erhöhung des Grundpreises erkennbar (BNetzA (2015a) siehe dazu auch die Stellungnahme von vzbv, 2018,c). Alle Netzbetreiber haben eine Veröffentlichungspflicht der Netzentgelt-Sets für die Kombinationen von Netzebene und Verbrauchertyp (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15 im Anhang für einige Beispiele).

Insgesamt lässt sich aber feststellen, dass die Berechnung der Arbeits- und Leistungs- bzw. Grundpreise selbst und damit die Anteil der Netzentgelte, die die individuellen privaten Verbraucher tragen müssen, sowie ihre Aufteilung in feste und durch den Verbrauch beeinflussbare Bestandteile in der Theorie überaus komplex und für diesen nur schwer oder gar nicht nachvollziehbar ist.

6.2.2 Verbrauchercharakteristika und Netzentgeltbefreiung

Wie in den vorherigen Abschnitten dargestellt, hängen die Netzkosten davon ab, an welche Netzebene Nutzer angeschlossen sind und wieviel die „Briefmarke“ dieser Ebene kostet. Zum anderen entscheiden die individuellen Charakteristika des Nutzers (maximale Jahreshöchstlast und Gleichzeitigkeit dieser Jahreshöchstlast mit der Jahreshöchstlast der Ebene, bzw. Verbrauch <100 MWh). Jenseits des 2.500 Stunden-Knickpunkts gibt es zudem für besondere Verbraucher, z.B. industrielle Großverbraucher und Stromspeicher, Netzentgeltbefreiungen.

Nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Abs. 2 können Großverbraucher mit einem Verbrauch von über 10 GWh/a und mindestens a) 7.000, b) 7.5000 oder c) 8.000 Jahresbenutzungsstunden von den Netzentgelten um bis zu a) 80 %, b) 85 % bzw. c) 90 % befreit werden, wenn ihr Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Der aus den drei vorgenannten Fällen entstehende Ausfall an Netzentgeltzahlungen wird durch die „§ 19 StromNEV-Umlage“ kompensiert. Die hierfür entstehenden Kosten müssen durch die übrigen Verbrauchergruppen zusätzlich bezahlt werden. Im Jahr 2020 betragen die aufgrund von § 19 StromNEV zu kompensierenden Netzkosten 1,23 Mrd. Euro (ÜNB, 2019). Daraus ergibt sich eine Umlage von 0,358 ct/kWh für die Umlagen-Gruppe A.³⁹ Haushalte und Gewerbe zahlen für die Umlagen, die der KWK-Logik folgt, pro kWh sehr viel mehr als Großverbraucher. Die KWK-Verteilungslogik führt dazu, dass die

³⁹ Letztverbrauchergruppe A': Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils erste GWh je Abnahmestelle.

erste verbrauchte Gigawattstunde, die 55 % des Gesamtverbrauchs ausmacht, 91 % der Kosten tragen muss.

7 Ergebnisse der Datenanalyse und Anforderungen an eine größere Transparenz der Netzentgelte

Gleicht man die Resultate der Untersuchung der aktuellen Netzentgeltepraxis (Abschnitte 4 bis 6) mit den in Abschnitt 3 formulierten Mindestanforderungen an die Transparenz ab (Höhe der Netzkosten, ihre Notwendigkeit und ihre Verteilung), so zeigt sich, dass die Liste der ermittelten Transparenzdefizite nicht nur lang ist, sondern gleich auf einer ganzen Reihe von Ursachen beruht (siehe 7.1). Sie lassen sich unterteilen in Defizite der bestehenden Veröffentlichungsvorgaben, Defizite der bestehenden Veröffentlichungspraxis und Defizite der aktuellen Netzentgeltsystematik. Aus den Defiziten lassen sich Anforderungen an eine Neuregelung zur zielgerichteten Behebung der Transparenzdefizite ableiten. Hier zeigt sich, dass deutlich mehr und weitestgehend andere Daten und Informationen als bisher veröffentlicht werden sollten, und dass die Daten zudem in einer zentralisierten und aufbereiteten Form benötigt werden, um mehr Transparenz bewirken zu können (siehe 7.2).

7.1 Ergebnisse der Datenanalyse: Identifizierte Transparenzdefizite

Aus Sicht der Autoren ist die für die privaten Verbraucher erforderliche Klarheit über die Höhe und die Zusammensetzung der Netzkosten, die Berechtigung der Netzentgelte und ihre Verteilung nicht gegeben. Die Liste der ermittelten Transparenzdefizite ist lang (siehe 7.1.1). Sie lassen sich unterteilen in Defizite der bestehenden Veröffentlichungsvorgaben (7.1.2), Defizite der bestehenden Veröffentlichungspraxis (siehe 7.1.2) und Defizite der aktuellen Netzentgeltsystematik (siehe 7.1.4).

7.1.1 Identifizierte Transparenzdefizite

Die vorliegende Analyse konnte entlang der Untersuchungsschritte (I) Summe gezahlter Netzentgelte, (II) Erlösobergrenzen einzelner Netzbetreiber und (III) Analyse des Verteilungsmechanismus relevante Transparenzdefizite identifizieren:

1. Transparenzdefizite in Bezug auf die Summe der gezahlten Netzentgelte:

- 1.1. **Keine Veröffentlichung der Zahlungssumme:** Die vier ÜNB verfügten im Jahre 2019 über Erlösobergrenzen in Höhe von insgesamt 4,9 Mrd. Euro. Für die VNB kann hingegen keine Summe gebildet werden, da die Erlösobergrenzen der VNB auch die Kosten vorgelagerter Netze beinhalten. Bei einer eigenständigen Summenbildung würden diese Kosten doppelt berücksichtigt und zu einem falschen Ergebnis führen. Obwohl es sich insgesamt um ein Netzentgeltaufkommen von ca. 24 Mrd. Euro handelt, werden die Netzentgeltströme nicht zentral erfasst. Eine Berechnung bzw. ein Monitoring der Gesamtsumme der Netzentgeltzahlungen wird nicht durchgeführt. Die Höhe der gezahlten Netzentgelte in Deutschland kann somit allenfalls geschätzt werden.
- 1.2. **Keine Veröffentlichung von überjährigen Vergleichszahlen:** Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur erlaubt es nicht, langjährige Trends summarisch oder inhaltlich zu

analysieren. Dies verhindert auch, dass die Auswirkungen regulatorischer oder investiver Maßnahmen zueinander in ein interpretierbares Verhältnis gesetzt werden können.

- 1.3. **Keine Aufteilung in einzelne Kostenpositionen:** Für die Netzentgelte wird keine Aufteilung in einzelne Kostenpositionen vorgenommen. Das bedeutet, es ist unklar, welcher Anteil der Netzentgelte z.B. auf Netzausbau, Erhaltung, die verschiedenen System- bzw. Kaltreserven oder die Gewinnmargen der Netzbetreiber entfällt. Lediglich die Systemdienstleistungen und vermiedenen Netzentgelte werden vom Monitoringbericht der Bundesnetzagentur im Detail ausgewiesen. Nach eigenen Schätzungen machten die vermiedenen Netzentgelte in 2016 ca. 8 % und die Systemdienstleistungen ca. 6 % der Netzentgelte aus. Für den größten Anteil der Netzentgeltsumme werden die Daten im Monitoring nicht transparent gemacht.
 - 1.4. **Netzentgeltsystematik schwer nachzuvollziehen:** Nach für Verbraucher und Experten unklaren Kriterien sind Kosten wie Investitionen in den Onshore-Netzausbau und die Systemdienstleistungen Teil der Netzentgelte. Für andere Kosten wie Offshore-Netzausbau und abschaltbare Lasten wurden Umlagen geschaffen. Die Unterscheidungskriterien der Kostenposten erschließen sich nicht.
2. **Transparenzdefizite in Bezug auf die Erlösobergrenzen der einzelnen Netzbetreiber**
- 2.1. **Vergleich zwischen Netzbetreibern nicht möglich:** Da z.B. für 2019 nur 18 % der Erlösobergrenzen und nur für 1 % der Stromnetzbetreiber (8 von 890) eine Kostenaufteilung veröffentlicht wurde, besteht keine ausreichende Datengrundlage für eine Analyse. Damit fehlt insbesondere auch die Möglichkeit zum Vergleich zwischen den Netzbetreibern.
 - 2.2. **Verfügbare Parameter erlauben keine sinnvolle Analyse:** Die Analyse der veröffentlichten Parameter, insbesondere „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“, „Regulierungskonto Saldo“, „volatile Kosten“ etc., hat gezeigt, dass die Daten in weiten Teilen nicht für eine energiepolitisch sinnvolle Analyse geeignet sind. Die Zuordnung der Kostenpositionen und das Aggregationsniveau der Daten sind nicht geeignet, relevante Fragen zu beantworten.
3. **Transparenzdefizite in Bezug auf die Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzergruppen**
- 3.1. **Keine Veröffentlichung der Berechnungselemente:** Der Wert der „Briefmarke“ und die Kosten pro Netzebene werden nicht veröffentlicht. Eine Ableitung der Netzentgelte von der Erlösobergrenze des Netzbetreibers ist nicht möglich. Insgesamt sind die Berechnungen der Arbeits- und Leistungspreise überaus komplex und insbesondere ohne die Bekanntheit der zwei elementaren Komponenten „Briefmarke“ und G-Funktion nicht nachzuvollziehen.
 - 3.2. **Keine Bewertung der Einflüsse der Berechnungsparameter auf die Verteilung auf die Kundengruppen:** Die Verteilung der Netzkosten auf die verschiedenen Verbrauchergruppen wird bestimmt durch die top-down-Wälzung der Kosten entlang der Spannungsebene, den Jahresbenutzungsstunden und den Ausnahmen nach § 19 StromNEV. Aktuell können die Wirkung und die Angemessenheit der Regelungen nicht nachvollzogen und bewertet werden.
 - 3.3. **Mangelhafte Ausweispflicht auf Rechnungen für nicht-leistungsgemessene Kunden:** Die Netzkosten werden auf Rechnungen von Haushaltskunden nur als Gesamtwerte veröffentlicht.

7.1.2 Gründe für die Transparenzdefizite: Unzureichende Veröffentlichungsvorgaben

Der Gesetzgeber und die BNetzA haben es unterlassen, sinnvolle Indikatoren zu bilden und einen Veröffentlichungsmodus zu finden, der zentrale Indikatoren mit Aussagekraft für die Entwicklung des Netzsystems vermitteln kann.

- **Keine zentrale Regelung zur Transparenz der Netzentgelte:** Die Informations- und Veröffentlichungspflichten sind aktuell zwischen verschiedenen gesetzlichen Regelungen, z.B. StromNEV und ARegV, und verschiedenen Verpflichteten (Netzbetreiber und Regulierungsbehörden) zersplittert.
- **Veröffentlichungspflicht von Parametern ohne Aussagekraft:** Die veröffentlichten Parameter sind zum Teil ohne relevante Aussage. Die Parameter sind zum Teil hochaggregierte Rechengrößen, die nur im Kontext der komplizierten Berechnungsformel für Erlösobergrenzen interpretierbar sind. Relevante energiepolitische Kategorien, wie z.B. Investitionen in das Netz, lassen sich nicht herausfiltern.
- **Fehlende Veröffentlichungspflicht für wichtige Parameter:** Für wichtige Kernangaben wie z.B. die Investitionstätigkeit oder die erzielten Erlöse nach Verbrauchergruppe fehlt eine Veröffentlichungspflicht. Aussagekräftige Auswertungen, wie z.B. überjährige Aufstellungen oder Vergleiche zwischen Regulierungsperioden sind nicht vorgeschrieben.
- **Unverständliche und idiosynkratische Terminologie:** Die in den veröffentlichten Rohdaten verwendete Sprache erschwert die Auswertung selbst durch Experten. Da den Daten kein Glossar beigelegt ist, ist die Zuordnung von Kostenpositionen zu den normalerweise verwendeten energiepolitischen Kategorien und Begriffen kaum möglich. Die ARegV beschreibt die Kostenaufteilung unzulänglich. Eine endgültige Liste der in den Kostengruppen enthaltenen Kostenpositionen ist nicht öffentlich zugänglich.

7.1.3 Gründe für die Transparenzdefizite: Unzureichende Veröffentlichungspraxis

Unabhängig von den Veröffentlichungsvorgaben, zeichnet sich auch die Veröffentlichungspraxis durch mangelnde Datenzugänglichkeit und -zentralisierung aus. Folgende Aspekte der Datenveröffentlichungspraxis sind zu bemängeln:

- **Missachtung des § 31 ARegV durch die Landesregulierungsbehörden:** Lediglich die Bundesnetzagentur ist seiner prinzipiellen Veröffentlichungspflicht nach § 31 ARegV nachgekommen. Insbesondere die Datenveröffentlichungspraxis der Landesregulierungsbehörden ist im höchsten Maße unbefriedigend, da sie ihre Veröffentlichungspflichten schlicht nicht erfüllen. Lediglich das Land Baden-Württemberg stellt mit zeitlicher Verzögerung Daten zur Verfügung. Leider fehlt in § 31 ARegV bislang eine Formvorschrift für eine Zeitangabe für die Veröffentlichung. Durch die Missachtung der gesetzlichen Regelung sind für das Jahr 2019 nur 21 % der beschiedenen und 18 % der angepassten Erlösobergrenzen der Stromnetzbetreiber in Deutschland veröffentlicht. 22% der angewendeten Effizienzwerte (2019) wurden veröffentlicht.
- **Unzureichende Datenveröffentlichung:** Auch die BNetzA, die prinzipiell ihren Veröffentlichungspflichten nachkommt, hat erst ca. 40 % der Beschlüsse für die 3. Regulierungsperiode veröffentlicht.

- **Exzessive Schwärzungen:** Die BNetzA hat alle ihre Beschlüsse und die zusammenfassende Datentabelle nur in geschwärzter Form veröffentlicht. In der Excel-Tabelle sind 80 % der Zellen geschwärzt, darunter u.a. auch Informationen, die nach § 27 StromNEV von Netzbetreibern veröffentlicht werden. Die Auswertung der Zusammensetzung der individuellen Erlösobergrenzen auf Basis der BNetzA-Daten ist deshalb nur für 1 % der Stromnetzbetreiber in Deutschland möglich. Damit ist eine Bewertung der Angemessenheit der Höhe der Erlösobergrenzen ausgeschlossen.
- **Unzureichendes Netzentgelt-Monitoring:** Der Monitoringbericht der BNetzA bietet zwar hohe Transparenz in Bezug auf die Höhe der Netzentgelte pro kWh, regionale Unterschiede und die Bestandteile der Systemdienstleistungen. Es fehlt aber eine Aufschlüsselung der Kostenpositionen der Netzbetreiber und eine Analyse der Netzentgeltzahlungen. Durch die detaillierte Veröffentlichung eines Teils der Daten, insbesondere bei den Systemdienstleistungen, fällt zunächst gar nicht auf, dass 86 % der Netzentgeltzahlungen auf Basis des Monitoringberichts nicht aufgeschlüsselt werden können.
- **Mangel an zentraler Datensammlung:** Es fehlt eine zentrale Datensammlung, denn selbst wenn die 12 Regulierungsbehörden ihren Veröffentlichungspflichten nachkämen, wäre es selbst für Experten kaum möglich, selbstständig eine Aufbereitung der dezentral verteilten Rohdaten zu leisten.
- **Mangelnde Datenaufbereitung:** Die Defizite an den von der BNetzA veröffentlichten Daten bestehen nicht nur in den weitgehenden Schwärzungen von Daten, sondern insgesamt in der mangelnden Datenaufbereitung. Es erfolgt weder die Bildung von Summen oder Kostenanteilen noch eine (graphische) Auswertung.

7.1.4 Gründe für die Transparenzdefizite: Mängel der Netzentgeltssystematik

Die in der Analyse identifizierten Transparenzdefizite erklären sich z.T. durch grundsätzliche Mängel der gesetzlich festgelegten Netzentgeltssystematik:

- **Mangelnde Netzentgeltlogik:** Die Netzentgelte enthalten durch die inkrementellen Änderungen seit Beginn der aktuellen Regulierungssystematik einen schwer durchschaubaren Mix an Kostenpositionen. Die Aspekte Kapazitätsmechanismen, Systemdienstleistungen und Investitionskomponenten sind gebündelt und werden nach der Kostenträgerrechnung „verursachergemäß“ umgelegt. Die Systemdienstleistungskomponente „abschaltbare Lasten“ (AblAV-Umlage), die Offshore-Anbindungen (Offshore-Netzumlage) und die teilweise Befreiung von den Netzentgelten (§ 19-Umlage) werden nach KWKG-Umlagelogiken verteilt.
- **Kostenwälzungsmethode nicht mehr zeitgemäß:** Die Kostenwälzungsmethode (top-down) entlang der Spannungsebenen und die Nutzung der Jahresbenutzungsstunden als Indikator für den Beitrag zur Netzdimensionierung entsprechen nicht mehr der technischen Realität des Netzausbaus. Die Berechnungsgrundlage der Gleichzeitigkeitsfunktion, an Hand derer der Beitrag der Nutzer zur Jahreshöchstlast gemessen wird, sind nicht nachvollziehbar und die historischen Daten möglicherweise nicht mehr adäquat.
- **Mechanismus der Ableitung von Netzentgelten aus den Erlösobergrenzen nicht nachvollziehbar:** Während die Erlösobergrenzen in der ARegV definiert sind, bestimmt die StromNEV vage Leitplanken, wie die Kostenrechnung zu Netzentgelten auf verschiedenen Netzebenen führt, und sehr spezifische Funktionen für die Aufteilung auf Leistungs- bzw. Grundpreise und Arbeitspreise für einzelne Kundengruppen. Die absolute Höhe dieser Entgelte wird jedoch nicht reguliert. Zudem sind die Grund-

und Arbeitspreise aufgrund des Unbundlings für Verbraucher < 100 MWh reine B2B-Tarife, die für die privaten Haushalte nur indirekt relevant sind.

- **Rechnungslegungsvorgaben nach EnWG unzureichend:** Auf den Stromrechnungen der privaten Verbraucher werden zwar Netzkosten ausgewiesen, diese sind jedoch schwer mit den Berechnungsgrundlagen für Netzentgelte (Kostenträgerrechnung) in Bezug zu setzen. Zwar rechnen die Netzbetreiber gegenüber den Stromversorgern mit Grund- und Arbeitspreisen ab, diese finden sich jedoch nicht in gleicher Form auf den Rechnungen der Kunden.

7.2 Anforderungen an eine transparenzschaffende Neuregelung

Zur Beseitigung der vorstehend in den Abschnitten 7.1.2 und 7.1.2 dargestellten Defizite der aktuellen Veröffentlichungsvorgaben sowie der Veröffentlichungspraxis sind nach Auffassung der Autoren die folgenden Änderungen der geltenden Regelungen zur Transparenz der Netzentgelte erforderlich. Zu unterscheiden ist hier zwischen den zu veröffentlichenden Daten und Informationen (siehe 7.2.1) und der Form der Veröffentlichung (siehe 7.2.2).

7.2.1 Bereitzustellende und zu veröffentlichende Inhalte

Veröffentlichung der Entscheidungen der Regulierungsbehörden: Zunächst sollten alle geltenden Beschlüsse, Verträge und Vergleiche zu Stromnetzentgelten ungeschwärzt auf den Webseiten der Regulierungsbehörden verfügbar sein. Daten- und Betriebsgeheimnisschutz sollte nur in Bezug auf Daten gewährt werden, bei denen das Interesse des Netzbetreibers das Interesse der Allgemeinheit an einer Veröffentlichung der Informationen zum Zweck der Transparenz überwiegt.

Eine Veröffentlichung der komplexen Beschlussdokumente reicht in Anbetracht der hohen Anzahl von Beschlüssen (903 Stromnetzbetreiber (Stand: März 2020), jährlich ein Beschluss) jedoch nicht für die Schaffung von ausreichender Transparenz aus. An die allgemeine Forderung nach Veröffentlichung der Stromnetzdaten und -kosten schließt sich daher auch die Forderung an, Informationen in **aufgearbeiteter Form** zur Verfügung zu stellen, um sie überhaupt erst für Experten und private Verbraucher nutzbar zu machen.

Aus der Liste der veröffentlichten Kerndaten sollte abzuleiten sein, ob die Höhe der Netzentgelte dem Regulierungsziel der Kosteneffizienz entspricht, ob die Verteilung der Kosten auf die verschiedenen Nutzergruppen angemessen ist und ob das Stromnetz die Anforderungen, die sich aus der Energiewende ergeben, erfüllt.

Die Autoren schlagen vor einen Katalog von Daten für einzelne Stromnetzbetreiber zu entwickeln, der alle Stromnetzbetreiber unabhängig von ihrer Regulierungsbehörde aufführt, und einen Datenkatalog als Zusammenfassung für alle Netzbetreiber.

Der Datenkatalog für einzelne Stromnetzbetreiber sollte mindestens die folgenden Parameter beinhalten (Textbox 2).

Textbox 2: Datenkatalog für einzelne Stromnetzbetreiber

- 1) Angepasste kalenderjährliche EOG,
- 2) Ex-post Erlöse aus Netzentgelt-Einnahmen und Ex-post Gesamterlöse,
- 3) Kosten für Systemdienstleistung und ihre Aufteilung in einzelne Systemdienstleistungspositionen (nach Logik des Monitoringberichts),*
- 4) Kosten für vermiedene Netzentgelte, *
- 5) Kosten für vorgelagerte Netzebenen,
- 6) Investitionskosten, *
- 7) Investitionskosten pro Spannungsebene, *
- 8) Ermittelte Kosten pro Spannungsebene nach Kostenstellenrechnung,
- 9) Jahreshöchstlast pro Spannungsebene,⁴⁰
- 10) Zahlungsausfälle aus Netzentgeltbefreiungen nach § 19 StromNEV, *
- 11) Ermittelte Kennzahlen zur Versorgungsqualität (SAIDI bzw. ASIDI),
- 12) Effizienzwerte und Supereffizienzwerte,
- 13) Ex-post Angabe der beeinflussbaren Kosten,⁴¹
- 14) Vergleich zwischen beeinflussbaren Kosten und gewährter EOG im Basisjahr,⁴²
- 15) Kosten für Forschung und Entwicklung,
- 16) Investitionskosten pro charakteristisches Element (z.B. standardisierte Transformatorstation, typische Ladestation),
- 17) Realisierter Eigenkapitalzins (ex-post) für Investitionstätigkeit,⁴³
- 18) Jährlich aktualisierte Angabe des „kalkulatorischen Restwertes des Anlagevermögens“

* Summe aus Ausgaben des jeweiligen Netzbetreibers und der vorgelagerten Netze.

⁴⁰ Zusammen mit den Kosten pro Spannungsebene erlaubt die Jahreshöchstlast pro Spannungsebene die Berechnung der „Briefmarke“.

⁴¹ Die beeinflussbaren Kosten beinhalten z.B. die Kosten für Wartung und Instandhaltung von Anlagen. Eine Kostennachverfolgung ermöglicht die Analyse, wie sich dieser Bestandteil entwickelt und ob Ineffizienzen abgebaut werden.

⁴² Als Beispiel: Die beeinflussbaren Kosten der EOG für das Jahr 2016 werden mit den tatsächlichen Kosten, die der Netzbetreiber laut Kostenanalyse hatte, verglichen, daraus ergibt sich die Kontrolle, welche Marge der Netzbetreiber aus Kostensenkungen erwirtschaften konnte.

⁴³ Den Netzbetreibern wird in der 3. Regulierungsperiode auf ihre Investitionstätigkeit ein Eigenkapitalzins von 6,91 % für Neuinvestitionen und 5,12 % für Altanlagen gewährt. Ziel wäre es den tatsächlich erwirtschafteten Eigenkapitalzins mit dem gewährten zu vergleichen.

Der Datenkatalog der Zusammenfassung aller Netzbetreiber sollte mindestens die folgenden Parameter beinhalten (Textbox 3).

Textbox 3: Datenkatalog für die Zusammenfassung aller Netzbetreiber

- a. Summe gezahlter Netzentgelte (ex-post) für das gesamte Bundesgebiet,
- b. Zahlungsausfälle aus Netzentgeltbefreiungen nach § 19 StromNEV.
- c. Systemdienstleistungskosten und ihre Aufteilung in einzelne Systemdienstleistungspositionen (nach Logik des Monitoringberichts),*
- d. Vermiedene Netzentgelte, *
- e. Investitionskosten, *
- f. Investitionskosten pro Spannungsebene, *

*Summe aller Stromnetzbetreiber und Anteil an der Gesamtsumme

7.2.2 Form der Bereitstellung und Veröffentlichung

Die Bereitstellung der Daten sollte zudem den folgenden Qualitätsmerkmalen genügen, um die Transparenz der Netzentgeltberechnung sicherzustellen:

- Die Veröffentlichung aller für die privaten Verbraucher relevanten Kerndaten (vgl. Vorschlag in Textbox 2 und Textbox 3) und entsprechender Auswertungen muss gebündelt in einem zentralen Dokument erfolgen und die einzelnen Beschlussdatenquellen zusammenführen.
- Die Veröffentlichung muss an zentraler Stelle erfolgen und die Daten der BNetzA und aller Landesregulierungsbehörden einschließen.
- Die Aufbereitung der Kerndaten muss in präziser, transparenter, verständlicher und leicht zugänglicher Form in einer klaren und einfachen Sprache erfolgen. Dies beinhaltet auch die verständliche Erklärung der verwendeten Begriffe und die größtmögliche Verwendung von Begriffen, die auch im Monitoringbericht der BNetzA verwendet werden.
- Die Rohdaten müssen in einem einheitlichen Datenformat veröffentlicht werden, das die Analyse der bereit gestellten Daten ermöglicht. Die Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) sollte in Tabelle I der Anlage um die Angabe „Regulierungsbehörde“ der Netzbetreiber erweitert werden,⁴⁴ um transparenter zu gestalten, welcher Marktakteur welcher Behörde untersteht.

8 Vorschlag: Eine neue gesetzliche Regelung zur Transparenz der Netzentgelte

Widmet man sich auf der Grundlage der in Abschnitt 7 herausgearbeiteten Anforderungen nunmehr der Gestaltung neuer rechtlicher Regelungen zur Schaffung einer Transparenz der Netzentgelte, so sind neben der Rechtsprechung des BGH zu § 31 ARegV (siehe oben 2.2) die Vorgaben des deutschen

⁴⁴ Das Marktstammdatenregister enthält in Tabelle I der Anlage des MaStRV bislang nur Werte über die indirekt auf die Regulierungsbehörde geschlussfolgert werden kann (mehr als 100 000 angeschlossene Kunden und Bundesländer).

Verfassungsrechts (siehe 8.1) sowie die Anforderungen des Europarechts (siehe 8.2) zu berücksichtigen. Innerhalb der auf diese Weise ermittelten Leitplanken gibt es verschiedene gesetzgeberische Wege, um den aktuellen Zustand der Intransparenz zu beenden und den Interessen der privaten Verbraucher gerecht zu werden. Aus Sicht der Autoren sprechen dabei überzeugende Argumente für die Schaffung einer zentralisierten umfassenden Veröffentlichungspflicht der BNetzA sowie der zu ihrer Wirksamkeit erforderlichen flankierenden Bestimmungen (hierzu nachfolgend 8.3.). Hierdurch würden zum einen die Auswirkungen des Beschlusses des BGH aus dem Jahr 2018 (Teil-)Unwirksamkeit des § 31 ARegV; siehe oben 2.2) beendet und zum anderen ein gegenüber dem bisherigen § 31 ARegV deutlich erhöhtes Maß an Transparenz geschaffen.

8.1 Vorgaben des deutschen Verfassungsrechts zum Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen von Netzbetreibern

Bei einer Änderung der bestehenden Regelungen ist ebenso wie gegebenenfalls bei der Schaffung neuer Regelungen zur Vergrößerung der Transparenz der Netzentgelte aus Sicht privater Verbraucher zu berücksichtigen, dass die Veröffentlichung von bestimmten Daten und Informationen nach Auffassung des BGH (siehe hierzu oben 2.2) Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von Netzbetreibern tangieren können, obwohl es sich dabei um regulierte Monopole handelt. Im Folgenden betrachten wir hierzu den verfassungsrechtlichen Rahmen in Deutschland.

8.1.1 Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse durch Artikel 12 Grundgesetz

Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse unterliegen dem grundrechtlichen Schutz der Berufsfreiheit gem. Art. 12 Abs. 1 Grundgesetz (GG).⁴⁵ Soweit der Staat, etwa im Rahmen der Transparenzpflichten bzgl. der Netzentgelte, die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen verlangt bzw. diese selbst offenlegt, ist der Schutzbereich des Art. 12 Abs. 1 GG berührt.⁴⁶ Beeinflusst die staatliche Maßnahme den Wettbewerb und behindert dies die Netzbetreiber in ihrer beruflichen Tätigkeit, stellt dies grundsätzlich eine Beschränkung ihrer gem. Art. 12 Abs. 1 GG geschützten Berufsfreiheit dar.⁴⁷

Den **Schutzbereich** der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse hat das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) wie folgt präzisiert:

„Als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden alle auf ein Unternehmen bezogene Tatsachen, Umstände und Vorgänge verstanden, die nicht offenkundig, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein berechtigtes Interesse hat. Betriebsgeheimnisse umfassen im Wesentlichen technisches Wissen im weitesten Sinne; Geschäftsgeheimnisse betreffen vornehmlich kaufmännisches Wissen. Zu derartigen Geheimnissen werden etwa Umsätze, Ertragslagen, Geschäftsbücher, Kundenlisten, Bezugsquellen, Konditionen, Marktstrategien, Unterlagen zur Kreditwürdigkeit, Kalkulationsunterlagen, Patentanmeldungen und sonstige Entwicklungs- und Forschungsprojekte gezählt, durch

⁴⁵ BVerfG NVwZ 2006, 1041, Rn. 81 ff.

⁴⁶ BVerfG NVwZ 2006, 1041, Rn. 84.

⁴⁷ Vgl. BVerfG NVwZ 2006, 1041, Rn. 84.

welche die wirtschaftlichen Verhältnisse eines Betriebs maßgeblich bestimmt werden können...⁴⁸

Einer recht verbreiteten Auffassung, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung keinen Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen gem. Art. 12 Abs. 1 GG genießen dürfen⁴⁹, hat das BVerfG in einem Beschluss vom 26.09.2017 eine Absage erteilt:

„Zwar sind die Netzbetreiber natürliche Monopolisten, sie stehen aber jedenfalls in nach- und vorgelagerten Märkten sowie in Bereichen wie Effizienzvergleich und Konzessionsvergaben untereinander und in Bereichen wie Beschaffung oder bei Lieferanten, Kapitalgebern und beim Personal mit anderen im Wettbewerb. Netzbetreiber haben daher an der Nichtverbreitung von Informationen, über die sich Rückschlüsse über die Ausbaustrategie oder die getätigten Investitionen ableiten lassen, ein berechtigtes Interesse... (...) Aus den Entgeltgenehmigungen und den Antragsunterlagen lassen sich jedoch detaillierte Angaben zu Kosten und damit die den Netzbetreibern anfallenden Kostenarten sowie weitere netzwirtschaftliche Parameter entnehmen.“⁵⁰

Dieser Schutz kommt grundsätzlich auch Netzbetreibern zugute, die sich teils oder vollständig in öffentlicher Hand befinden:

„Das (fiskalische) Interesse des Staates am Schutz vertraulicher Informationen seiner (Beteiligungs-)Unternehmen stellt einen verfassungsrechtlichen Staatswohlbelang dar. (...)

Die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen des in öffentlicher Hand befindlichen Unternehmens kann Auswirkungen auf den Wert der gehaltenen Anteile oder auf das Geschäftsergebnis haben, Letzteres mit der Folge, dass sich die Gewinnabschöpfung mindert oder Zuschüsse aus dem öffentlichen Haushalt erforderlich oder umfangreicher werden. Auch wenn privatrechtlich organisierte Unternehmen, die sich ganz oder mehrheitlich in öffentlicher Hand befinden, keinen Grundrechtsschutz genießen, besteht doch zumindest ein auch verfassungsrechtlich anerkennenswertes öffentliches Interesse daran, dass deren Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschützt werden. Andernfalls könnte der Staat nicht über solche Gesellschaften mit dem Ziel wirtschaftlich erfolgreichen Handelns am Markt teilnehmen, was das Grundgesetz aber in den Art. 87e und 87f GG ausdrücklich vorsieht.“⁵¹

8.1.2 Möglichkeit der Rechtfertigung einer Pflicht zur Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsinformationen

Wenngleich somit festgestellt werden kann, dass nach höchstrichterlicher Auffassung auch Betriebs- und Geschäftsinformationen von Netzbetreibern grundsätzlich durch das Grundgesetz als schutzwürdig anzusehen sind, folgt daraus kein grundsätzliches Verbot, die Veröffentlichung derartiger Informationen gesetzlich vorzusehen und anzuordnen. So können Eingriffe in den durch Art. 12 Abs. 1 GG verbürgten Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse auf Grundlage einer gesetzlichen Regelung gem. Art.

⁴⁸ BVerfG NVwZ 2006, 1041, Rn. 87.

⁴⁹ So z.B. VG Köln, DVBl 2016, Rn. 930 ff.

⁵⁰ BVerfG, Beschluss vom 26.09.2017 - 1 BvR 1486/16, 1 BvR 2491/16, 1 BvR 2490/16, 1 BvR 1487/16 NJW 2017, 3507, Rn. 33.

⁵¹ BVerfG NVwZ 2018, 51, Rn. 281 f.

12 Abs. 1 S. 2 GG (sog. **Schrankengesetz**) gerechtfertigt sein. Hierfür bestehen zwei Möglichkeiten: Die Berufsfreiheit kann entweder *durch* (ein formelles) Gesetz oder *auf Grund* eines Gesetzes (also anhand einer auf einer entsprechenden formell-gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage ergangenen Rechtsverordnung) eingeschränkt werden. Dem Gesetzgeber kommt dabei grundsätzlich Wahlfreiheit zu. Soweit er eine Offenlegungspflicht bzgl. Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen per Rechtsverordnung regelt, muss die entsprechende Verordnungsermächtigung, die in einem formellen Gesetz enthalten ist, dies jedoch ausdrücklich vorsehen.⁵²

Bei der Ausgestaltung des Schrankengesetzes hat der Gesetzgeber ferner den Grundsatz der **Verhältnismäßigkeit** zu beachten. Je stärker die Berufsfreiheit beschränkt wird, desto gewichtiger müssen die Gründe für diese Beschränkung sein und desto strengere Maßstäbe legt das BVerfG bei der Prüfung der Verhältnismäßigkeit der gesetzlichen Regelung an.⁵³ Allerdings steht dem Gesetzgeber grundsätzlich die sog. Einschätzungsprärogative dabei zu, wie er das Schutzgut der Berufsfreiheit mit konfligierenden Rechtsgütern in Ausgleich bringt. Gerade im Bereich der Regulierung der Wirtschaftsordnung hat das BVerfG dem Gesetzgeber einen besonders weitgehenden Einschätzungsvorrang zugestanden.⁵⁴ Im Ergebnis beschränkt sich das BVerfG im Wesentlichen auf eine nachträgliche „Vertretbarkeitskontrolle“ der gesetzgeberischen Entscheidung auf Grundlage der diesem zur Verfügung stehenden bzw. absehbaren Tatsachen.⁵⁵ Schließlich ist für die Verhältnismäßigkeit des Schrankengesetzes auch die Unterscheidung des BVerfG hinsichtlich der drei, in ihrer Eingriffsintensität in dieser Reihenfolge zunehmenden „Stufen“ der Berufsausübungsregelungen sowie der subjektiven bzw. objektiven Berufswahlbeschränkungen relevant.⁵⁶ Veröffentlichungspflichten bzgl. Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen werden regelmäßig lediglich die Berufsausübung des Adressaten, nicht aber seine Berufswahlfreiheit, berühren. Für solche Berufsausübungsregelungen genügen grundsätzlich „vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls“,⁵⁷ um eine Beschränkung der Berufsfreiheit gem. Art. 12 Abs. 1 GG zu tragen.

Obleich dem Gesetzgeber folglich innerhalb dieses durch die Verfassungsrechtsprechung entwickelten Rahmens ein weiter Einschätzungsspielraum bei der Ausgestaltung seines Schrankengesetzes zukommt, können die Beschlüsse des BVerfG dies bzgl. darüberhinausgehende Orientierungsmarken bieten. Relevant sind insofern jene Entscheidungen, die Veröffentlichungspflichten hinsichtlich von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen in staatlich regulierten Monopolmärkten auftretenden mehrpoligen Rechtsverhältnissen zum Gegenstand hatten. Denn um genau solche Konstellationen handelt es sich bei der Rechtsbeziehung zwischen Netzbetreibern, Regulierungsbehörden und Verbrauchern. In einer Verfassungsbeschwerde, die die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen im Zuge eines Verwaltungsrechtsstreits über die Genehmigung des Entgelts, das ein marktbeherrschendes Unternehmen für den Zugang Dritter zu seinem Telekommunikationsnetz fordert, zum Gegenstand hatte, führt das BVerfG aus:

„Soweit der Gesetzgeber die Konfliktlösung durch Benennung des Maßstabs und Bereitstellung von Lösungswegen vorzeichnet, ist sein bei der Beurteilung der

⁵² Vgl. dies bzgl. ausführlich die Ausführungen des BGH, siehe oben Abschnitt [...].

⁵³ Schmidt, 2020, Art. 12 GG, Rn. 26.

⁵⁴ Schmidt, 2020, Art. 12 GG, Rn. 26; BVerfG NVwZ 1993, 878.

⁵⁵ Schmidt, 2020, Art. 12 GG, Rn. 26.

⁵⁶ Schmidt, 2020, Art. 12 GG, Rn. 27. Allerdings kommt der „Drei-Stufen-Lehre“ zunehmend nur mehr eine „didaktische Funktion“ zu, *ibid.*, Rn. 28.

⁵⁷ Schmidt, 2020, Art. 12 GG, Rn. 27.

Verhältnismäßigkeit eines Eingriffs anerkannter Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum auf die Beurteilung der Vor- und Nachteile für die jeweils betroffenen Rechtsgüter sowie auf die Güterabwägung mit Blick auf die Folgen für die verschiedenen rechtlich geschützten Interessen zu beziehen.⁵⁸

Hieraus ergibt sich insgesamt ein Gebot für den Gesetzgeber, das von ihm zu schaffende Schrankengesetz auf Grundlage einer umfassenden Abwägung der Vor- und Nachteile, die für die Rechtsgüter aller drei Beteiligten – Netzbetreiber, Regulierungsbehörden und Verbraucher – entstehen, zu entwerfen. Hieran ist auch die Gesetzesbegründung zu messen, die die wesentlichen Erwägungen dieses Abwägungsprozesses erkennen lassen sollte.⁵⁹

Maßgeblich gegeneinander abzuwägen sind hierbei das Geheimhaltungsinteresse der Netzbetreiber mit den Offenlegungsinteressen der anderen Marktteilnehmer, insbesondere der Verbraucher.⁶⁰

Betrachtet man die nach Auffassung der Autoren zu veröffentlichenden Daten (siehe 7.2.1), so besteht zur Überzeugung der Autoren nur ein sehr begrenztes schutzwürdiges Interesse der Netzbetreiber an einer Geheimhaltung, das dementsprechend gegenüber dem Interesse der Allgemeinheit an einer Transparenz der Netzentgelte zurückstehen muss. Dies ergibt sich zum einen daraus, dass in Bezug auf eine Vielzahl der nach dem Vorschlag der Autoren zukünftig zentral durch die BNetzA zu veröffentlichenden Daten bereits anderweitige Veröffentlichungspflichten bestehen und diese Daten insoweit gar nicht mehr als „Geheimnisse“ angesehen werden können. Zum anderen ist das Interesse der Netzbetreiber an einer Geheimhaltung der Informationen auch deshalb als gering zu bewerten, weil es sich um Unternehmen handelt, die in ihrer Eigenschaft als regulierte Monopolisten nur sehr begrenzt überhaupt einem Wettbewerb ausgesetzt sind. Soweit der BGH in Bezug auf § 31 ARegV festgestellt hat, dass aus bestimmten Informationen Rückschlüsse auf Investitionen, Ausbaustrategien oder bestimmte Kostenpositionen des Netzbetreibers gezogen werden können, ändert dies nichts daran, dass auch insoweit die Schutzwürdigkeit des Netzbetreibers in Bezug auf solche Daten als gering anzusehen ist. Denn es handelt sich hierbei nicht um hochsensible oder personenbezogene Daten, deren Offenlegung für den Netzbetreiber oder bei ihm tätige Personen erhebliche Nachteile zufügen könnte. Allenfalls würden daraus gewisses Fehlverhalten im Hinblick auf die durch die Regulierung verfolgten Ziele oder Ineffizienzen erkennbar. Deren Transparenz ist jedoch gerade das Ziel der Regelung und eine Geheimhaltung solchen Fehlverhaltens oder solcher Ineffizienzen gerade kein schutzwürdiges Interesse des Netzbetreibers.

Auf der anderen Seite der Waagschale ist das Interesse der anderen Marktteilnehmer, vor allem der Netznutzer, also auch der privaten Verbraucher, an einer Transparenz in Bezug auf die Berechnung der Netzentgelte als ungleich höher einzustufen. Denn schließlich haben Netznutzer keine Möglichkeit, das Netz zu wechseln und können sich dementsprechend der Zahlung der Netzentgelte auch nicht entziehen. Hieraus ist ein Anrecht abzuleiten, die Zusammensetzung und Höhe der Netzentgelte im Detail nachvollziehen zu können.

⁵⁸ BVerfG NVwZ 2006, 1041, Rn. 94. Der Entscheidung des BVerfG lag eine Konstellation zugrunde, in der keine solchen gesetzgeberischen Leitlinien bestanden. Die in der Folge seitens des Gerichts entwickelten Maßstäbe für die damaligen Rechtsanwender sind insoweit mit Blick auf den Spielraum des Gesetzgebers nicht relevant.

⁵⁹ Siehe den Formulierungsvorschlag für eine gesetzliche Neuregelung nebst Gesetzesbegründung im Annex.

⁶⁰ Vgl. BVerfG NVwZ 2006, 1041, u.a. Rn. 126, das maßgeblich das Geheimhaltungsinteresse des marktbeherrschenden Unternehmens mit dem Offenlegungsinteresse der Wettbewerber miteinander in Beziehung setzt.

Somit liegt es zur Überzeugung der Autoren im Ermessen des Gesetzgebers, eine Abwägungsentscheidung zu treffen, in der das Interesse der Allgemeinheit an einer Veröffentlichung der Informationen höher gewichtet wird als das Interesse der Netzbetreiber an einer Geheimhaltung.

8.2 Anforderungen des Europarechts an Transparenz bei Stromnetzentgelten

Bei der Gestaltung des deutschen Rechts wirken sich zudem immer stärker europarechtliche Vorgaben aus. So kann verschiedenen unionsrechtlichen Vorschriften, die im Zuge des sog. Winterpakets („Saubere Energie für alle Europäer“) verabschiedet wurden, entnommen werden, dass auch auf Ebene der Europäischen Union (EU) die Transparenz bei den Stromnetzentgelten künftig stärker im regulatorischen Fokus stehen wird.

So hält bereits Art. 1 Abs. 2 EltRL fest, dass die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EltRL) mitunter den Zweck verfolgt, für die Verbraucher erschwingliche und transparente Energiepreise und -kosten sicherzustellen.⁶¹

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltVO) enthält darüber hinaus verschiedene Vorschriften, die explizite Transparenzerfordernisse normieren. Gem. Art. 12 Abs. 1 EltVO muss der Dispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die Laststeuerung transparent erfolgen. Gem. Art. 12 Abs. 3 EltVO müssen die Vorschriften über Redispatch und das Engpassmanagement für alle Marktteilnehmer transparent gestaltet sein. Art. 16 EltVO sieht diverse Transparenzerfordernisse mit Blick auf Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement vor.

Eine zentrale Vorschrift mit Blick auf die Stromnetzentgelte findet sich in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO:

*„Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, **müssen kostenorientiert und transparent sein**, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.“*

Ferner stellt Art. 18 Abs. 2 EltVO diverse Anforderungen an die bzgl. der Stromnetzentgelte zur Anwendung kommenden Berechnungsmethode:

„Die Tarifmethoden spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und setzen sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, um die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern, effiziente Investitionen zu unterstützen, die damit verbundenen Forschungstätigkeiten zu unterstützen, und Innovationen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdienste und Verbindungsleitungen zu erleichtern.“

⁶¹ Vgl. auch Pause, 2019, 387.

Weiter gilt gem. Art. 18 Abs. 7 S. 3 EltVO für Übertragungs- bzw. Verteilungstarife:

*„In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der **Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen** oder der entsprechenden Methoden zeitlich **abgestufte Netztarife** in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die **Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.**“*

Die gesteigerte regulatorische Aufmerksamkeit für Transparenz bei den Stromnetzentgelten auf europäischer Ebene kommt auch in Art. 18 Abs. 9 lit. f) EltVO zum Ausdruck, wonach der von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) alle zwei Jahre vorzulegende Bericht über bewährte Verfahren in Bezug auf Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden auch Methoden zur Wahrung der Transparenz bei der Festsetzung und Struktur der Tarife miteinschließt.⁶² Dies korreliert mit der in Art. 59 Abs. 1 lit. a) EltRL normierten Aufgabe der nationalen Regulierungsbehörden, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife bzw. entsprechenden Methoden festzulegen bzw. zu genehmigen.

Zusammenfassend lässt sich insoweit festhalten, dass auch das einschlägige Recht der EU ein Transparenzgebot im Hinblick auf die Stromnetzentgelte enthält. Ob das derzeitige deutsche Recht diesem Transparenzgebot entspricht, muss angesichts des Befundes in diesem Gutachten (siehe hierzu Abschnitt 7) durchaus bezweifelt werden. Allerdings ist dabei zu konstatieren, dass auf EU-Ebene Detailregelungen dazu, auf welche Weise und in welcher Tiefe eine Transparenz hergestellt werden muss, fehlen. Eine spezifischere Befassung des Europarechts mit der Frage, welcher Umfang an Transparenz in den Mitgliedstaaten hergestellt werden muss, wäre vor diesem Hintergrund wünschenswert. Im Hinblick auf die Neugestaltung der Regelungen zur Schaffung von Transparenz bedarf es somit bis auf Weiteres – mangels konkreter europäischer Vorgaben – einer Orientierung an den deutschen verfassungsrechtlichen Vorgaben.

8.3 Möglichkeiten des Gesetzgebers zu einem Mehr an Transparenz aus Verbrauchersicht

Auf der Grundlage der Analyse des bestehenden Rechtsrahmens und der dazugehörigen Rechtsprechung, des aktuellen Transparenzdefizites und der höherrangigen rechtlichen Rahmenbedingungen stellen wir im folgenden verschiedene Möglichkeiten des Gesetzgebers dar, die Transparenz der Berechnung der Netzentgelte für die Verbraucher zu erhöhen.

8.3.1 Verfassungskonforme Rechtsgrundlage für § 31 ARegV

Zunächst könnte allein durch eine **Ergänzung der Verordnungsermächtigung zur ARegV in § 21 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG** die intendierte Rechtslage vor den Beschlüssen des BGH am 11.12.2018 hergestellt werden. Der Gesetzgeber müsste hierzu eine qualifizierte Verordnungsermächtigung schaffen, wonach der Ordnungsgeber dazu ermächtigt wird, in der Anreizregulierung auch die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen zu regeln. Die Reichweite des § 71 EnWG i.V.m. § 30 VwVfG müsste insoweit

⁶² Siehe insoweit den ersten ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe (2019): Kapitel 5 ist der Transparenz bei der Netzentgeltbestimmung gewidmet.

eingeschränkt werden. Die Begründung dieser Änderung der Ermächtigungsgrundlage müsste dabei erkennen lassen, dass der Gesetzgeber die durch den BGH postulierte Schutzbedürftigkeit der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber erkannt hat und eine sorgfältige Abwägung des Geheimhaltungsinteresses der Netzbetreiber mit den Offenlegungsinteressen der anderen Marktteilnehmer, insbesondere der Verbraucher, erfolgt ist.

8.3.2 Kern-Neuregelung im EnWG mit Verweis auf untergesetzliche Verordnungen

Darüber hinaus bestünde auch die Möglichkeit einer **gesetzlichen Neuregelung im EnWG**, die auf die verschiedenen Offenlegungspflichten in den untergesetzlichen Verordnungen⁶³ verweist.⁶⁴

Gleichzeitig sollte eine qualifizierte Ermächtigungsgrundlage für die ARegV geschaffen werden (siehe hierzu 8.3.1).

Ein solches Vorgehen ließe die aktuelle Gesetzessystematik in Takt und würde zugleich die höchstrichterlich aufgeworfene Thematik der fehlenden qualifizierten Verordnungsermächtigung berücksichtigen.

8.3.3 Vollständige Neuregelung der Veröffentlichungspflichten der Regulierungsbehörden im EnWG

Zum dritten könnten die **Transparenzerfordernisse direkt im EnWG selbst**, und damit auf einer höheren normativen Ebene, neu geregelt werden.

Die neue Regelung könnte entweder parallel neben § 31 ARegV eingeführt werden, wobei in diesem Fall die Ergänzung der Rechtsgrundlage der ARegV in § 21 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG erforderlich bliebe. Alternativ könnte die Neuregelung auch § 31 ARegV ersetzen. In beiden Fällen würde der Regelungsgehalt von Verordnungs- auf Gesetzesebene „gehoben“, wodurch die bisher im Hinblick auf § 31 ARegV bestehende **Problematik einer fehlenden qualifizierten Verordnungsermächtigung** entfielen. Hierdurch wäre der höchstrichterlichen Rechtsprechung gleichermaßen Rechnung getragen. Zudem würde ein solches Vorgehen dem aus Sicht der privaten Verbraucher gewichtigen Interesse der Transparenz bei den Stromnetzentgelten in Gestalt einer eigenständigen formell-gesetzlichen Regelung gebührend Rechnung tragen.

8.3.4 Bewertung der Optionen und Empfehlung der Autoren

Eine bloße „Reparatur“ der Ermächtigungsgrundlage zu § 31 ARegV brächte zwar den Vorteil mit sich, dass die aktuelle, aus Verordnungsermächtigung und § 31 ARegV bestehende, Regelungssystematik vollständig erhalten bliebe und nur geringfügige gesetzgeberische Änderungen erforderlich wären.

Eine Kern-Regelung im EnWG, die auf die untergesetzlichen Verordnungen verweist, würde ebenfalls in nicht übermäßiger Art und Weise in die bestehende Regelungssystematik eingreifen.

Aus Sicht der Autoren sprechen jedoch erhebliche Argumente für eine umfassende Neuregelung der Veröffentlichungspflichten im EnWG. Allein diese Lösung wird zum einen der Bedeutung der Transparenz aus Sicht der Verbraucher gerecht und bietet zum anderen die Chance, auf einer sachgerechten Ebene

⁶³ Siehe hierzu Abschnitt 2.

⁶⁴ Vgl. bereits den Entwurf des § 34 EnWG von Raue LLP/Agora Energiewende (2015).

zielorientiert zu regeln, welche Informationen und Daten zu veröffentlichen sind, durch die ein echtes Mehr an Transparenz aus Verbrauchersicht geschaffen wird.

Wir schlagen insoweit vor, eine Neuregelung in das EnWG aufzunehmen, die die BNetzA verpflichtet, die in Abschnitt 7.2 ermittelten Daten in einer allgemeinverständlichen Übersicht auf ihrer Webseite zu veröffentlichen. Unser Formulierungsvorschlag zu der Neuregelung ist im Anhang zu diesem Bericht nebst Gesetzesbegründung aufgeführt.

Wir empfehlen dabei, die neue Regelung in Teil 9a des EnWG, „Transparenz“ zu verorten. Alternativ käme eine Verortung in der Nähe von § 74 („Veröffentlichung von Verfahrenseinleitungen und Entscheidungen“), z.B. als § 74a in Betracht. Dies erscheint auf den ersten Blick nicht fernliegend, weil die Regelung ebenfalls Veröffentlichungspflichten der BNetzA vorsieht. Die Verortung dort würde jedoch die Systematik des EnWG außer Acht lassen. Denn die Regelung in § 74 befindet sich im Teil 8, „Verfahren und Rechtsschutz bei überlangen Gerichtsverfahren“, dort im Abschnitt 1 „Behördliches Verfahren“. Eine Verortung der neuen Regelung an dieser Stelle würde zu unserer Überzeugung die Bedeutung der neuen Regelung als grundsätzliche Kernbestimmung zur Schaffung einer erhöhten Transparenz der Netzentgelte nicht gerecht. Zudem würde sie sachfremd erscheinen, da jedenfalls Absatz 1 Nummer 1 der Neuregelung eine Veröffentlichung der Daten und Informationen in jedem Fall vorsieht und nicht ausschließlich dann, wenn behördliche Entscheidungen getroffen werden.

Wir empfehlen daher, § 111g (derzeit noch nicht vergeben) als Ort für die Neuregelung vorzuschlagen.⁶⁵ Zur besseren Übersichtlichkeit empfehlen wir dabei, die zu veröffentlichenden Daten in eine Anlage zum EnWG auszugliedern.

Neben der Neuregelung sind schließlich verschiedene flankierende Änderungen in § 71 EnWG und § 74 EnWG zu empfehlen, die die erforderlichen Einschränkungen des Schutzes der Betriebs- und Geschäftsinformationen der Netzbetreiber adressieren. Die Änderungen in § 71 EnWG würden wir dabei darauf beschränken, im Wege einer gesetzlichen Fiktion („gilt als“) klarzustellen, dass die Schwärzung von Daten und Informationen, die gemäß der gesetzlichen Neuregelung in § 34 veröffentlicht werden müssen, unzulässig ist. In § 74 EnWG schlagen wir vor, in Anlehnung an die Vorschläge von Raue LLP/Agora Energiewende (2015) den Anwendungsbereich der Pflicht zur Veröffentlichung explizit auch auf die seitens der Regulierungsbehörden praktizierten Vergleiche zu erweitern und zudem – insoweit bei Raue LLP/Agora Energiewende (2015) nicht enthalten – zusätzlich eine Frist aufzunehmen, innerhalb derer die Veröffentlichung zu erfolgen hat.

9 Ausblick: Entwicklung eines neuen Bewertungsrahmens für Netzbetreiber

Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass der vorgeschlagene Reformansatz zwar eine Verbesserung zu der bislang unzureichenden Veröffentlichungspraxis ist und daher ein wichtiger aber nur ein erster Schritt sein kann.

Ein Blick ins Ausland verdeutlicht, dass hier in vielen Ländern, insbesondere in Großbritannien, schon deutlich höhere bzw. bessere Standards für die Transparenz sowie die Relevanz der Regulierungslogik existieren (vgl. RAP & Raue, 2018). Für die Schaffung von umfassender Transparenz muss auch für

⁶⁵ Raue LLP/Agora Energiewende (2015) sah seinerzeit vor, den unbesetzten § 34 zu nutzen, wobei dort die Transparenz der gesamten Netzregulierung Gegenstand des Vorhabens war. Teil 9a gab es jedoch damals noch nicht.

Deutschland ein aussagekräftiges Bewertungsraster für Netzbetreiber entwickelt werden. Das BMWi oder die BNetzA sollte hierzu einen Indikatorensatz entwickeln, der ein holistisches Bild der Leistungen der Netzbetreiber zeichnet. Hierzu muss die BNetzA über die Darstellung von Elementen der ARegV hinausgehen und energiewirtschaftlich sinnvolle Indikatoren entwickeln und veröffentlichen. Die Indikatoren hätten vor allem den Sinn, die Öffentlichkeit zu informieren, ob ein Netzbetreiber den Erwartungen der Öffentlichkeit genügt. Neben Indikatoren, die in die Ermittlung der EOG einfließen, können auch rein informatorische Bewertungskriterien entwickelt werden, die unabhängig von der Anreizregulierung erhoben werden.

Ein sinnvoller Bewertungsrahmen könnte folgende Indikatorengruppen beinhalten:

- Kosteneffizienz des Netzbetreibers,
- Qualität der Leistungen des Netzbetreibers,
- Beitrag des Netzbetreibers zum Umweltschutz und zur Akzeptanz,
- Zukunftsfähigkeit des Netzbetreibers.

Kosteneffizienz

Die BNetzA führt bereits einen Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern durch. Zentrale Indikatoren des Vergleichs sind der „angewendete Effizienzwert“ und der „Supereffizienzwert“. Diese Betrachtung sollte aufrechterhalten werden, die Ergebnisse des Vergleichs müssen aber aussagekräftig kommuniziert und veranschaulicht werden.

Qualität der Leistungen

Bislang ist das einzige Qualitätselement (Q-Element), das Anwendung bei der Bewertung der deutschen Netzbetreiber findet, der Indikator SAIDI_{ARegV}, der Versorgungsunterbrechungen misst. Darüber hinaus wäre es möglich, Parameter wie Kundenservice, Zuverlässigkeit und Geschwindigkeit bei der Beseitigung von Fehlern und Schwachstellen einzubeziehen. Ein gutes Monitoring ist in der Lage auch qualitative Indikatoren zu operationalisieren und zu bewerten. Das britische Amt für Gas- und Strommärkte (Ofgem) hat bspw. einen Kunden-Zufriedenheitswert gebildet, fällt ein Netzbetreiber unter einen Mindestwert werden Strafzahlungen fällig. In den Zufriedenheitswert fließen Elemente ein wie etwa die Geschwindigkeit, in der der Netzbetreiber auf Beschwerden reagiert (gemessen in Tagen) oder wie häufig Energie Ombudsleute gegen Netzbetreiber entscheiden (Ofgem, 2017).

Beitrag zum Umweltschutz und zur Akzeptanz

Bislang beinhaltet die Regulierung in Deutschland keine expliziten Umweltkriterien. In anderen europäischen Ländern sind dazu bereits Kriterien und Ziele entworfen worden. Allen voran Großbritannien verfügt über eine Prüfung der Nachhaltigkeit der Netzbetreiber, die folgende Kriterien umfasst u.a.: den Treibhausgas-Fußabdruck der Unternehmen („business carbon footprint“), Netzverluste und Reduktionsmaßnahmen, Schwefelhexafluorid (SF₆)-Emissionen, Leckagen aus Flüssigkeitskabeln, Lärmverschmutzung.⁶⁶ Es wäre nach Auffassung der Autoren sinnvoll, diese Indikatoren in den deutschen Bewertungsrahmen zu übernehmen und zu erweitern:

⁶⁶ Der Lärm von Transformatoren in Umspannwerken kann zu unerwünschter Lärmbelastung in Wohngebieten führen. Im Rahmen der Berichtspflichten nach der Anreizregulierung (Revenue, Incentives, Innovation and Outputs-RIIO) müssen Netzbetreiber die Gesamtzahl der eingegangenen Lärmbeschwerden melden, kommentieren und darlegen was sie zur Reduzierung der Lärmbelastung getan haben (OFGEM, 2017).

- Treibhausgas-Fußabdruck der Unternehmen,
- Netzverluste und Reduktionsmaßnahmen,
- SF6-Emissionen,
- Leckagen aus Flüssigkeitskabeln,
- Akzeptanzmaßnahmen des Netzbetreibers, z.B. Investitionsbeteiligungen von Anwohnern bei Netzausbau etc.
- Lärmschutz.

Zukunftsfähigkeit des Stromnetzes

Das deutsche und europäische Stromnetz muss so aufgestellt sein, dass es zeitnah ein Paris-kompatibles Energiesystem tragen kann. Solch ein Energiesystem zeichnet sich u.a. durch eine 100%ige Dekarbonisierung der Stromerzeugungsquellen aus. Zur Zukunftsfähigkeit des Stromnetzes gehört einerseits der Netzausbau und der Anschluss neuer dezentraler Erzeuger und Verbraucher. Andererseits muss das Stromnetz aber auch die zunehmende Komplexität und Volatilität des Energiesystems widerspiegeln. Hierzu gehören Sektorenkopplungstechnologien, die Netze be- und entlasten, wie Fahrzeugladestationen, Wärmepumpen, Elektrolyseure, Stromspeicher und flexible Lasten.

Der Evaluierungsbericht zu § 33 ARegV (BNetzA, 2015b) weist daraufhin, dass der Ausbau intelligenter Netze bislang unzureichend abgebildet wird. Dies liegt laut Bericht auch daran, dass die „Intelligenz“ nur schwer zu greifen ist, weil sie sowohl „innovative“ Technologien als auch klassischen Netzausbau beinhaltet.

Die Szenarien der ÜNB im Netzentwicklungsplan müssen sich bisher nach § 12a EnWG lediglich „im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ bewegen. Bislang besteht keine Kompatibilität des Netzentwicklungsplans (NEP) mit den Zielen des Abkommens von Paris oder mit den Zielen der EU-Kommission (Öko-Institut, 2018).

Mögliche Leitfragen für die Zukunftsfähigkeit des Stromnetzes könnten daher sein:

- Ist das Investitionsverhalten des Stromnetzbetreibers kompatibel mit den Klimaschutzenszenarien?
- Welche Charakteristika hat das betriebene Netz? Z.B. Anzahl angeschlossener flexibler Lasten, angeschlossener Sektorenkopplungspunkte/-kapazität (z.B. Ladestationen für Fahrzeuge, Elektrolyseure, Wärmepumpen) und angeschlossene Speicherkapazität.
- Welche Maßnahmen ergreifen Netzbetreiber das Netz flexibler und resilienter zu machen?
- Wie hoch sind die Investitionen des Netzbetreibers in Forschung & Entwicklung?

10 Literatur

50Hertz (2019). Vorläufiges Preisblatt 2020. Abgerufen von:

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiooaTVpOHoAhWJzaQKHcNYCkQQFjAAegQIARAB&url=https%3A%2F%2Fwww.50hertz.com%2FPortals%2F1%2FDokumente%2FVertragspartner%2FNetzkunden%2FNetzzugang%2F190920_vorl.%2520PB%25202020.pdf&usg=AOvVaw0SE7fK4ugYcOa8agdubCe7

ACER (2019). Practice report on transmission tariff methodologies in Europe. Abgerufen von:

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

Agora (2017). Neue Preismodelle für Energie. Abgerufen von: [https://www.agora-](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf)

[energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf)

Avacon (2014). Die Netzentgeltsystematik nach StromNEV aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers.

Abgerufen von: https://www.efzn.de/uploads/media/02_Thomas_Murche.pdf

BMWi (2018). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr

2016. Abgerufen von: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26

BMWi (2019). Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung. Abgerufen

von: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/endbericht-endbericht-qkommission.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA (2015a). Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität. Abgerufen von:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BNetzA (2015b). Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Abgerufen von:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BNetzA (2017). Monitoringbericht 2017. Abgerufen von:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA (2019). Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber (Stand 23.09.2019). Abgerufen von:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html

BNetzA (2020). Monitoringbericht 2019.

BNetzA (o.D.): Marktstammdatenregister – öffentliche Marktakteursübersicht. Abgerufen von:

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>

BVerfG (1992). Beschluss des Ersten Senats vom 17. November 1992 („Nachtbackverbot“), AZ: 1 BvR

168, 1509/89 und 638, 639/90, NVwZ 1993, 878

- BVerfG (2006). Beschluss des Ersten Senats vom 14. März 2006, AZ: 1 BvE 2087/03, Rn. 1 – 166.
Abgerufen von:
https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2006/03/rs20060314_1bvr208703.html
- BVerfG (2017). Urteil des Zweiten Senats vom 7. November 2017, AZ: 2 BvE 2/11, Rn. 1 – 372. Abgerufen von: https://www.bundesverfassungsgericht.de/e/es20171107_2bve000211.html
- E.DIS Netz GmbH (2019). Preisblätter Netzentgelte Strom der E.DIS Netz GmbH. Abgerufen von:
https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter_Netzentgelte_Strom_20200101.pdf, https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/27_2_StromNEV.pdf
- infraCOMP (2015). Transparenzdefizite der Netzregulierung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Löschel et al. (2016). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.
Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015.
- MaStR./BNetzA (o.D.). Auswertung öffentliche Marktakteursübersicht. Abgerufen von:
<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>
- OFGEM (2017). RIIO-ED1 Annual Report 2015-2016. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/111716>
- Öko-Institut (2018). Kommentierung des Szenariorahmens NEP 2019-2030. Abgerufen von:
https://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_Komentierung_Szenariorahmen_NEP_2019-2030.pdf
- Pause, F. (2019). „Saubere Energie für alle Europäer“ – Was bringt das Legislativpaket der EU. In: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Heft 7-8, 2019, 387-396.
- Raue LLP/Agora Energiewende (2015)., Rechtliche Handlungsoptionen für mehr Transparenz in der Netzregulierung.
- Regulatory Assistance Project (RAP) & Raue LLP (2018). Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? Eine rechtliche Analyse der aktuellen Situation. Hrsg. Agora Energiewende. Abgerufen von: www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparenz-energiawirtschaft/Agora_RAP_Blackbox-Netzent_gelte_WEB.pdf
- Schmidt, I. (2020). Erfurter Kommentar zum Arbeitsrecht, 20. Auflage 2020, Art. 12 GG, Rn. 26
- ÜNB (2019). Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2020 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage). Abgerufen von:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/\\$%2019%20\(2\)%20StromNEV%20Prognose%202020.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/$%2019%20(2)%20StromNEV%20Prognose%202020.pdf)
- vzbv (2018a). Netzentgelte: Mehr Transparenz und gerechte Kostenverteilung. Abgerufen von:
https://www.vzbv.de/sites/default/files/document-wrapper-files/2019/02/25/2018_vzbv_faktenblatt_netzentgelte.pdf
- OFGEM (2017). RIIO-ED1 Annual Report 2015-2016. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/111716>

- vzbv (2018b). Unfaire Umverteilung der Stromkosten zulasten privater Verbraucher stoppen. Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands zur Studie „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abgerufen von:
https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/10/12/2018_10_12_stellungnahme_vzbv_bmwi-studie_netzentgeltsystematik_final.pdf
- vzbv (2018c). Grundpreisanstieg am Netzentgelt stoppen. Private Verbraucher beim Netzentgelt für Strom entlasten. Abgerufen von:
https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/07/06/2018_06_29_positionspapier-vzbv_grundpreis_netzentgelt_final.pdf
- vzbv (2018d). Pressemitteilung: Unfaire Verteilung der Stromkosten geht weiter. Aufgerufen von:
<https://www.vzbv.de/pressemitteilung/unfaire-verteilung-der-stromkosten-geht-weiter>

Annex I. Formulierungsvorschlag für eine gesetzliche Neuregelung

A. Problem und Ziel

Die Berechnungsmethoden und Kostenbestandteile der seitens der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellten Stromnetzentgelte sind für die übrigen Marktteilnehmer, insbesondere private Verbraucher, nicht hinreichend transparent. Die in § 31 ARegV vorgesehenen Offenlegungspflichten wurden anhand höchstrichterlicher Rechtsprechung vom Dezember 2018 in maßgeblichen Bestandteilen für nicht von der Verordnungsermächtigung des § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG gedeckt angesehen und als solches für unanwendbar erklärt. Der Bundesgerichtshof stützte seine Argumentation maßgeblich darauf, dass die Verordnungsermächtigung eine Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht zuließe. Die für unanwendbar erklärten Offenlegungspflichten gem. § 31 ARegV stellten einen Eingriff in die von Artikel 12 Abs. 1 GG geschützten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der ÜNB bzw. VNB dar.

Unabhängig von der o.g. teilweisen Unanwendbarkeit des § 31 ARegV führt dieser regulatorische Flickenteppich, der in Anbetracht der komplexen betriebswirtschaftlichen Parameter, die er zumeist zum Gegenstand hat, zu einer für Marktteilnehmer schwerlich bzw. kaum mehr nachvollziehbaren Rechtslage. Insbesondere für private Verbraucher ist vor diesem Hintergrund nicht erkennbar, aus welchen Kostenbestandteilen sich die Stromnetzentgelte zusammensetzen. Der Verbraucherschutz wird hierdurch wesentlich erschwert; eine Kontrolle der Rechnungslegung der ÜNB und VNB scheitert an diesem Mangel an Transparenz. Die Transparenz aus Sicht der Verbraucher ist jedoch gerade in regulierten Bereichen von besonderer Bedeutung. Denn Verbraucher haben keine Wahl zwischen verschiedenen Netzbetreibern, wenn sie an einem bestimmten Ort Strom beziehen wollen. Sie können sich der Zahlung der Netzentgelte somit nicht entziehen. Daraus folgt ein besonderes Bedürfnis an einer Transparenz der Netzentgelte.

Ziel des Gesetzes ist die Herstellung hinreichender Transparenz bei den Stromnetzentgelten im Interesse eines effektiven Verbraucherschutzes, dem gerade auf dem monopolisierten Stromnetzmarkt gesteigerte Bedeutung zukommt.

B. Lösung

Die im Hinblick auf die Netzentgelte zur Anwendung kommenden Veröffentlichungspflichten für die Regulierungsbehörden werden im EnWG zusammengeführt und neu gefasst.

Hiermit trägt das Gesetz zugleich den nunmehr gem. Artikel 18 Abs. 1 Unterabsatz (UAbs.) 1 S. 1 EltVO Geltung beanspruchenden unionsrechtlichen Anforderungen an transparente Stromnetzentgelte gebührend Rechnung. Mit der Veröffentlichung soll für die Netznutzer Transparenz über den Stand der Effizienz der Leistungserbringung bei den einzelnen Netzbetreibern geschaffen werden. Die Veröffentlichung soll darüber hinaus einen zusätzlichen Anreiz für die Netzbetreiber zur Steigerung ihrer Leistung schaffen. Insbesondere soll sie die Nachprüfbarkeit der Effizienz der betreffenden Netzbetreiber erleichtern.

Schließlich soll mehr Transparenz bestehende Informationsdefizite für Verbraucher und Investor abbauen. Die gegenwärtige Praxis der Veröffentlichung von Informationen zur Netzentgeltermittlung ist uneinheitlich. Die nicht anonymisierte Veröffentlichung stellt sicher, dass Dritte diese Informationen dem jeweiligen Netzbetreiber zuordnen können. Sämtliche [zu] veröffentliche[nde] Daten betreffen keine natürlichen Personen.

Soweit die mit dem Gesetz einhergehenden Offenlegungspflichten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse erfassen und damit einen Eingriff in die gem. Artikel 12 Abs. 1 GG geschützte Berufsfreiheit der betroffenen ÜNB bzw. VNB darstellen, ist dieser angesichts des insoweit überragenden Interesses des Verbraucherschutzes verhältnismäßig und als solcher gerechtfertigt. Das Interesse der Netzbetreiber an der Geheimhaltung dieser Informationen muss gegenüber dem Interesse der anderen Marktteilnehmer, insbesondere der Verbraucher, an deren Offenlegung zurückstehen.

Soweit die betroffenen Netzbetreiber ohnehin bereits entweder nach § 17 StromNZV oder nach § 27 StromNEV zur Veröffentlichung der Daten auf ihrer Webseite verpflichtet sind und diesen Veröffentlichungen auch stets nachgekommen sind, besteht bereits von vorneherein kein schutzwürdiges Interesse der Netzbetreiber daran, dass die Daten zukünftig auch durch die BNetzA veröffentlicht werden. Insoweit kommt lediglich ein weiterer Ort der Veröffentlichung hinzu.

Soweit die betroffenen Informationen und Daten bereits in § 31 Anreizregulierungsverordnung zur Veröffentlichung vorgesehen waren, der Bundesgerichtshof jedoch das Fehlen einer Ermächtigungsgrundlage für die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsinformationen erkannt hat (BGH Beschlüsse vom 11.12.2018, Az. EnVR 1/18 und 21/18, EnWZ 2019, 172), wird diese Situation durch den neuen § 34 EnWG behoben. Die Regelung erfolgt unmittelbar im Gesetz. Einer Verordnungsermächtigung bedarf es insoweit nicht mehr. Vorrangige Interessen der Netzbetreiber an einem Schutz vor der Veröffentlichung der Daten sind hier ebenfalls nicht zu erkennen. Die Offenlegung der Informationen ist nicht geeignet, eine Wettbewerbsposition des Betreibers des Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzes oder eines Dritten nachteilig in einer Art und Weise zu beeinflussen, die so beschaffen wäre, dass das Veröffentlichungsinteresse der Allgemeinheit und insbesondere der Verbraucher hinter den möglichen Auswirkungen der Veröffentlichung für den Netzbetreiber zurückstehen müsste. Schließlich sind die betroffenen Informationen und Daten zu einem gewissen Teil durch die Netzbetreiber nach den Bestimmungen des Handelsgesetzbuchs zu veröffentlichen, z.B. im Jahresabschluss gemäß § 325 HGB. Auch insoweit besteht kein schutzwürdiges Interesse der Netzbetreiber an einer Nichtveröffentlichung der Informationen.

In Bezug auf alle in der Anlage genannten Daten lässt sich insoweit – unter Berücksichtigung der Maßstäbe des Bundesgerichtshofs und des Bundesverfassungsgerichts – feststellen, dass das Interesse der Allgemeinheit an der Aggregation der Daten und Informationen gemäß der neuen Anlage 2 in einer Gesamtübersicht, die durch die BNetzA an zentraler Stelle zu veröffentlichen ist, im Hinblick auf die Schaffung einer echten Transparenz der Netzentgeltermittlung ein gegebenenfalls bestehendes Interesse der Netzbetreiber an einer Geheimhaltung der Informationen deutlich übertrifft.

C. Alternativen

Es bestehen keine Alternativen zu einer gesetzlichen Neuregelung der Offenlegungspflichten bzgl. der Stromnetzentgelte im Energiewirtschaftsgesetz, die gleichermaßen geeignet sind, ein angemessenes Transparenzniveau im Interesse des Verbraucherschutzes und der damit einhergehenden Marktdisziplinierung zu schaffen.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

[...]

E. Erfüllungsaufwand

[...]

F. Weitere Kosten

[...]

G. Gesetzesänderungen im Einzelnen

Änderungen in § 71 EnWG:

Zur Sicherung ihrer Rechte nach § 30 des Verwaltungsverfahrensgesetzes haben alle, die nach diesem Gesetz zur Vorlage von Informationen verpflichtet sind, unverzüglich nach der Vorlage diejenigen Teile zu kennzeichnen, die Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten. In diesem Fall müssen sie zusätzlich eine Fassung vorlegen, die aus ihrer Sicht ohne Preisgabe von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen eingesehen werden kann. Erfolgt dies nicht, kann die Regulierungsbehörde von ihrer Zustimmung zur Einsicht ausgehen, es sei denn, ihr sind besondere Umstände bekannt, die eine solche Vermutung nicht rechtfertigen. Hält die Regulierungsbehörde die Kennzeichnung der Unterlagen als Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse für unberechtigt, so muss sie vor der Entscheidung über die Gewährung von Einsichtnahme an Dritte die vorlegenden Personen hören. **Die Kennzeichnung als Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse gilt insbesondere dann als unberechtigt, wenn es sich um Daten oder Informationen handelt, die die gemäß § 111g durch die Bundesnetzagentur zu veröffentlichen sind.**

Änderungen in § 74 EnWG:

§ 74 Veröffentlichung von Verfahrenseinleitungen, ~~und~~ Entscheidungen **und Vereinbarungen**

Die Einleitung von Verfahren nach § 29 Abs. 1 und 2, Entscheidungen der Regulierungsbehörde auf der Grundlage des Teiles 3, **ergänzende Vereinbarungen zu derartigen Entscheidungen sowie Vereinbarungen, die derartige Entscheidungen ersetzen, sind unverzüglich, spätestens aber binnen zwei Monaten nach der Zustellung der jeweiligen Einleitung oder Entscheidung bzw. nach dem Abschluss der jeweiligen Vereinbarung, auf der Internetseite und im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Die Pflicht zur Veröffentlichung umfasst auch Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Netzbetreiber, soweit diese gemäß § 71 unberechtigter Weise als solche gekennzeichnet worden sind. Im Übrigen können Entscheidungen von der Regulierungsbehörde veröffentlicht werden.**

Neuregelung in § 111g EnWG (Teil 9a „Transparenz“)

§ 111g Transparenz der Ermittlung der Netzentgelte

(1) Zur Herstellung der Transparenz der Ermittlung der Netzentgelte veröffentlicht die Bundesnetzagentur jeweils in einer standardisierten, elektronisch verarbeitbaren, für den privaten Verbraucher nachvollziehbaren und nicht anonymisierten Übersicht auf ihrer Internetseite

- 1. netzbetreiberbezogen die in Nummer I. der Anlage zu diesem Gesetz genannten Daten und Informationen der jeweils vorangegangenen drei Jahre,**
- 2. die in Nummer II. der Anlage zu diesem Gesetz genannten jährlichen Summenwerte der jeweils laufenden sowie der jeweils vorausgehenden Regulierungsperiode nach der Anreizregulierungsverordnung auf der Grundlage der Daten und Informationen aus den von allen Regulierungsbehörden auf der Grundlage von § 23a dieses Gesetzes getroffenen**

Entscheidungen, aus ergänzenden Vereinbarungen zu derartigen Entscheidungen sowie aus Vereinbarungen, die derartige Entscheidungen ersetzen.

Die Übersichten sind fortlaufend, jedenfalls aber jährlich bis zum 1. Juni, durch die Bundesnetzagentur zu aktualisieren. Die in den Übersichten verwendeten Begriffe sind dabei in einer klaren und einfachen Sprache zu erklären. Die Anteile der Summenwerte gemäß Nummer 2 an der jeweiligen Gesamtsumme sind ergänzend für jedes Kalenderjahr in angemessener Größe in grafisch visualisierter Form darzustellen.

- (2) Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur die in Nummer I. der Anlage zu diesem Gesetz genannten Daten und Informationen in Bezug auf die von ihnen betriebenen Netze stets vollständig unverzüglich, jedenfalls aber jährlich in gesammelter Form bis zum 1. April, mitzuteilen.*
- (3) Die Landesregulierungsbehörden sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur die in Nummer II. der Anlage zu diesem Gesetz genannten Daten und Informationen, soweit sie sich aus den von ihnen auf der Grundlage von § 23a dieses Gesetzes getroffenen Entscheidungen, aus ergänzenden Vereinbarungen zu derartigen Entscheidungen sowie aus Vereinbarungen, die derartige Entscheidungen ersetzen, unverzüglich, jedenfalls aber jährlich in gesammelter Form bis zum 1. April, mitzuteilen.*
- (4) Die Absätze 1 bis 3 gelten auch für Daten und Informationen, die als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von Betreibern von Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen oder Dritter anzusehen sind.*

Neuregelung als Anlage zum EnWG (zu § 111g)

I. Zu veröffentlichende Daten und Informationen in Bezug auf Netzbetreiber

- 1. den angepassten Wert der Erlösobergrenze,*
- 2. einen Erlöse aus Netzentgelten und Gesamterlöse,*
- 3. die Kosten für Systemdienstleistungen, aufgeteilt in die Kosten der verschiedenen Systemdienstleistungen,*
- 4. die Kosten für vermiedene Netzentgelte,*
- 5. die vorgelagerten Netzkosten,*
- 6. die Gesamtkosten getätigter Investitionen,*
- 7. die Kosten getätigter Investitionen und Betriebskostenpauschalen je Spannungsebene,*
- 8. die Kosten je Spannungsebene,*
- 9. die Jahreshöchstlast pro Spannungsebene,*
- 10. die Höhe der Netzentgeltbefreiungen nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung,*
- 11. die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität,*
- 12. die ermittelten Effizienzwert- und Supereffizienzwert,*
- 13. die beeinflussbaren Kosten,*
- 14. einen Vergleich der beeinflussbaren Kosten im Basisjahr mit den gewährten beeinflussbaren Kosten der Erlösobergrenze,*
- 15. die Kosten für Forschung und Entwicklung,*

16. *die Kosten getätigter Investitionen je charakteristisches Element (standardisierte Transformatorstation, typische Ladestation),*
17. *den realisierten Eigenkapitalzins für getätigte Investitionen,*
18. *den kalkulatorischen Restwert des Anlagevermögens.*

II. Zu veröffentlichende Summenwerte aus Entscheidungen gemäß § 23a, aus ergänzenden Vereinbarungen zu derartigen Entscheidungen sowie aus Vereinbarungen, die derartige Entscheidungen ersetzen

- a. *die Summe der gezahlten Netzentgelte im gesamten Bundesgebiet,*
- b. *die Höhe der Netzentgeltbefreiungen nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung,*
- c. *die Summe der Kosten für Systemdienstleistungen, aufgeteilt in die Kosten der verschiedenen Systemdienstleistungen,*
- d. *die Summe der vermiedenen Netzentgelte,*
- e. *die Summe der Kosten der getätigten Investitionen,*
- f. *die Summe der Kosten der getätigten Investitionen pro Spannungsebene.*

Annex II. Begriffsglossar

Die Erläuterung in diesem Glossar stellen keine Rechtsdefinition dar. Für die korrekte Darstellung der Begriffe übernehmen wir keine Haftung.

Begriff	Erläuterung
Abschaltbaren Lasten	Darunter versteht man Stromverbraucher (Lasten), die durch den Übertragungsnetzbetreiber steuerbar, d.h. auch abschaltbar sind.
beeinflussbaren Kosten	Element der Erlösbergrenzenberechnung. Unter die „beeinflussbaren Kosten“ fallen die Kosten für Wartung und Instandhaltung von Anlagen, Personalkosten, Reisekosten, der Unterhalt und Bau von Netzen, das Betreiben von Messstellen und ein regulatorischer Gewinn (die sogenannte Eigenkapitalverzinsung). Im Rahmen der Prüfung der „beeinflussbaren Kosten“ prüft die Bundesnetzagentur auch die Effizienz der Unternehmen.
Besondere netztechnische Betriebsmittel	Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel nach § 11 Abs. 3 EnWG sind eine weitere Möglichkeit für die Übertragungsnetzbetreiber, Reserveleistung vorzuhalten bzw. mittelfristige Engpässe auszugleichen. Sie dienen als Instrument zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz (sog. kurativer Redispatch). Die Ausschreibungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt und sollen das Stromnetz für den Fall „n-1“ absichern, also den Fall, dass ein anderes Betriebsmittel ausfällt, z.B. ein Netzteil oder ein Kraftwerk. Der Zuschlag gilt für zehn Jahre. Die Kraftwerke dürfen nicht am europäischen Strommarkt teilnehmen. Die Anlagen müssen technisch so ausgelegt sein, dass sie innerhalb einer halben Stunde auf Volllast gebracht werden können und diese Volllast für mindestens 38 Stunden halten können. Die Kosten für die besonderen netztechnischen Betriebsmittel werden mit den Netzentgelten auf die Verbraucher umgelegt.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden (BNetzA, 2020).

Begriff	Erläuterung
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)	Element der Erlösobergrenzenberechnung. „Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ sind Positionen außerhalb des Einflusses des Netzbetreibers, insbesondere die Netzentgelte des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers, oder „vermiedene Netzentgelte“, die an dezentrale Einspeiser oder in den EEG-Topf ausbezahlt werden müssen.
Effizienzbonus	Element der Erlösobergrenzenberechnung. Bonus in Form eines Aufschlages auf die Erlösobergrenze der Netzbetreiber. Der gewährte Aufschlag wird nicht im Ganzen an die Erlösobergrenze angerechnet, sondern gleichmäßig über die Jahre einer Regulierungsperiode verteilt.
Effizienzvergleich	<p>Element der Erlösobergrenzenberechnung. Die Kosten der einzelnen Netzbetreiber werden in einen Effizienzvergleich überführt, in dem für jeden Netzbetreiber seine individuelle Effizienz im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern bestimmt wird. Im Effizienzvergleich ermittelte Ineffizienzen sind über den Verlauf der Regulierungsperiode abzubauen. Unternehmen im sogenannten „Regelverfahren“ erhalten individuelle Effizienzwerte, die aus dem Effizienzvergleich hervorgehen.</p> <p>Netzbetreiber im sogenannten „vereinfachten Verfahren“ erhalten einen pauschalen Effizienzwert, der aus den Ergebnissen des Effizienzvergleichs der Regelverfahren abgeleitet wird.</p>
Einspeisemanagement	Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Strom auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Diese Zwangsabregelung der Einspeisung wird notwendig, wenn einzelne Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes überlastet sind und ein solcher Engpass die Versorgungssicherheit bedroht.
Erlösobergrenze	Für die fünfjährige Regulierungsperiode wird jedem Netzbetreiber eine individuelle Obergrenze für seine Erlöse zugestanden, die aus Netzentgelten erzielt werden dürfen. Die Einnahmen der Netzbetreiber aus Netzentgelten und anderen Quellen dürfen in Summe diesen festgelegten Wert nicht überschreiten. Jedes der fünf Jahre der Regulierungsperiode erhält eine eigene angepasste Erlösobergrenze. Die Obergrenze basiert auf einer Kostenprüfung sowie dem Effizienzvergleich.

Begriff	Erläuterung
Erweiterungsfaktor	<p>Element der Erlösobergrenzenberechnung. Der Erweiterungsfaktor diente dazu, Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstanden, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Mit der Novelle der ARegV 2016 entfiel zur 3. Regulierungsperiode der Erweiterungsfaktors (vgl. § 34 Abs. 7 ARegV) und wurde durch den Kapitalkostenabgleich ersetzt.</p>
Gleichzeitigkeitsfunktion (G-Funktion)	<p>Die Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet jedem Netznutzer einen Gleichzeitigkeitsgrad zwischen 0 und 1 zu. Dieser gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die individuelle Jahreshöchstlast der Nutzer gleichzeitig mit der Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene auftritt. Nutzer mit hohen Jahresbenutzungsstunden bzw. in Dauernutzung wird pauschal eine höhere Gleichzeitigkeit mit der allgemeinen Höchstlast unterstellt, da das Zusammentreffen von Netz- und Nutzlast dann schlichtweg wahrscheinlicher erscheint als bei Nutzern, die nur in wenigen Stunden Strom beziehen.</p> <p>Mit Hilfe der G-Funktion wird die „Briefmarke“ in Arbeits- und Leistungspreis aufgeteilt.</p>
Kapazitätsreserve	<p>Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG kommt zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um die Nachfrage an elektrischer Energie zu decken (sogenannte Leistungsbilanzdefizite an den Strommärkten). Die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen sollen langfristig die Funktion der Netzreserve übernehmen. Sofern die Anlagen in netztechnisch geeigneten Regionen stehen, werden die Übertragungsnetzbetreiber diese auch in Fällen anfordern, in denen es für die Systemsicherheit aufgrund von Netzengpässen erforderlich ist. Für Bereithaltung und Betrieb zahlen die ÜNB und legen die Kosten über die Netzentgelte um.</p>
Kapitalkostenabgleich	<p>Element der Erlösobergrenzenberechnung. Berücksichtigt ab der 3. Regulierungsperiode Investitionen der Verteilernetzbetreiber, die nach dem Basisjahr getätigt werden und demnach nicht in der Erlösobergrenze einer Regulierungsperiode berücksichtigt sind.“ Die Erlösobergrenze wird entsprechend der Kapitalkosten aus Investitionen in Neuanlagen angepasst.</p>
Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)	<p>Im Juli 2017 trat das Netzentgeltmodernisierungsgesetz in Kraft. Auf Grundlage des NEMoG werden ab dem Jahr 2018 keine vermiedenen Netzentgelte mehr an Neuanlagen der volatilen Erzeugung gezahlt werden.</p>

Begriff	Erläuterung
Netznutzer	Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt. Bei Haushaltskunden ist der jeweilige Gas- oder Stromlieferant der Netznutzer. Er stellt die Netzentgelte den Verbrauchern in Rechnung und leitet sie an den Netzbetreiber weiter.
Netzreserve	Nach § 13d EnWG (Netzreserve) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jährlich die Reservekapazitäten festzustellen, die für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen bereitgehalten werden müssen. Wenn inländische Kraftwerke, die zur Stilllegung angemeldet sind, als systemrelevant eingestuft werden, müssen sie weiter betriebsbereit gehalten werden, dürfen aber nicht am Strommarkt teilnehmen. Die Netzreserve wird bei zusätzlichem Bedarf durch die vertragliche Bindung ausländischer Kraftwerke ergänzt. Das Verfahren und die Kostenerstattung für die Vorhaltung der Kapazitäten sind in der Netzreserveverordnung geregelt. Die vertragliche Bindung gilt jeweils für drei Jahre.
Offshore-Netzumlage	Mit den Einnahmen aus der Offshore-Netzumlage werden die entsprechenden Kosten aus Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie die Kosten aus der Errichtung und dem Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen gedeckt. Gemäß § 17f EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber die Kosten nach der Systematik der KWK-Umlage auf die Letztverbraucher um.
Organleihe	Von Organleihe wird im Verwaltungsrecht gesprochen, wenn ein Organ eines Hoheitsträgers Tätigkeiten für einen anderen Hoheitsträger erbringt. Anstelle eine eigene Landesregulierungsbehörde zu betreiben, haben Bundesländer die Möglichkeit, mit der Bundesnetzagentur einen Organleihe-Vertrag abzuschließen. 2020 hatten fünf Bundesländer die Bundesnetzagentur mit zusätzlichen Regulierungsaufgaben beauftragt: Berlin, Brandenburg, Bremen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

Begriff	Erläuterung
Redispatch	Der Begriff Redispatch bezeichnet einen kurzfristigen Eingriff in die Kraftwerkseinsatzplanung durch den Übertragungsnetzbetreiber, wenn durch Netzengpässe regionale Überlastungen im Übertragungsnetz drohen. Dazu werden Kraftwerke (ab 10 MW) auf der „Stromüberschuss-Seite“ des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen auf der anderen Seite ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen, auch wenn sie aufgrund ihrer marktgetriebenen Einsatzplanung nicht so viel Strom produzieren würden. Der Eingriff wird auf beiden Seiten des Engpasses vergütet bzw. kompensiert und die Kosten über die Netzentgelte auf die Verbraucher gewälzt.
Regulierungskonto	Element der Erlösobergrenzenberechnung. Da der Netzbetreiber zur Bildung seiner Netzentgelte auf Mengenprognosen des zukünftigen Energieabsatzes angewiesen ist, ergeben sich regelmäßig Abweichungen zwischen den erzielten Erlösen und der festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen sind am Jahresende sichtbar und werden auf einem Regulierungskonto verbucht.
Regulierungsperiode	Die Anreizregulierung gilt jeweils für eine Periode von fünf Jahren. Die Kostenprüfung erfolgt jeweils im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode. Werden bei der Prüfung ineffiziente Kostenanteile ermittelt, müssen diese schrittweise innerhalb einer Regulierungsperiode abgebaut werden.
Reservekraftwerkspark	Kontingent an Kraftwerken, die nicht endgültig stillgelegt, sondern zur Gewährung der Versorgungssicherheit in die Netzreserve gestellt wurden. Reservekraftwerke unterstehen einem ÜNB, welcher Entscheidungen über Zeitpunkt und Dauer der Inbetriebnahme fällen kann.
Reserveleistungsvorhaltung	Die Netzreserve, die Kapazitätsreserve, der Redispatch und die besonderen netztechnischen Betriebsmittel zählen zu den Mechanismen der Reserveleistungsvorhaltung zur Sicherung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit im Stromsystem. Sie sind im Energiewirtschaftsgesetz verankert und in verschiedenen Verordnungen geregelt. Die Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlekraftwerke nach § 13g EnWG kann als befristeter Sonderfall einer weiteren Reserve bezeichnet werden.
Sektorenkopplung	Vernetzung der Sektoren der Energiewirtschaft (Strom, Wärme, Verkehr etc.) sowie der Industrie in einem sektorübergreifenden, holistischen Ansatz. Verbindung der o.g. Teile für die Erarbeitung ganzheitlicher Lösungsansätze zur Optimierung des Energiesystems. Schlüsselkonzept der Energiewende.

Begriff	Erläuterung
Sicherheitsbereitschaft	Vorübergehende Vorhaltung von Braunkohlekraftwerken im Rahmen der Elektrizitätssicherung sowie anschließender endgültiger Stilllegung gegen Vergütung nach § 13g EnWG.
Supereffizienzwert, -analyse	Erreicht ein Verteilernetzbetreiber einen Effizienzwert von 100 %, kann ab der 3. Regulierungsperiode im Rahmen der Supereffizienzanalyse ein Supereffizienzwert ermittelt werden, der bis zu 105 % betragen kann. Netzbetreiber, die die Supereffizienz erreichen, erhalten einen Effizienzbonus.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Übertragungsnetzbetreiber bewirtschaften jeweils in einer (meist größeren) Region die überregionalen Netze. Sie unterhalten die zugehörigen technischen Anlagen und koordinieren die Ein- und Ausspeisungen. Dazu gehört auch, dass sie die Frequenzregelung und Spannungshaltung vornehmen (in Zusammenarbeit mit anderen ÜNB) und die dafür notwendige Regelleistung beschaffen. In Deutschland gibt es zurzeit vier ÜNB: TenneT TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW.
Vermiedene Netzentgelte (vNE)	Die im Netzgebiet auftretenden Kosten für Betreiber*innen von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen, gemäß Netzentgeltmodernisierungsgesetz vom 17. Juli 2017 und § 120 Abs. 7 EnWG, ein Entgelt. Die vNE werden an dezentrale Einspeiser – in der Mehrheit fossile Kraftwerkskapazitäten – ausbezahlt und für Anlagen, die EEG-Vergütung erhalten auf das EEG-Konto überwiesen. Als der Gesetzgeber 2005 die vermiedenen Netzentgelte eingeführt hat, ging man davon aus, dass lokal erzeugter Strom bestimmte Kosten des Netzaufbaus vermeidet. Die vNE entsprechen dem Netzentgelt für das vorgelagerte Netz (Mittelspannung/ Hochspannung/ Höchstspannung), dessen Ausbau durch die Einspeisung vermieden werden sollte. Die Berechnung erfolgte nach § 18 Abs. 2 und 3 StromNEV. Der dezentral erzeugte Strom kann jedoch nicht mehr immer vor Ort verbraucht werden, bzw. zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden auch die vorgelagerten Netze benötigt. Für EEG-Bestandsanlagen mit volatiler Erzeugung, die vor dem 01.01.2018 gebaut wurden, werden die ausgewiesenen Preise gemäß § 120 Abs. 3 EnWG i.V.m. § 18 Abs. 5 StromNEV jährlich reduziert. Seit dem 01.01.2020 erfolgt keine Vergütung mehr.
Verbraucher	Als Verbraucher werden im vorliegenden Kontext synonym zu Stromverbrauchern juristische und natürliche Personen bezeichnet, die elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen und dafür direkt oder mittels ihres Stromlieferanten Netzentgelte entrichten müssen.
Verteilernetzbetreiber	Verteilernetzbetreiber bewirtschaften die Netze auf regionaler und lokaler Ebene.

Begriff	Erläuterung
<p>Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile</p>	<p>Element der Erlösobergrenzenberechnung. Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten sind die von der Regulierungsbehörde für effizient befundenen originären Kosten unseres eigenen Netzbetriebes (für Abschreibungen, Verzinsung, Personal, Material, Fremdleistungen usw.).</p> <p>Diese Kosten werden durch die Regulierungsbehörde auf ihre Angemessenheit geprüft und mit anderen Netzbetreibern verglichen (Effizienzvergleich). Sie werden während der laufenden Regulierungsperiode (Jahre 2019-2023) nicht aktualisiert.</p>

Annex III. Datenanhang

Tabelle 3: Stromnetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (Stand März 2020)

Stromnetzbetreiber mit mehr als 100T angeschlossenen Kunden	
1. Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH	42. ENSO Netz GmbH
2. Stadtwerke Saarbrücken Netz AG	43. MVV Netze GmbH
3. Stadtwerke Bochum Netz GmbH	44. ovag Netz GmbH
4. Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	45. Regionetz GmbH
5. Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	46. swa Netze GmbH
6. Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	47. TransnetBW GmbH
7. LSW Netz GmbH & Co. KG	48. E.DIS Netz GmbH
8. AllgäuNetz GmbH & Co. KG	49. Avacon Netz GmbH
9. SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	50. münsterNETZ GmbH
10. Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG	51. Netz Lübeck GmbH
11. Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	52. SWKiel Netz GmbH
12. TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	53. N-ERGIE Netz GmbH
13. Elektrizitätswerk Wörth a. d. Donau Rupert Heider & Co. KG	54. Netz Leipzig GmbH
14. energis-Netzgesellschaft mbH	55. enercity Netz GmbH
15. Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	56. Mainzer Netze GmbH
16. Rheinische NETZGesellschaft mbH	57. OsthessenNetz GmbH
17. Oberhausener Netzgesellschaft mbH	58. Netze Duisburg GmbH
18. NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH	59. Bayernwerk Netz GmbH
19. Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	60. Dortmunder Netz GmbH
20. WEMAG Netz GmbH	61. ELE Verteilnetz GmbH
21. DREWAG NETZ GmbH	62. LEW Verteilnetz GmbH
22. Pfalzwerke Netz AG	63. Netze Magdeburg GmbH
23. e-netz Südhessen AG	64. Regensburg Netz GmbH
24. Schleswig-Holstein Netz AG	65. Stuttgart Netze GmbH
25. Syna GmbH	66. ENERVIE Vernetzt GmbH
26. inetz GmbH	67. Stromnetz Berlin GmbH
27. Amprion GmbH	68. wesernetz Bremen GmbH
28. bnNETZE GmbH	69. EnergieNetz Mitte GmbH
29. AVU Netz GmbH	70. Harz Energie Netz GmbH
30. ED Netze GmbH	71. Mainfranken Netze GmbH
31. EWE NETZ GmbH	72. Stromnetz Hamburg GmbH
32. EWR Netz GmbH (Worms)	73. Braunschweiger Netz GmbH
33. FairNetz GmbH	74. 50Hertz Transmission GmbH
34. Netze BW GmbH	75. Westfalen Weser Netz GmbH
35. NEW Netz GmbH	76. Energienetze Offenbach GmbH
36. SWB Netz GmbH	77. Netzgesellschaft Potsdam GmbH
37. SWE Netz GmbH (Erfurt)	78. NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH
38. SWO Netz GmbH	79. Energieversorgung Halle Netz GmbH
39. Westnetz GmbH	80. Städtische Werke Netz+Service GmbH
40. WSW Netz GmbH	81. Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH
41. Bonn-Netz GmbH	

Quelle: Auswertung MaStR./BNetzA (o.D.) (Stand März 2020).

Tabelle 4: Erläuterung der Regulierungsformel (nach Anlage 1 ARegV) zur jährlichen Festlegung der unternehmensindividuellen Erlösobergrenze

Formelelement	Begriff	Beschreibung	
Formel:			
$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$			
	EO_t	Erlösobergrenze	Für die jeweils fünfjährigen Regulierungsperioden wird dem Netzbetreibern von der Regulierungsbehörde eine Obergrenze für die Erlöse aus Netzentgelten zugestanden.
Kostenbasis	= KA_{dnb,t}	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Sind z.B. Kosten für Systemdienstleistungen wie das Redispatch, die Vergütung des Einspeisemanagements, Betriebssteuern, „vermiedene Netzentgelte“. Für VNB: Auch Netzentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber.
	+(KA_{vnb,t}	Vorrübergehend nicht beeinflussbare Kosten	Sind die von der Regulierungsbehörde für effizient befundenen originären Kosten des eigenen Netzbetriebes, z.B. für Abschreibungen, Verzinsung, Personal, Material, Fremdleistungen usw. Diese Kosten werden durch die Regulierungsbehörde auf ihre Angemessenheit geprüft und mit anderen Netzbetreibern verglichen (Effizienzvergleich). Sie werden während der laufenden Regulierungsperiode nicht aktualisiert.
	+1-V_t)	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen	Anwendung eines Verteilungsfaktors zum Abbau der Ineffizienzen

Formelelement	Begriff	Beschreibung	
	* KAb,t	Beeinflussbarer Kostenanteil für das Jahr t	Beeinflussbaren Kostenanteilen sind die Gesamtkosten i. minus der „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus, ii. minus des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode und iii. minus der „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile“
	+B_0/T	Bonus für Effizienz durch Dauer der Regulierungsperiode	Effizienzbonus im Basisjahr. Der Bonus wird vor Beginn der Regulierungsperiode als Aufschlag auf die EOG festgelegt. Das Basisjahr ist das Geschäftsjahr, das drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode liegt. T ist die Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode.
	Indizes und Produktivitätsfaktor	*(VPI_t / VPI_0)	Verbraucherpreisindex für das Jahr t / Verbraucherpreisindex für das Basisjahr
	-Pft	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor t	Über den Verbraucherpreisindex und den sogenannten generellen sektoralen Produktionsfortschritt werden die Inflation und Produktivitätssteigerungen bei der Ermittlung der i. „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten“, ii. der „beeinflussbaren Kosten“ sowie iii. des Effizienzbonus berücksichtigt.
	+KKA_t	Kapitalkostenabgleich	Setzt sich aus zwei Bausteinen zusammen: einem Aufschlag und einem Abzug. Beim Kapitalkostenabzug werden die Kapitalkosten des Kalenderjahres, auf dem die Kostenprüfung basiert (das sogenannte Basisjahr), jährlich um entfallene Kapitalkosten reduziert. Dies sind beispielsweise die Kosten von Anlagen, die im betrachteten Kalenderjahr vollständig abgeschrieben sind. Auch der durch die fortlaufenden Abschreibungen auf Vermögensgegenstände stetig sinkende Wert des Vermögens wird durch eine Anpassung der Verzinsung berücksichtigt. Der Betrag für den Kapitalkostenabzug steigt über die Regulierungsperiode an. Der Kapitalkostenaufschlag (nach § 10a ARegV) ist der zweite Baustein des Kapitalkostenabgleichs. Er berücksichtigt ab der 3. Regulierungsperiode Investitionen der Verteilernetzbetreiber, die nach dem Basisjahr getätigt werden und demnach nicht in der Erlösobergrenze einer Regulierungsperiode berücksichtigt sind. Beim Kapitalkostenaufschlag wird nicht zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Ein entsprechender Antrag ist zur Mitte des Vorjahres zu stellen. ⁶⁷

67

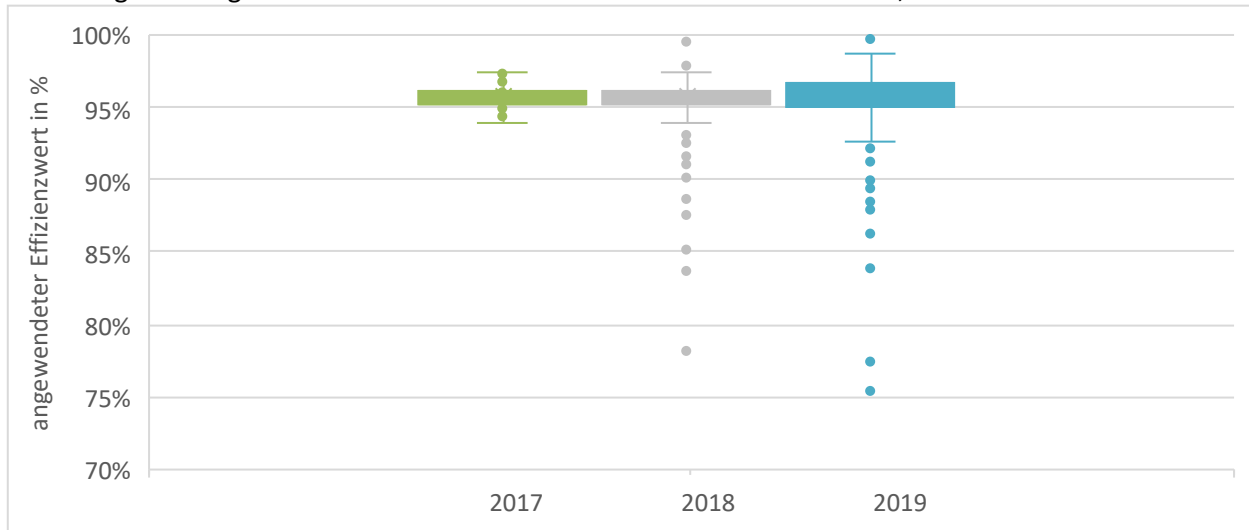
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Kapitalkostenaufschlag_Erweiterungsfaktor/KKAuf_node.html

Formelelement		Begriff	Beschreibung
	$+Q_t$	Qualitätselement	Zu- und Abschläge hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit für Verteilernetzbetreiber. Gibt es in unserem Netz im Vergleich zu anderen Netzbetreibern in einem abgegrenzten Zeitraum mehr Versorgungsversorgungsunterbrechungen, wird ein Betrag von unserer zulässigen EOG abgezogen (Malus). Sind in unserem Netz im Vergleich zu anderen Netzbetreiber weniger Versorgungsunterbrechungen im gleichen Zeitraum zu verzeichnen, erhalten wir einen Aufschlag auf die zulässige EOG (Bonus).
	$+VK_t - VK_0$	Volatiler Kostenanteil im Jahr t minus volatiler Kostenanteil im Basisjahr	Die EOG wird jährlich um die Differenz zwischen den genehmigten Kosten für die Verlustenergie des Basisjahres und den Kosten für das jeweilige Jahr erhöht bzw. gesenkt (volatiler Kostenanteil). Die Kosten des Jahres werden auf Basis des durch die BNetzA veröffentlichten Referenzpreises für die Verlustenergie ermittelt. Der durch die BNetzA veröffentlichter Preis beruht auf den Börsenpreisen der European Energy Exchange AG (EEX) und können somit jährlichen Schwankungen unterliegen.
	$+S_t$	Regulierungskontosaldo	Das Regulierungskonto dient zur Erfassung und zum Abgleich der tatsächlich erzielten und der zulässigen Erlöse. Der Ausgleich der Salden erfolgt annuitätisch als Zu- oder Abschlag auf die zulässige EOG.

Quellen: <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/netzentgelte/entgelte-strom/erlaeuterungen-zur-ermittlung-der-netzentgelte/regulierungsformel.html>,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG_node.html

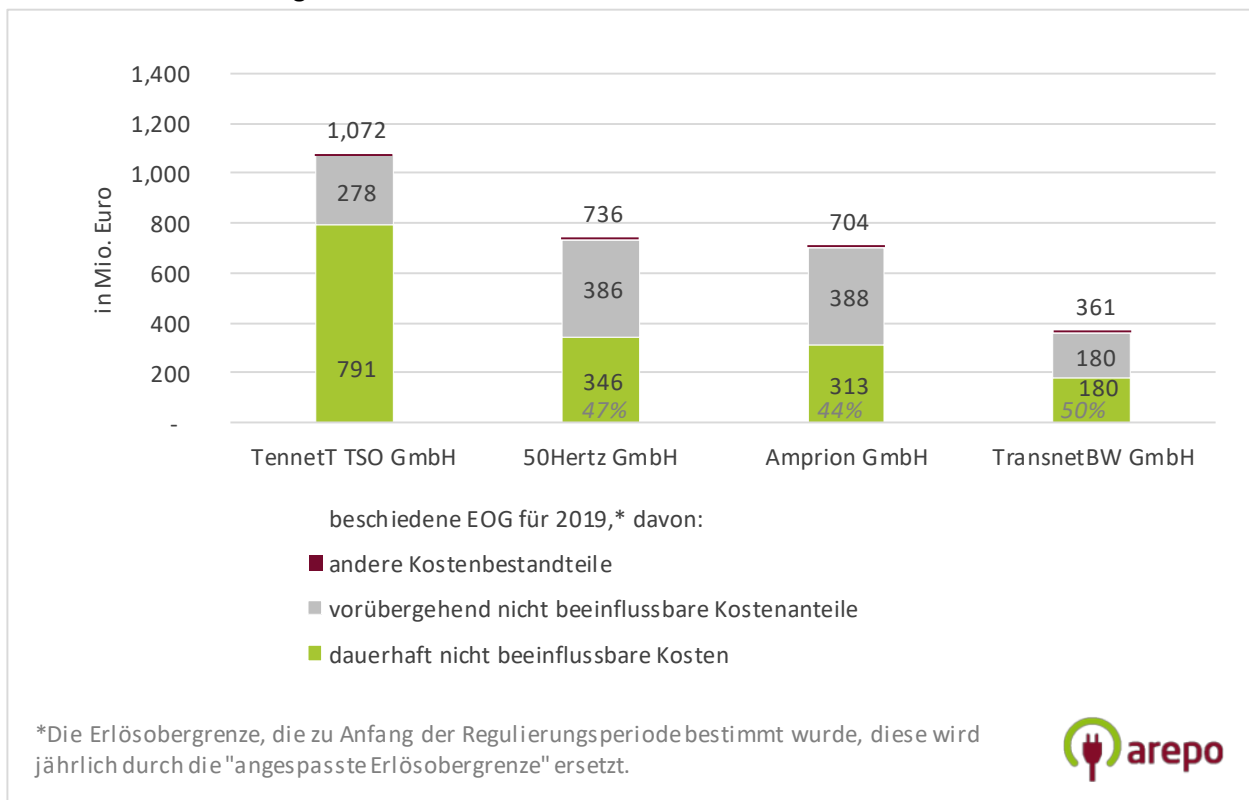
Auswertungen der Daten nach § 31 ARegV

Abbildung 11: Angewendete Effizienzwerte der BNetzA für die Jahre 2017, 2018 und 2019



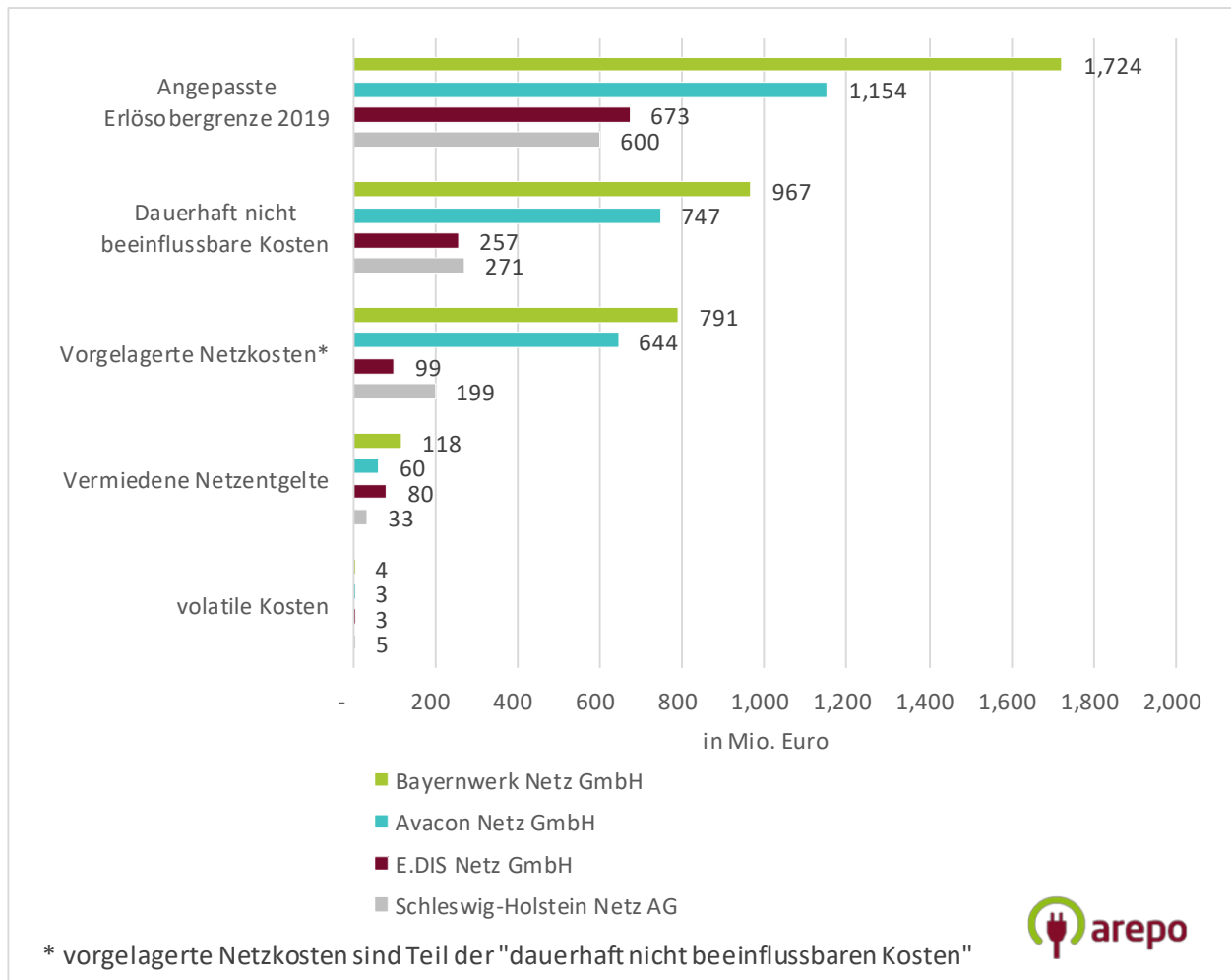
Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von BNetzA (2019).

Abbildung 12: Verhältnis von „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenteilen“ (dnbK) und „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenteilen“ (vnbK) der Übertragungsnetzbetreiber in den beschiedenen Erlösobergrenzen 2019



Quelle: Auswertung der BNetzA-Bescheide zu den EOG der 3. Regulierungsperiode der ÜNB.

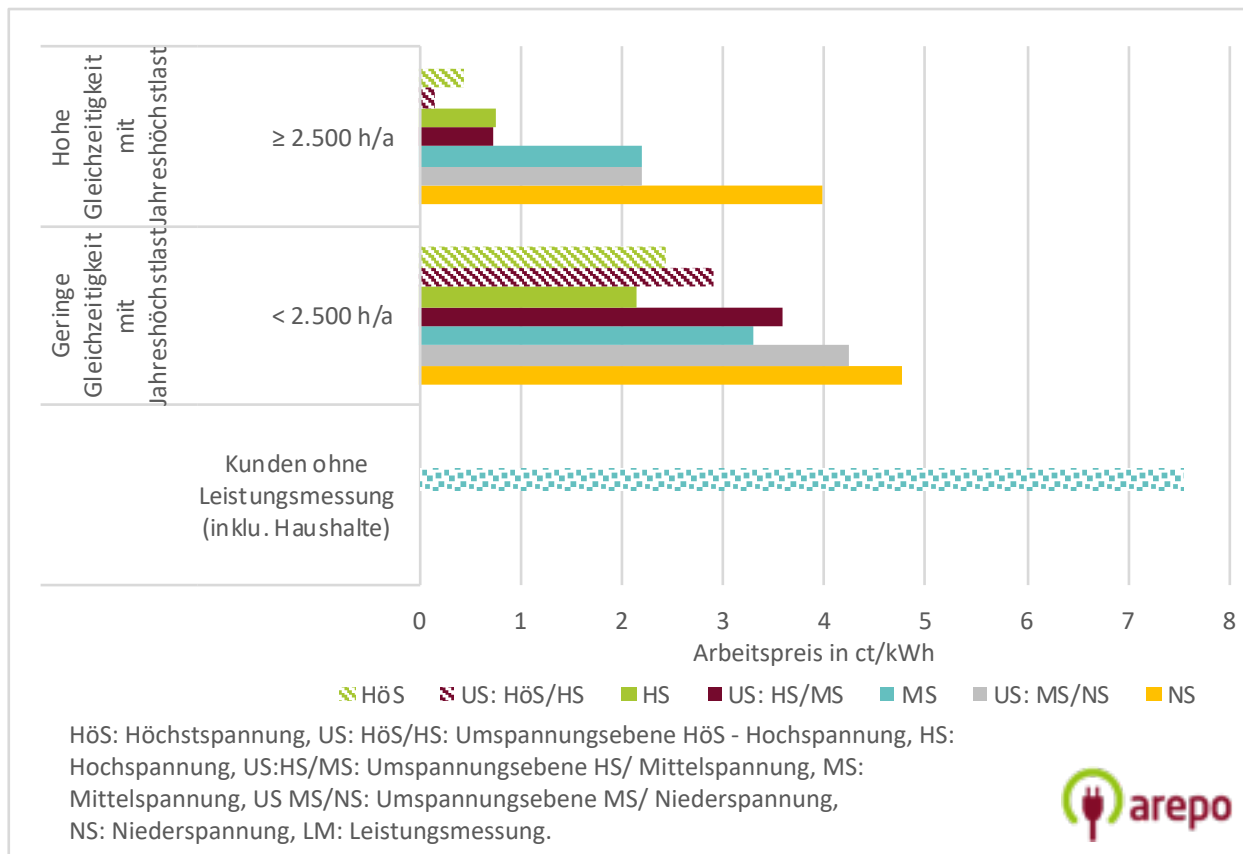
Abbildung 13: Angepasste Erlösobergrenzen für 2019 und einzelne Kostenpositionen für vier exemplarische Verteilnetzbetreiber



Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von BNetzA (2019).

Exemplarische Darstellung der Höhe der Netzentgelte abhängig vom Anschluss an die Spannungsebenen und der Zugehörigkeit zu den Netznutzergruppen

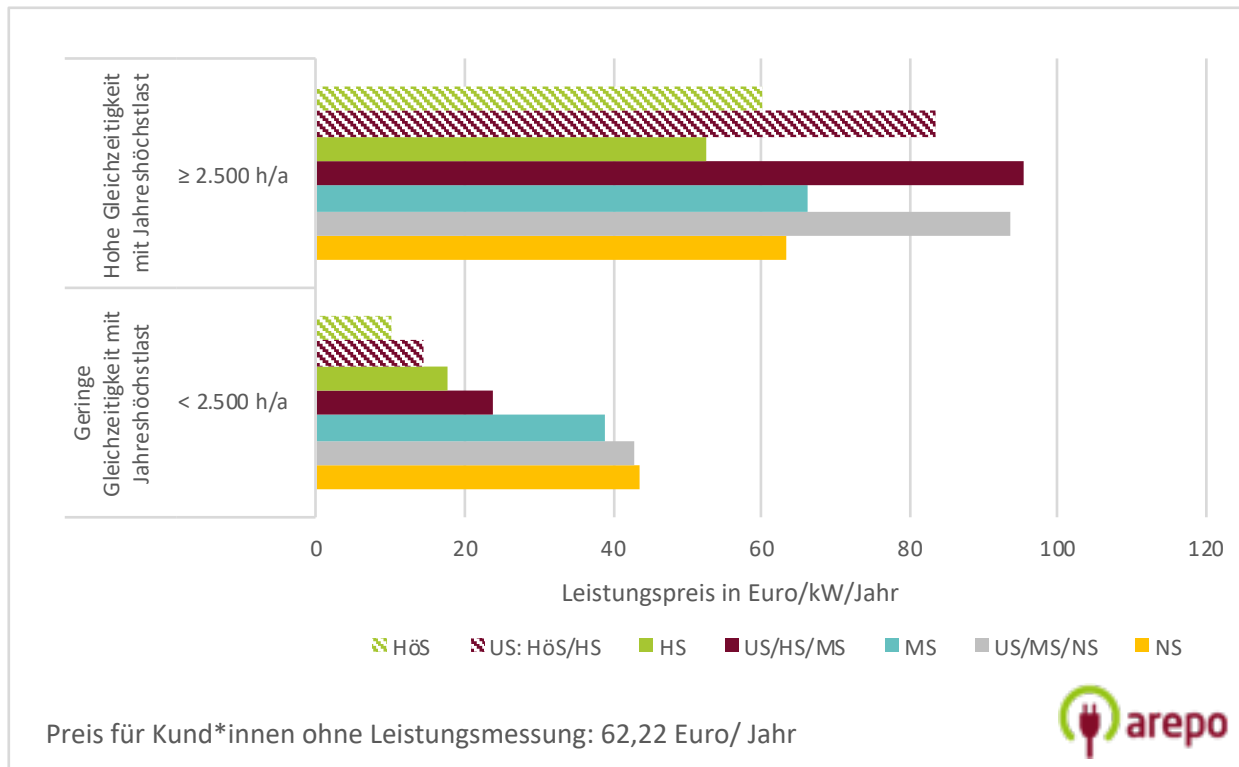
Abbildung 14: Beispielhafte Leistungspreise pro Spannungsebene im Jahr 2020 der Betreiber 50Hertz und E.Dis Netz



Quelle: Preise HöS und US HöS/HS: 50Hertz, 2019, Preise HS bis Grundpreis (netto): E.DIS Netz GmbH, 2019.

Abbildung 15 zeigt beispielhaft Arbeitspreise pro Spannungsebene für das Jahr 2020 der Betreiber 50Hertz und E.Dis Netz.

Abbildung 15: Beispielhafte Arbeitspreise pro Spannungsebene in 2020 der Betreiber 50Hertz und E.Dis Netz



HöS: Höchstspannung, US: HöS/HS: Umspannungsebene HöS - Hochspannung, HS: Hochspannung, US/HS/MS: Umspannungsebene HS/ Mittelspannung, MS: Mittelspannung, US MS/NS: Umspannungsebene MS/ Niederspannung, NS: Niederspannung, LM: Leistungsmessung.

-Quelle: Preise HöS und US HöS/HS: 50Hertz, 2019, Preise HS bis Grundpreis (netto): E.DIS Netz GmbH, 2019.