

Forschungsprojekt

UN | IT | E²

Reallabor für verNETZte E-Mobilität

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten

Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom (ab 2029)

Ein unIT-e²-Positionspapier

**bayernwerk
netz**

EWEnetz

SWM Infrastruktur
Ein Unternehmen
der Stadtwerke München / **SWM**

**Thüringer
Energienetze** 

Impressum

Kontakt und Rückfragen

Bayernwerk Netz GmbH, Dr. Benjamin Begander: benjamin.begander@bayernwerk.de

EWE NETZ GmbH, Michael Tomaszuk: michael.tomaszuk@ewe-netz.de

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Marcus Helfer: helfer.marcus@swm-infrastruktur.de

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Benedikt Görig: benedikt.goerig@thueringer-energienetze.com

Zitervorschlag

Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten – Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom (ab 2029); unIT-e²-Positionspapier (2024)

Gender-Hinweis

Das vorliegende Positionspapier wurde in einer gendergerechten Sprache verfasst. Wenn an wenigen Stellen zur besseren Lesbarkeit die männliche Form verwendet wird, sind ebenfalls alle Personen unabhängig von ihrem Geschlecht gemeint.

Das Forschungsprojekt „unIT-e² - Reallabor für verNETZte E-Mobilität“ wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert (Förderkennzeichen: 01MV21UN04 (Bayernwerk Netz GmbH), 01MV21UN19 (SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG), 01MV21UN09 (EWE NETZ GmbH)).

Management Summary

Die Kundenstruktur im Verteilnetz entwickelt sich zunehmend von reinen Consumern [Verbrauchern] zu sogenannten Prosumern [Verbraucher mit Einspeiseanlage(n)] und Flexumern [Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und ggf. mit Einspeiseanlage(n)], was zu grundlegenden Veränderungen in der Netzplanung und -nutzung führt. Bisher wurden Niederspannungsnetze für Kunden mit einem typischen Netzbezug auf 1-3 kW je Anschlussnehmer ausgelegt. Aufgrund der steigenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor (Wärmepumpe, Wallbox) werden von den Kunden jedoch immer häufiger Leistungen von bis zu 15 kW über mehrere Stunden abgerufen. Das zunehmende Streben nach Eigenverbrauchsoptimierungen, beispielsweise mit Hilfe von privaten PV-Anlagen, verstärkt den Leistungsbedarf zusätzlich auf der Einspeiseseite und generiert hohe Gleichzeitigkeiten¹. Die erforderliche Netzein- und -ausspeiseleistung fallen dabei nicht immer zusammen.

Dimmungshandlungen durch den Netzbetreiber gemäß § 14a EnWG können diese Engpässe temporär dämpfen, diese aber nicht dauerhaft vermeiden. Die damit heute verbundenen Entschädigungszahlungen über die Netzentgelte bezuschussen den Verursacher des Engpasses. Es erfolgt eine Umverteilung dieser Kosten zu Lasten der Consumer². Auf diese Weise wird das Niveau der Standardnetzentgelte nachhaltig erhöht, ohne dass ein Beitrag zur Situationsverbesserung erzielt wird. Viel entscheidender ist die Tatsache, dass die Leistung insbesondere für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Netzentgeltsystematik in Niederspannung unberücksichtigt bleibt. Das Netzentgelt soll die Kosten der Netznutzung reflektieren, unabhängig von Stromknappheiten im Erzeugungsmarkt. Die aktuelle Systematik ist daher nicht als optimal einzustufen.

In diesem Kontext wird z. B. der Ansatz freiwilliger dynamischer (zeitvariabler) Netzentgelte diskutiert. Auch hier wird der Mengenbezug als Orientierungsgröße herangezogen. Der Ansatz wirkt zudem auf den gesamten Verbrauch der Kunden, inkl. des „klassischen“ Verbrauchs, was die Zielgruppe signifikant verkleinert. Vor allem aber wird eine Herausforderung der Infrastruktur - steigende Belastung durch die erhöhte gleichzeitige Leistungsbeanspruchung steuerbarer Einrichtungen - damit nicht adäquat adressiert, sondern nur auf andere Zeitfenster verschoben. Zudem wird der Wirkungsgrad durch fehlenden direkten Zusammenhang zwischen Strompreissignal (Energiebörse) und vorhandener Kapazität im Netz abgeschwächt. Hier überstrahlen die Spreads dynamischer Energiepreise schon jetzt häufig den Netzentgeltspielraum³ (siehe auch Kapitel 3.2.3). Eine hinreichende netzplanerische Sicherheit zur Vermeidung von Netzengpässen und Reduzierung des Netzausbaubedarfs wird damit nicht geboten. Die Volatilität in den Netzentgelten trägt vielmehr zum Verlust der Erlösplanung bei den Netzbetreibern bei und erhöht das Risiko der Lieferanten.

Die in diesem Positionspapier vorgeschlagene Fokussierung der Netzentgelte auf die Jahreshöchstleistung der Kunden regt den effizienten Umgang mit Netzkapazitäten an und unterstützt so Wahrnehmung und das Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern nachhaltig zu verändern. Als Ziellösung eignet sich daher besonders die Einführung leistungsbasierter Netzentgeltpauschalen im bisherigen Segment von Standardlastprofilkunden (SLP). Als verpflichtendes Instrument trägt es zur Planungssicherheit der Netzbetreiber bei und minimiert

¹PV-Anlagen, die im gleichen Netzstrang angeschlossen sind, reagieren zur gleichen Zeit auf Sonneneinstrahlung. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität wirken Heim-Batteriespeicher je nach Verfügbarkeit dämpfend auf die Einspeiseleistung.

² Kunden ohne Erzeugungsanlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen

³ In Gegensatz zu Energiepreisen können Netzentgelte nicht ins Negative fallen.

Fehlanreize. Die Klassifizierung nach Leistungsklassen ermöglicht zudem netzgebietsspezifische Justierungen. Die Systematik ist zudem erweiterbar um z. B. saisonale Komponenten.

Für den Übergang auf das Zielmodell bietet sich der Beginn der 5. Regulierungsperiode (ab 2029) an, da die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen eine notwendige Bedingung für die Umstellung ist. Ein schrittweiser Übergang innerhalb einer Regulierungsperiode erscheint nicht vorteilhaft, da die Einführung eine grundlegende Umkehrung von der aktuellen Logik bedeutet und genügend Planungssicherheit für den Markt geboten werden muss.

Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen

- 1** Netzentgelte sind alleingegen keine adäquate Lösung zur Vermeidung von Netzengpässen. Sie sind ein Instrument, um die Netzkosten möglichst verursachungsgerecht zu erlösen und finanzielle Planungssicherheit bei allen Stakeholdern zu ermöglichen.
- 2** Die Netzentgeltsystematik muss künftig einem leistungsbezogenen Ansatz folgen, welcher die neuen Kundengruppen „Prosumer“ und „Flexuser“ adäquat an den Netzausbau- bzw. Netzertüchtigungskosten partizipieren lässt.
- 3** Leistungsklassenbezogene Netzentgeltpauschalen bringen als Standardnetzentgelt Planungssicherheit für alle Stakeholder und sorgen dafür, dass die Kosten der Infrastruktur auf mehr Kundengruppen verteilt werden. Damit wird der Anstieg der spezifischen Netzentgelte gedämpft und bei den Kunden ein Anreiz gesetzt weniger Netzleistung zu beanspruchen.
- 4** Freiwillige Netzentgeltinstrumente in Form eines Sonderentgelts erzielen keine netzplanerische Sicherheit. Vielmehr können sie Komfortverlust beim Kunden erzeugen und bringen zusätzlich unnötige Komplexität in das System.
- 5** Marktbasierte Ansätze fokussieren sich auf die Börsenpreisentwicklung. Aufgrund ihres stark beschränkten Spreads (z. B. sind negative Netzentgelte mit EU- und nationalem Recht nicht vereinbar) haben Netzentgelte hier kaum Durchschlagskraft. Eine parallele Dynamisierung der Netzentgelte nach aktueller Netzentgeltlogik würde keine signifikante Abhilfe schaffen und z. B. Prosumer nicht ausreichend einbeziehen.

Inhalt

Management Summary	I
1 Motivation.....	1
2 Wandel der Kundenstruktur im Verteilnetz.....	2
3 Bewertung von Konzepten Dritter [Exkurs]	4
3.1 Nutzen statt Abregeln.....	4
3.2 Variante dynamische/zeitvariable Netzentgelte	5
3.2.1 Szenario 1: Dynamische Bepreisung.....	6
3.2.2 Szenario 2: Zeitfenster	8
3.2.3 Negative Strompreise.....	9
4 Zielmodell: Die Netzentgeltpauschalen.....	10
4.1 Bestandteile der Modellentwicklung	11
4.1.1 Kosten.....	11
4.1.2 Energiebilanz	12
4.1.3 Kalkulationsgerüst / Verprobung	12
4.2 Zielmodell Netzentgeltpauschale – vertiefende Analyse.....	13
4.2.1 Leistungsklassen und -grenzen.....	14
4.2.2 Entwicklung der Anwendungsfälle.....	15
4.3 Perspektive	17
Anhang.....	19
Abbildungsverzeichnis	19
Tabellenverzeichnis	19
Literaturverzeichnis	20

1 Motivation

Netzentgelte in der Niederspannung leiten sich von der Erlösobergrenze des jeweiligen verantwortlichen Netzbetreibers ab. Die Erlösobergrenze selbst ergibt sich u. a. aus den Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau des Netzes und ist durch die Regulierungsbehörde festgelegt, d. h., dass der Netzbetreiber nur die regulierten Kosten für Übertragung des Stromes auf seine Kunden umlegen darf. Darüber hinaus entstehen Kosten in den vorgelagerten Netzen, welche anteilig auf die nachgelagerten Netzebenen weitergegeben werden. Die Abrechnung der Netzentgelte in der Niederspannung erfolgt entfernungsunabhängig, diskriminierungsfrei und ist in § 20 EnWG sowie Abschnitt 3 StromNEV geregelt. Die derzeitige Abrechnungssystematik sieht hierbei einen Arbeitspreis in ct/kWh und im Fall einer Leistungsmessung einen Leistungspreis in Euro/kWh*a anderenfalls einen Grundpreis in Euro/a vor.⁴

Der Strompreis reflektiert Knappheiten im Erzeugungsmarkt. Das Netzentgelt sollte dagegen die Kosten der Inanspruchnahme der Netze reflektieren. Aus dem Zusammenwirken beider Signale sollen sich die Reaktion und das Verhalten der Erzeuger und Verbraucher ergeben. Da die Ressource „Netz“ begrenzt ist und begrenzt bleiben wird, sollte eine weiterentwickelte Netzentgeltstruktur zu einer sicheren und effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur beitragen. Grundsätzlich setzen sich die Netzkosten fast ausschließlich aus Fixkosten zusammen und sind nur geringfügig von der durchgeleiteten Energiemenge abhängig. Dementsprechend sollte bei Netzentgelten auf der Ebene der Niederspannung daher zukünftig eine stärkere Gewichtung der entnahmemengen-unabhängigen Leistungsanteile (Leistungspreis) berücksichtigt werden. Dies verteilt die Kosten verursachungsgerechter. Gleichzeitig wird so einer Entsolidarisierung durch die zunehmende Eigenerzeugung sowie dem Effekt sinkender Verbrauchsmengen der Kunden und eine Umverteilung der Kosten zu Lasten von reinen „Consumern“⁵ entgegenwirkt. Zudem entsteht für Kunden mit gestuften Leistungspreisen ein Anreiz zum effizienten Umgang mit der Netzkapazität.⁶

⁴ siehe (Bundesnetzagentur, 2023)

⁵ siehe VKU-Positionspapier im Rahmen PKNS (AG2 Flexibilitätsoptionen)

⁶ siehe VKU-Positionspapier im Rahmen PKNS (AG4 Lokale Signale)

2 Wandel der Kundenstruktur im Verteilnetz

In der Vergangenheit bestimmten hauptsächlich Consumer mit moderaten Leistungsspitzen die Netznutzung in der Niederspannung. Bei dieser Kundengruppe besteht ein Zusammenhang zwischen Energie und Leistung, d. h. je größer der Energiebedarf, desto größer auch die Jahreshöchstleistung. Eine Abrechnungssystematik, basierend auf dem Mengenbezug, stellte in diesem Fall eine geeignete Abrechnungsmethodik dar. Leistungslimits des Netztes wurden selten erreicht und waren durch eine vorausschauende Netzplanung beherrschbar. Der Leistungsbezug, vor allem der Haushaltskunden in der Niederspannung, hatte keine nachhaltigen negativen Auswirkungen auf die Auslastung des Netzes.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors spielen eine Schlüsselrolle zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass sich das Verbraucherverhalten von Privathaushalten („Consumer“) grundlegend ändert. Sie werden zunehmend mit eigenen PV-Anlagen zu „Prosumern“ und/oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpe oder Ladeeinrichtung zu „Flexumern“ am örtlichen Verteilernetz angeschlossen sein (siehe Abbildung 1).

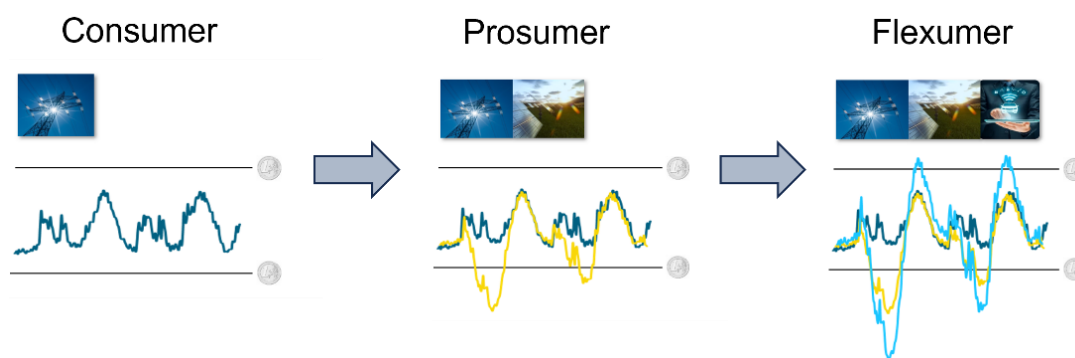


Abbildung 1: Entwicklung des Kundenverhaltens im Niederspannungsnetz

In der Folge müssen herkömmliche Instrumente der Netzplanung, wie Standardlastprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren, neu bewertet und ggf. angepasst werden. Letztere werden im Rahmen der Netzplanung, z. B. für die Abschätzung der Anschlussleistungen von Wohngebieten, verwendet. Zudem sind Gleichzeitigkeitsfaktoren (z. B. DIN 18015-1) zu berücksichtigen. Für diese Leistung sind die Netzbetriebsmittel, wie Transformatoren, Kabel usw., auszulegen. Netze bzw. deren Betriebsmittel werden auf Grundlage von Leistungen und nicht von Energieverbräuchen dimensioniert.

Der Zubau an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wird zur Vervielfachung der Jahreshöchstleistungen von Privathaushalten und zum signifikanten Anstieg der Gleichzeitigkeitsfaktoren führen. Letzteres gilt insbesondere für die Beanspruchung der Netzkapazität durch Netzeinspeisungen von PV-Anlagen.

Ein mengenbasiertes Netzentgelt stellt sich insbesondere im Fall von Prosumern nicht verursachungsgerecht heraus. Durch u. a. hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren verursachen diese eine kostentreibende Netzauslastung. Aber gerade diese Kundengruppe wird durch die Netzentgeltbefreiung auf Einspeiseleistung bei der Kostenverteilung nicht ausreichend berücksichtigt. Vielmehr wird das Ungleichgewicht mit der derzeitigen Abrechnungssystematik im Fall von

Eigenverbrauchsoptimierung verstärkt. Prosumer haben gegenseitig einen Anreiz den Eigenverbrauch zu maximieren, da die Vergütung der Strommenge hinter den Strombezugskosten zurückbleibt. Der Eigenverbrauch reduziert den Energiebedarf aus dem Netz, während die maximale Bezugsleistung i. d. R. unverändert bleibt. Letztere tritt vorzugsweise in den Wintermonaten und den Abendstunden auf, wenn die PV-Anlage keine Energie erzeugt und evtl. Batteriespeicher nicht gefüllt sind. Ähnliches gilt für die maximale Einspeiseleistung. Diese tritt i. d. R. mehrfach und in den Übergangs- oder Sommermonaten während der Mittagsstunden auf, wenn der Energiebedarf der Consumer gering ist. Das Netz muss aber für beides dimensioniert und vorgehalten werden. Die Kosten tragen somit größtenteils die Consumer, weil die spezifischen Standardnetzentgelte steigen.

Ein weiterer Knackpunkt der aktuellen Abrechnungssystematik wird bei der Betrachtung der dritten Kundengruppe - den Flexuser - ersichtlich. Diese Kunden verfügen über zusätzliche flexible Verbraucher, wie beispielsweise eine Ladeeinrichtung oder Wärmepumpe, welche im ersten Schritt die Bezugsleistung erhöht. Gerade bei Wärmepumpen ergibt sich das Verhalten einer hohen Gleichzeitigkeit, die zu einer systematischen Leistungsspitze führt. Vor allem in der kalten und dunklen Jahresphase, wenn nicht genügend PV-Strom zur Verfügung steht und die heimischen Batteriespeicher nicht ausreichend befüllt sind, kann das gleichzeitige Starten von Wärmepumpen in der Aufheizphase zu einem Anstieg der Leistungsspitze führen. Wenn keine Bepreisung der Leistung vorhanden ist, gibt es für den Kunden keinen Anreiz seine Flexibilität netzdienlich so einzusetzen, dass sich die Spitze glättet und damit die Gleichzeitigkeit im Netzstrang sinkt, obwohl dies technologisch möglich wäre.

Durch das neue Kundenverhalten hat sich die Netzplanung sowie der -ausbau maßgeblich gewandelt. Im gleichen Zug ist aus den dargelegten Punkten die Netzentgeltsystematik neu auszugestalten und maßgeblich die Leistung als Abrechnungskomponente im „SLP“-Segment in der Niederspannung mit zu berücksichtigen. Eine Neugestaltung würde zudem einer verursachungsgerechteren Bewertung der zunehmend heterogeneren Kundengruppen Rechnung tragen.

3 Bewertung von Konzepten Dritter [Exkurs]

3.1 Nutzen statt Abregeln

Eine weitere Herausforderung, die mittelbar auf die Verteilernetze wirkt, sind die Engpässe beim Abtransport von Windstromüberschüssen aus dem nördlichen Bundesgebiet in das südliche. Auch hier werden die Netzentgelte fokussiert, wenn auch vordergründig in oberen Spannungsebenen.

Mit dem Konzept „Nutzen statt Abregeln“ präsentiert Neon im Auftrag von Agora Energiewende ihre Idee, wie der Bezug von erneuerbaren Energien in Windreichenzeiten regional maximiert werden könnte, um infrastrukturelle Engpässe im Übertragungsnetz zu minimieren. Dabei sollen die Netzentgelte für Industriekunden in der Zeit des Überschusses vom Windstrom beim VNB auf null gesetzt werden. Sobald die Engpasssituation beim Übertragungsnetzbetreiber aufgehoben wird, werden die VNB-Netzentgelte netzgebietsscharf auf Ihre Standardwerte zurückgesetzt.

Ein Blick auf die dargestellte Einfachheit bei der Implementierung des Modells zeigt, dass hier vielschichtige Aspekte nicht betrachtet wurden. Zum einen unterscheiden sich die Netztopologien bei den VNBs und auch die angeschlossenen Kundengruppen. Während es im Übertragungsnetz eher um große Industriekunden und große Windparks geht, sind unterhalb der Hochspannungsebene überwiegend Kleinkunden im Haushaltskundensegment sowie kleine bis mittlere Gewerbe- und Industriekunden angeschlossen. Das gleichzeitige Anreizen des Strombezugs durch alle Industriekunden im Netzgebiet eines VNBs können zu extremen Engpässen bei diesem führen und zusätzliche Netzertüchtigungsmaßnahmen erfordern, ohne dass diese zusätzlichen Leitungskapazitäten langfristig benötigt werden. Des Weiteren ist in Frage zu stellen, inwieweit Industriekunden ihre Produktionslinien kurzfristig und in einer 15-minütigen Granularität wirtschaftlich anpassen können. Aktuell besteht für Industriekunden die Möglichkeit ein Sonderentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV für atypische Netznutzung zu erhalten, d. h. für die Vermeidung von Lastspitzen in Hochlastzeitfenstern. Dieses Modell ist ansatzweise mit dem Modell „Nutzen statt Abriegeln“ vergleichbar. In der Praxis zeigt sich aber, dass nur ein geringer Anteil von Industriekunden dieses beantragt und von diesen wiederum nur ein Teil schlussendlich die Voraussetzungen erfüllt. Des Weiteren wären zuverlässige Prognosen von ÜNB und VNB notwendig, auf deren Grundlage die Bewirtschaftung aufbauen würde.

Es ist auch nicht davon auszugehen, dass sich Industriekunden zunehmend flexible Assets anschaffen, um von den Vorteilen des „Nutzen statt Abriegeln“-Modells zu profitieren, ohne Garantien zu erhalten, dass sie über den gesamten Lebenszyklus zum Einsatz kommen. Schließlich sollen die Engpässe in ÜNB-Netzen mittelfristig beseitigt sein, weshalb diese Assets als „stranded investments“ zu bewerten wären.⁷

Fazit: Das Modell „Nutzen statt Abregeln“ (NsA) kann eine gute Lösung in Form eines Sonderentgelts für Elektrolyseure und Power to Heat-Anwendungen darstellen. Als allgemeingültiges verpflichtendes Instrument birgt es die Gefahr gegenläufiger Effekte und der Verstärkung von Engpässen in Verteilernetzen. Zudem zielt das Modell auf ein anderes – im Papier nicht betrachtetes – Kundensegment ab.

⁷ siehe (Agora Energiewende, 2023)

3.2 Variante dynamische/zeitvariable Netzentgelte

In den letzten Jahren wurde sehr häufig die Einführung dynamischer Netzentgelte als Werkzeug zur Vermeidung von Netzengpässen diskutiert. Allerdings ist in diesem Zuge nicht nur das Netzentgelt alleinstehend zu betrachten, sondern der Gesamtstrompreis des Kunden. Hierbei spielt die Energiebeschaffung und die Vertriebskosten eine viel größere beeinflussende Rolle. Um für Stromkunden, welche Ihren Bezug flexibel einsetzen, ein marktlich getriebenes Einsparpotential zu generieren, wurde in § 41a Abs. 2 EnWG eine Verpflichtung für Lieferanten, ab einer bestimmten Mindestkundenanzahl, einen dynamischen Stromtarif anzubieten mit aufgenommen. Wobei ein dynamischer Stromtarif in § 3 Nr. 31b EnWG näher definiert ist. Ausgehend von der aktuellen Gesetzeslage sind seit dem 01.01.2023 erste Lieferanten dazu verpflichtet Tarife, welche die Preisschwankungen der Spotmärkte widerspiegeln, ebenfalls anzubieten. Die Verpflichtung zum Angebot wird schrittweise erweitert.

Jedoch gibt es keinen direkten Zusammenhang zwischen einem Strompreissignal und der vorhandenen Übertragungskapazität des Netzes. D. h. der Strompreis und die Netzentgelte agieren und setzen ihre Anreize unabhängig voneinander. Basierend auf dieser Tatsache wurde nachfolgend untersucht, wie häufig sich beide Signale entgegengesetzt beeinflussen. Für die Preissetzung der Netzentgelte ist zwischen den zwei Mechanismen dynamisch und zeitvariabel zu unterscheiden. Bei der dynamischen Preisgestaltung wird von der tatsächliche Netzauslastung ein Preis abgeleitet. Dieser Preis kann sich zu den Vortagen und -monaten unterscheiden. Die Vorlaufzeit erfolgt zwischen einem Tag bis zu 15 min. im Voraus. Im Kontrast hierzu werden bei den zeitvariablen Netzentgelten bis zu einem Jahr im Voraus Zeitfenster definiert. Die Preise innerhalb der Fenster sind ebenfalls fest und können sich unterjährig nicht ändern.

Für die nachfolgende Untersuchung wurden sowohl der Mechanismus zeitvariabel als auch dynamisch untersucht. Hierfür wurden Day-Ahead-Preise des Jahres 2021 mit einem Jahresverlauf dynamischer/zeitvariabler Netzentgelte miteinander verglichen. Im ersten sind die Netzentgelte mittelbar an die Netzauslastung gekoppelt. Im zweiten wurden die Netzentgelte nach Zeitfenster eingeteilt.

3.2.1 Szenario 1: Dynamische Bepreisung

Der Jahresverlauf der dynamischen Netzentgelte wurde von einem Stranglastprofil abgeleitet. In Zeiten hoher Netzauslastung ($> 80\%$) wurde der Arbeitspreis zwischen 6 ct – 4 ct variiert. In Zeiten niedriger Netzauslastung ($< 60\%$) ist 1 ct verrechnet worden und in allen anderen 2,55 ct, siehe Abbildung 2. Das sich daraus ergebende variierende Netzentgelt ist für den Verlauf der Woche als Netzentgeltprofil in Abbildung 3 dargestellt.

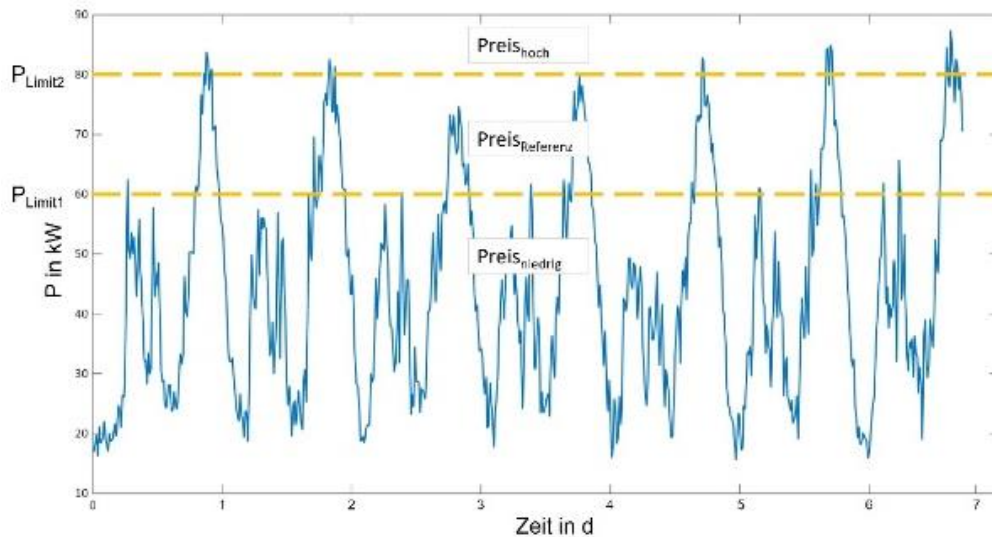


Abbildung 2: Leistungsverlauf über eine Woche mit dargestellten Grenzen zur Einteilung der Netzauslastung

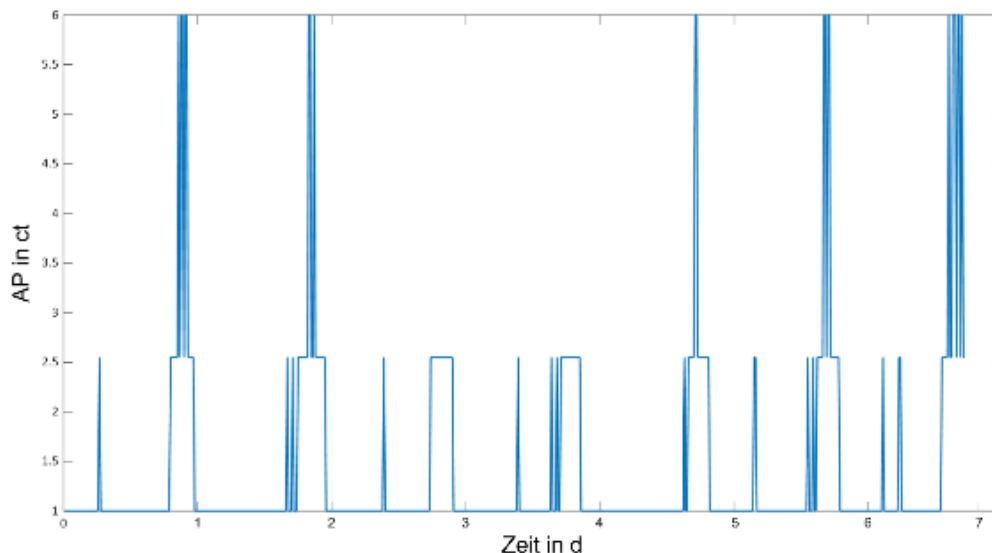


Abbildung 3: Aus Abbildung 2 resultierendes, variables Netzentgeltprofil

Um sowohl aus dem Arbeitspreis als auch aus dem Börsenstrompreis die Anreize miteinander vergleichen zu können, werden diese mittels nachfolgenden Schemas bestimmt. Ob ein Anreiz zum Bezug von Energie oder zur zeitlichen Verschiebung von bspw. Ladeleistung vorliegt, lässt sich anhand des Deltas zum Referenzwert ableiten, siehe beispielhafte Kalkulation (1) und (2). Der Referenzwert für Netzentgelte wird mit 2,55 ct angesetzt, was dem Arbeitspreis der Bayernwerk Netz GmbH des Jahres 2022 entspricht.

$$\Delta AP = AP - \text{Preis}_{\text{Referenz}} = 1 \text{ ct} - 2,55 \text{ ct} = -1,55 \text{ ct Vergünstigung} \quad (1)$$

$$\Delta AP = AP - \text{Preis}_{\text{Referenz}} = 6 \text{ ct} - 2,55 \text{ ct} = 3,45 \text{ ct Teuerung} \quad (2)$$

Ist das Delta negativ, entspricht dies einem Anreiz zum Bezug von Energie. Wird ein positives Ergebnis ermittelt, ergibt sich ein Anreiz zur Reduktion der Leistung.

Damit aus dem Arbeitspreis der Netzentgelte eine Tendenz berechnet werden kann, ist diese ebenso aus dem Börsenpreis zu berechnen. Als Referenzwert $EPEX_{\text{Referenz}}$ wird der mengen-gewichtete Elektrizitätspreis für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge mit 8,59 ct an-gesetzt.⁸ Eine beispielhafte Darstellung des Berechnungsschemas ist in Formel (3) und (4) dar-gestellt.

$$\Delta EPEX = \text{Dayahead} - EPEX_{\text{Referenz}} = 4 \text{ ct} - 8,59 \text{ ct} = -4,59 \text{ ct Vergünstigung} \quad (3)$$

$$\Delta EPEX = \text{Dayahead} - EPEX_{\text{Referenz}} = 15 \text{ ct} - 8,59 \text{ ct} = 6,41 \text{ ct Teuerung} \quad (4)$$

Für die Ermittlung, ob eine komplette Aufhebung des Netzentgeltsignals vorliegt, werden die Deltawerte des dynamischen Netzentgeltes ΔAP und des Börsenpreises $\Delta EPEX$ miteinander verglichen. Ist das Ergebnis des Vergleichs ΔV , siehe Formel (5), ein anderes Vorzeichen als das ermittelte Netzentgelt-Delta liegt eine Übersteuerung des Preissignals vor.

$$\Delta V = \Delta AP + \Delta EPEX \quad (5)$$

Für die nachfolgende Auswertung der Simulationsergebnisse, ist noch darauf hinzuweisen, dass alle Last- sowie Preisprofile in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen. In Abbildung 4 sind die Ergebnisse der Berechnung dargestellt. Es zeigte sich, dass je nach Preisszenario und Netzgrenzwerten zwischen 22 % und 26 % der netzdienlichen Preisanreize vom Markt-preis übersteuert werden. Dies hat zur Folge, dass Netzengpässe durch den deutlich prägen-deren Marktpreis verstärkt werden.

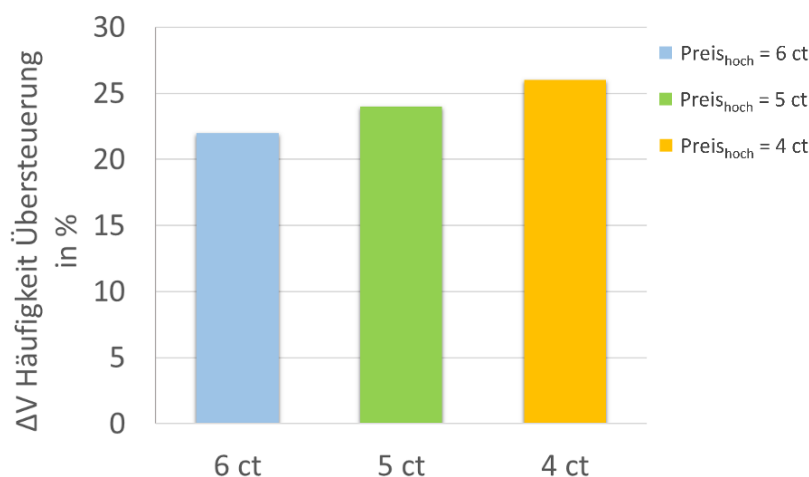


Abbildung 4: Häufigkeit einer Übersteuerung in Abhängigkeit zum max. dynamischen Netzentgelt

⁸ siehe BMWK - Der Strompreis

3.2.2 Szenario 2: Zeitfenster

Basierend auf den finalen BK6/BK8-Festlegungsbeschlüsse (BK-6-22-300 / BK8.22.010-A) des § 14a EnWG würde der Verteilnetzbetreiber nur in fest definierten Zeitfenstern Anreize setzen. Basierend auf realen Messdaten des Bayernwerk Netz Gebiets wurde Zeiten abgeleitet, in welchen ein hoher Lastbezug sowie eine geringe Auslastung vorhanden ist. Folgende Zeitfenster konnten wie in Tabelle 1 dargestellt definiert werden:

Tag	Uhrzeit	Arbeitspreis [ct/kWh]
Montag – Freitag	00:00 – 06:30	2,55
	Ab 06:30 – 08:00	6,00
	Ab 08:00 – 11:00	2,55
	Ab 11:00 – 14:30	1,00
	Ab 14:30 – 18:30	2,55
	Ab 18:30 – 20:30	6,00
	Ab 20:30 – 24:00	2,55
Samstag, Sonntag	00:00 – 24:00	2,55

Tabelle 1: Abgeleitete Arbeitspreise in festgelegten Zeitfenstern

Das sich hieraus ergebenden Netzentgeltprofil ist in Abbildung 5 dargestellt.

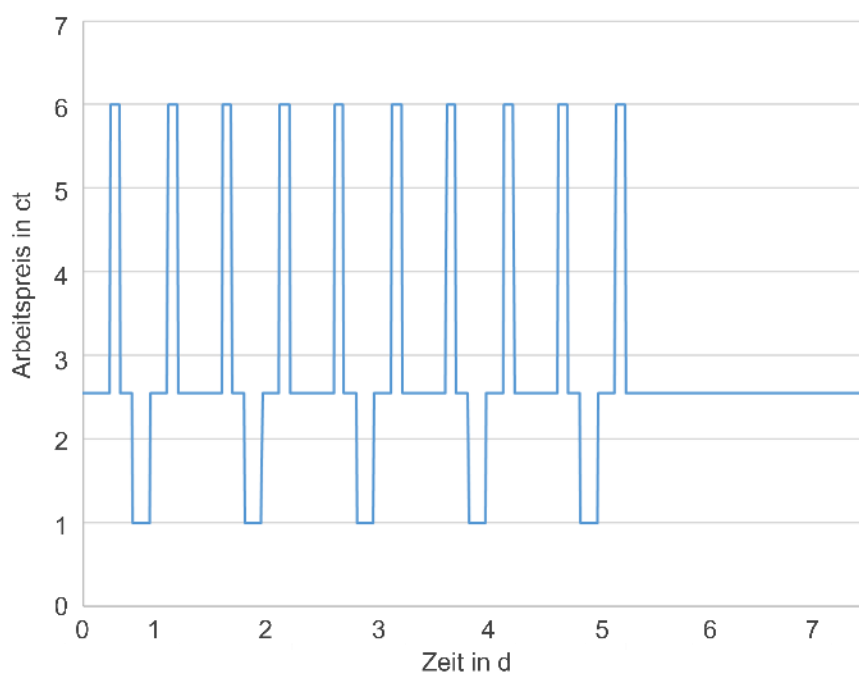


Abbildung 5: Arbeitspreisprofil bei Verwendung fester Zeitfenster

Das Berechnungsmodell unterscheidet sich zum Vorgehen im Szenario 1 nur durch das Netzentgeltprofil. Das Ergebnis ist in Abbildung 6 dargestellt. Bezogen auf die Zeitfenster, in welche Preisanreize gesetzt wurden, liegt bei diesem Szenario eine Übersteuerung in 80 % der Zeiten vor.

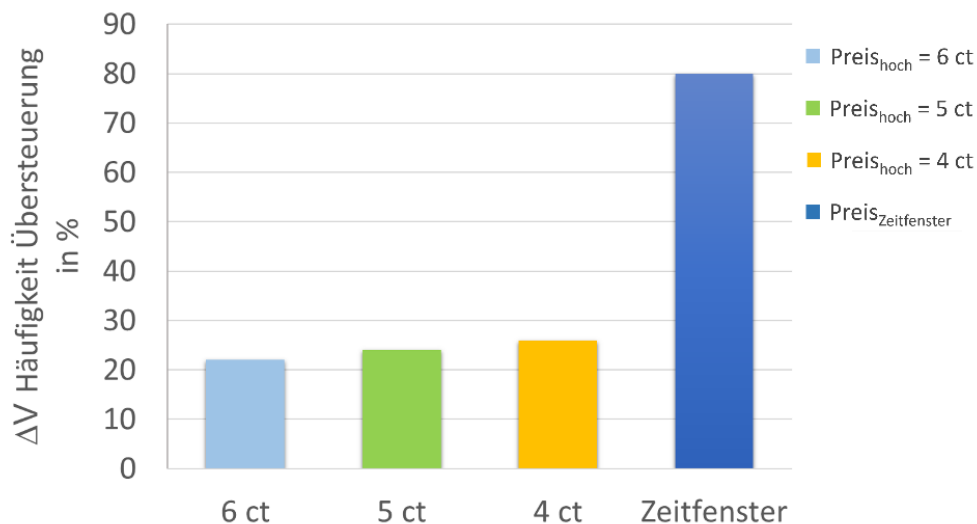


Abbildung 6: Häufigkeit einer Übersteuerung, zusätzlich mit dem Szenario „Zeitfenster“

3.2.3 Negative Strompreise

In den letzten Jahren hat die Häufigkeit von negativen Preisen am Day-Ahead-Markt in Deutschland deutlich zugenommen. Hierbei konnte eine Korrelation zwischen dem Anteil an Erneuerbaren Energien (EE) in der Gesamtstromerzeugung festgestellt werden.⁹ Um einen Einfluss auf das Nutzerverhalten ableiten zu können ist weiterhin die Höhe der Preise ein ausschlaggebender Punkt. Am 16.07.2023 beispielsweise betrug der maximale negative Preis -60 €/MWh, was -6 ct/kWh entspricht.¹⁰ Mit einem börsengekoppelten Stromtarif würde in diesem Fall der Kunde für den Bezug von elektrischer Energie Geld erhalten. Eine hohe Gleichzeitigkeit von Strombezug ist hieraus abzuleiten, weil beim Kunden installierte Home-Energy-Managementsysteme (HEMS) alle automatisiert auf diese Signale reagieren würden. Durch den geringen Spielraum der Netzentgelte kann den künstlich erzeugten Gleichzeitigkeiten, im Fall von Übertragungsengpässen, nicht entgegengewirkt werden. Weiterhin ist, aufgrund des Zubaus von EE, mit einer steigenden Anzahl an negativen Preisen innerhalb eines Jahres zu rechnen. Dies wiederum impliziert eine steigende Anzahl an Anreizen für den Strombezug, welcher nicht die hierfür notwendigen Übertragungskapazitäten des Netzes berücksichtigen und einpreisen.

Fazit: Freiwillige dynamische Netzentgelte bieten keinen ausreichenden Anreiz für Kunden, um auf Netzentgeltsignale zu reagieren. Folglich können netzdienliche Reaktionen durch Kunden nicht sichergestellt werden. Damit können auch keine zuverlässigen Impulse für die Netzplanung abgeleitet werden. Als optionales Instrument zur Vermeidung von Netzengpässen ist es daher ungeeignet. Die Volatilität in den Netzentgelten trägt vielmehr zum Verlust der Erlösplanung bei den Netzbetreibern und trägt zum Risiko der Lieferanten bei.

⁹ siehe Next Kraftwerke GmbH, Spotmarktpreise

¹⁰ siehe Entso-E Transparency Platform

4 Zielmodell: Die Netzentgeltpauschalen

Die Kundengruppe reiner Consumer im Verteilnetz wandelt sich, wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, zu Flexumer. Auf Grundlage dieses Sachverhalts haben sich ebenfalls Kenngrößen in der Netzplanung grundlegend geändert. Das Bestandsnetz wurde für Kunden mit einem typischen Netzbezug von 1-3 kW ausgelegt. Diese Grenzwerte waren in der Durchmischung der Anschlussnutzung bisher eine korrekte Basis für einen nachhaltigen, sicheren und effizienten Netzbetrieb. Inzwischen werden immer häufiger über mehrere Stunden Leistungen von 15 kW abgerufen. Dies hat zur Folge, dass dort, wo noch kein Netzausbau erfolgen konnte, Netzengpässe entstehen können. Aufgrund der erhöhten Belastungsdauer wird ebenfalls mehr Energie bezogen. Steuerungsmaßnahmen durch den Verteilnetzbetreiber können maßgeblich zur Netzengpassbehebung beitragen. Sind diese jedoch zu stark reglementiert, wie beispielsweise auf max. 2 h während der präventiven Phase (gemäß § 14a EnWG), werden in der verbleibenden Engpasszeit Gleichzeitigkeiten erhöht (durch Lastverschiebung) und damit die Netzengpasssituationen verschärft. Um die Steuerungsmaßnahmen im Einklang mit dem Netzausbau zu bringen, ist die Finanzierung ein wesentlicher Faktor. Hierbei ist eine Privilegierung einzelner Kunden weder verursachungsgerecht noch frei von Diskriminierung der übrigen Kunden, welche über keine Flexibilität verfügen.

Die bisherigen Grund- und Arbeitspreis-Tarife (GP/AP) mit einer hohen Gewichtung auf dem Arbeitspreis war so lange gerechtfertigt, wie es nur reine Consumer gab. Das zunehmende Aufkommen der dezentralen Energieerzeugung in Verbindung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (Photovoltaik, Speichern, bidirektionales Laden, etc.) trägt über das Jahr gesehen zum höheren Selbstversorgungsgrad der Kunden bei. Dies wird den zusätzlichen Netzkapazitätsbedarf nicht kompensieren können, da die volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien in der Niederspannung vorwiegend aus Photovoltaik-Anlagen in sonnenreichen Jahresabschnitten erfolgt. Der Kundenverbrauch, z. B. fürs Heizen mit der Wärmepumpe, steht damit nicht immer im Einklang. Aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten, getrennt nach Ein- und Ausspeisung, wird der Leistungsbedarf eher ansteigen. Infolgedessen ist anzunehmen, dass damit zusätzlicher Netzausbaubedarf ausgelöst wird. Die Dimmung gemäß § 14a EnWG ist nur ein temporär hilfreiches Instrument, welches bei dessen Aktivierung auch die Planung von Netzertüchtigungsmaßnahmen auslöst. Die aktuelle Netzentgeltssystematik führt zu einer nicht mehr sachgerechten Verteilung der Netzkosten, welche zu einem großen Anteil aus fixen Kosten bestehen, vielmehr „belohnt“ es mit Sonderentgelten diejenigen, die die Belastung der Stromnetze bewirken.

Die Netzentgeltssystematik für steuerbare Lasten muss an die Bedürfnisse der zukünftigen Netznutzung ausgelegt werden. Deshalb wird eine Netzentgeltpauschale aufgrund von Leistungsklassen empfohlen. Das bedeutet, jeder Abnehmer mit bisheriger GP/AP-Abrechnung wird auf ein Entgelt in Euro pro Jahr umgestellt. Um keine massiven Verwerfungen von Kleinst- und Geringverbrauchern zu erhalten, sollen Klassen eingeführt werden, welche sich an der Leistung orientieren. Die Anzahl der Klassen und deren Bereiche kann dabei entweder netzbetreiberindividuell oder für eine starke Vereinheitlichung auch deutschlandweit festgelegt werden. Es wird sinnvoll sein, untere Leistungsklassen mit sehr kleinen Pauschalen zu bewerten. Dies gibt auch einen Anreiz, Leistungsbezug zu reduzieren. Für Prosumer hingegen wird damit mehr als jetzt abgerechnet, je nachdem wie stark sie das Netz bei reinem Bezug oder auch reiner Einspeisung beanspruchen.

Die Leistungseinteilung soll dabei nach den gemessenen Leistungswerten bei intelligenter Messung erfolgen. Ist keine solche Messung installiert, kann eine Leistung aus dem ausgerollten Lastprofil herangezogen werden. Nach dem Messtellenbetriebsgesetz (MsbG) erhalten alle Abnehmer oberhalb von 6.000 kWh sowie Abnahmestellen mit Erzeugungsanlagen und/oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ein intelligentes Messsystem eingebaut.

Die Einteilung in Leistungsstufen soll unter den Gesichtspunkten des Nutzerverhaltens, der Kundenanzahl sowie zur Verteilnetzstruktur erfolgen.

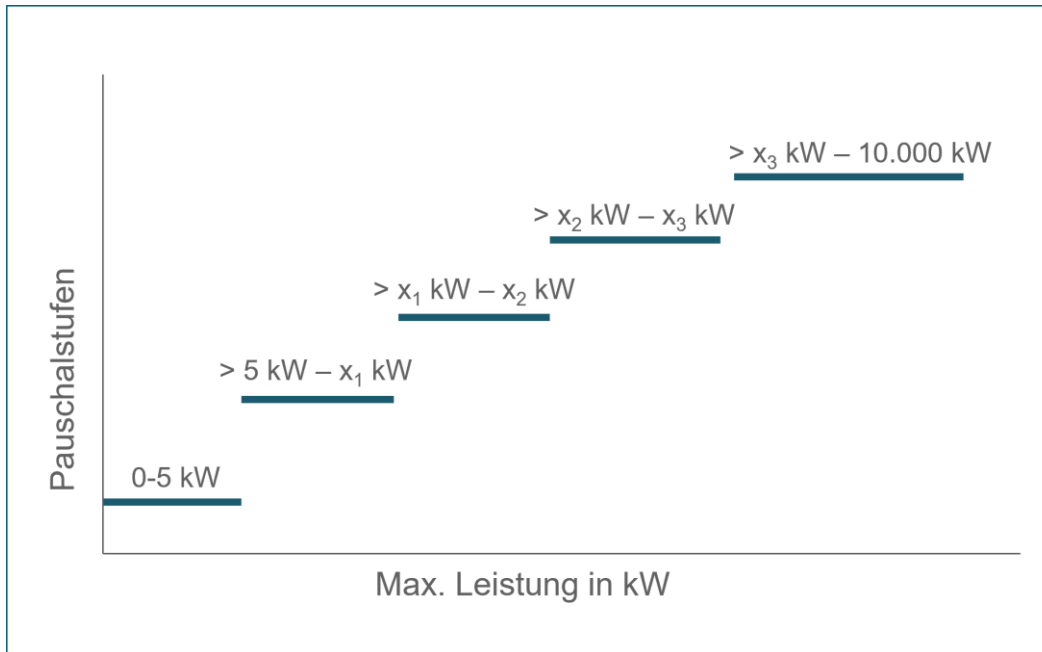


Abbildung 7: Übersicht Einteilung von Leistungsklassen

Für die Abrechnung ist die maximale Leistung gemittelt zu bestimmen. Jeder Kunde soll basierend auf dem Mittel mehrerer Jahresleistungen eingestuft werden. Durch Mittelwertbestimmung dieser Leistungswerte ergibt sich die Pauschalstufe.

4.1 Bestandteile der Modellentwicklung

4.1.1 Kosten

Für die ersten Berechnungen von Netzentgeltpauschalen wurde die Kostensituation inkl. vorgelagerten und vermiedenen Netzkosten in der Niederspannung herangezogen. Diese Kosten wurden nach dem „Prinzip der Kostenwälzung“ den Leistungsklassen zugeordnet.

Dabei werden in jeder Netz- und Umspannebene die Gesamtkosten¹¹ jeweils verursachungsorientiert in die Kostenanteile aufgeteilt, die auf die Entnahme aus der betrachteten Netz- bzw. Umspannebenen entfallen.

Im nächsten Schritt wurden hieraus spezifische Netzentgelte je Leistungseinheit [EUR/kW] abgeleitet. Das Vorgehen entspricht der branchenweit etablierten „Briefmarken-Berechnung“¹². Die errechneten „Briefmarken“ pro Netz- bzw. Umspannebene bilden die Grundlage für die Netzentgeltverprobung (siehe Kapitel 4.1.3).

¹¹ Dies umfasst gewälzte Kosten aus der vorgelagerten Netzebene und entstehende Kosten der betrachteten Netz- bzw. Umspannebene

¹² Gemäß Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten

4.1.2 Energiebilanz

Die Energiebilanz umfasst die zeitgleiche Höchstlast je Netzebene sowie die in die nachgelagerte Ebene weitergeleitete Leistung. Diese Parameter sind wesentlich für die Bestimmung der Briefmarke je Netz- und Umspannebene. Vereinfacht dargestellt werden die Kosten der einzelnen Ebenen durch die zeitgleiche Höchstlast der entsprechenden Ebene dividiert.

Der erste Ansatz zur Ermittlung der pauschalen Netzentgelte basiert auf der Energiebilanz 2022. Energiebilanzen für zukünftige Zeiträume werden zurzeit nicht erstellt.

4.1.2.1 Erlösobergrenze (EOG)

Die angesetzte Erlösobergrenze basiert auf der Planung des Jahres 2023. Aufgrund schützenswerter Interessen des Unternehmens wurden modifizierte Zahlen hinterlegt. Die Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen erfolgt durch die Anwendung des Verteilungsschlüssels aus der tatsächlichen Entgeltbildung.

4.1.2.2 Vorgelagerte Netzkosten

Die vorgelagerten Netzkosten müssen für den bezogenen Strom aus vorgelagerten Netzen entrichtet werden. Die vorgelagerten Netzkosten sind eine volatile Größe, die vom Kundenverhalten und der Einspeisung im eigenen Netz abhängt. Bemessungsgrundlage ist die maximale Viertelstunde im Kalenderjahr. Eine genaue Prognose ohne detaillierte Messwerte, wie sie z. B. aus intelligenten Messsystemen hätten bezogen werden können, ist nicht möglich. Als Abhilfe wird für die Bemessung der Arbeit der Wert vom letzten vollständigen Kalenderjahr und für die Leistung ein Mittelwert der letzten Jahre verwendet. Für die Entwicklung der spezifischen Netzentgelte des vorgelagerten Netzes wird eine steigende Tendenz angenommen.

Die Kosten, die durch die Entschädigung von dezentralen Erzeugungsanlagen im Abregelungsfall verursacht werden, werden aufgrund der aktuellen Marktpreisentwicklungen deutlich steigen. Zudem zeichnet sich für die folgenden Jahre durch weiteren Zubau an erneuerbaren Anlagen ein erneuter Anstieg der abzuregelnden Mengen aus dezentralen Erzeugungsanlagen gegenüber den Vorjahren ab. Der erforderliche Netzausbau wird hier nicht Schritt halten können. Ein weiterer Grund für den Anstieg resultiert beispielsweise aus den hohen Investitionen in den erforderlichen Netzausbau zur Integration der zunehmenden dezentralen Erzeugungsanlagen.

4.1.3 Kalkulationsgerüst / Verprobung

Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte erfolgt kalenderjahrbezogen. Hierfür ist zwingend ein Mengen-/Leistungsgerüst für die eigentliche Verprobung notwendig. Es werden für die Industrie- und Gewerbekunden individuelle Prognosen für das jeweilige Abnahmeverhalten erstellt. SLP-Kunden werden hingegen als Bündel prognostiziert. Für jede im Preisblatt ausgewiesene Kategorie muss somit ein Arbeits- und Leistungswert angenommen werden, damit eine Verprobung stattfinden kann.

Für die Ermittlung der pauschalen Entgelte entfällt dieser Verprobungsschritt. Über die Kosten der Niederspannung und den entsprechenden Kostenanteilen der Leistungsklassen erfolgte vereinfachend eine Aufteilung.

4.2 Zielmodell Netzentgeltpauschale – vertiefende Analyse

Im Rahmen einer Abschlussarbeit bei EWE NETZ wurde eine Vielzahl von synthetischen Lastgängen für Einfamilienhaushalte sowie für zugehörige private Ladepunkte und Wärmepumpen erstellt. Für jeden Lasttypen (Haushalt, Ladereinrichtung und Wärmepumpe) liegen insgesamt 200 Jahreslastgänge in Viertelstunden-Auflösung vor – vergleichbar einer separaten Zählung der einzelnen Typen¹³. Dadurch, dass jeder Einfamilienhaushalt mit/ohne E-Ladepunkt und/oder Wärmepumpe abgebildet werden kann, lassen sich innerhalb der 200 Haushalte verschiedene Durchdringungen abbilden. Die betrachteten Szenarien sind in Tabelle 2 dargestellt.

	Szenario 2023	Szenario 2024	Szenario 2030
Strom-Hausanschlüsse	852.178	859.828	905.728
Wärmepumpen	67.327	90.362	228.571
E-Fahrzeuge	40.604	64.315	351.597
PV-Anlagen	101.930	115.430	196.430

Tabelle 2: Szenarien für die Jahre 2023 - 2030

Es wird angenommen, dass das Verhalten der simulierten Einfamilienhaushalte (Höhe und Verteilung der Jahreshöchstleistungen) dem tatsächlichen Kundenverhalten im EWE NETZ-Versorgungsgebiet entspricht. Zur Abbildung der Szenarien werden einem Anteil der 200 Kunden (entsprechend der Durchdringungen im Szenario) Ladepunkt, Wärmepumpe und/oder Photovoltaikanlage zufällig zugeteilt¹⁴. Dabei können einem Haushalt auch alle drei Komponenten zugewiesen werden. Die Größen der Photovoltaikanlagen werden als Zufallswerte aus einer Verteilung der Anlagengrößen gezogen (siehe Abbildung 8). Die Jahreshöchstleistung P_{\max} eines Haushalts i entspricht dem Maximum der Bezugs- und Einspeiseleistung. Es wird angenommen, dass letztere der installierten Leistung P_{PV}^{inst} der Photovoltaikanlage entspricht. Die jahreshöchste Bezugsleistung entspricht dem Maximum der Viertelstundenwerte eines Lastgangs $P(t)$ (Gleichung 6).

$$P_{\max} = \max(\max P_i(t), P_{PV,i}^{inst}) \quad (6)$$

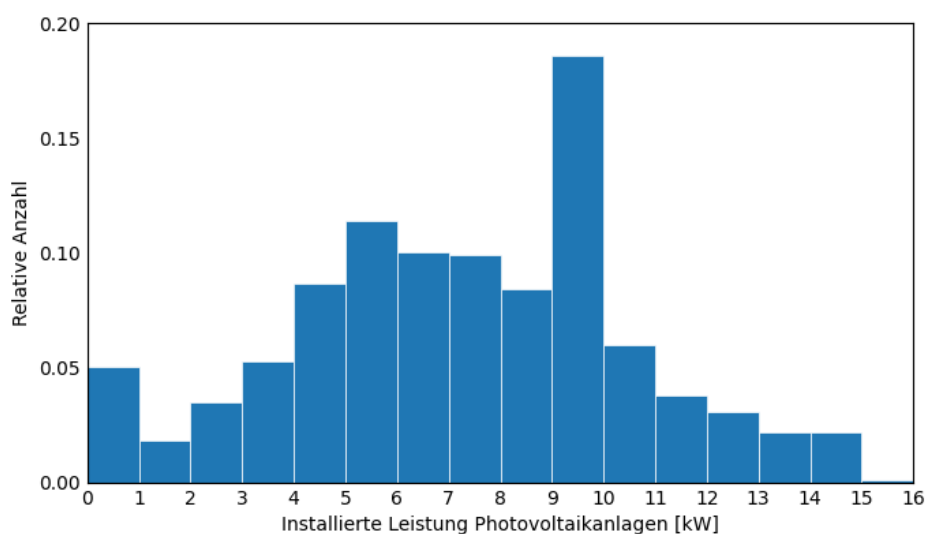


Abbildung 8: Verteilung der installierten Leistung von PV-Anlagen (bis 16 kW) bei EWE NETZ GmbH

¹³ Niemann, Piet: Ermittlung des Leistungsverhaltens zukünftiger Haushalte mit Flexibilitäten, unveröffentlichte Masterarbeit

¹⁴ Gemäß Monte-Carlo-Simulation

4.2.1 Leistungsklassen und -grenzen

Es werden drei Leistungsklassen gewählt (siehe Kapitel 4.2.2). Im ersten Schritt wurde bestimmt, wie viele Jahreshöchstleistungen bzw. Kunden/Strom-Hausanschlüsse in den einzelnen Klassen liegen. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Jahreshöchstleistung für das Szenario 2023 ist in Abbildung 9 dargestellt. Zur Bestimmung der relativen Gesamtkostenanteile werden die Jahreshöchstleistungen P_{\max} , die innerhalb einer Klasse k liegen, addiert und auf die Summe aller Jahreshöchstleistungen bezogen (Gleichung 7). Aus den relativen Gesamtkostenanteilen und den Gesamtkosten können die Kosten pro Klasse ermittelt werden. Bezieht man die Kosten auf die Kundenanzahl bzw. Anzahl der Strom-Hausanschlüsse der entsprechenden Klasse, ergeben sich die klassenspezifischen Preise (siehe Tabelle 4).

$$\text{Kostenanteil}_k[\%] = 100 \cdot \frac{\sum_{i \in \text{Klasse } k} P_{\max,i}[\text{kW}]}{\sum_{j \in \text{alle Klassen}} P_{\max,j}[\text{kW}]} \quad (7)$$

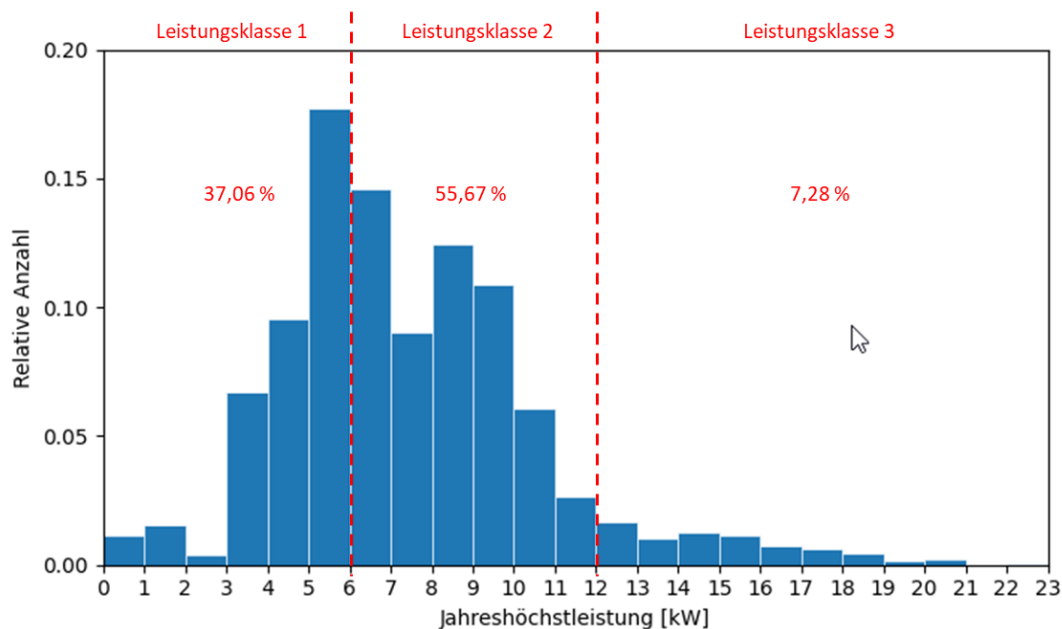


Abbildung 9: Szenario 2023 – Wahrscheinlichkeitsverteilung der Jahreshöchstleistung

	Kundenanzahl	Gesamtkosten (EOG) [T€]
Szenario 2023	852.178	402.900
Szenario 2024	859.828	443.186
Szenario 2030	905.728	517.193

Tabelle 3: Szenarien - Strom-Hausanschlüsse und Erlösobergrenze

Szenario 2023						
Leistungsklassen [kW]	Anteil an Gesamtkosten [%]	Kosten pro Leistungsklasse [T€]	Kundenanzahl	Kundenanteil [%]	Preis [€]	
0 ... 6	22,54	90.833	315.817,17	37,06	287,61	
6 ... 12	62,70	252.634	474.364,88	55,67	532,57	
> 12	14,75	59.433	61.995,95	7,28	958,67	

Szenario 2024						
Leistungsklassen [kW]	Anteil an Gesamtkosten [%]	Kosten pro Leistungsklasse [T€]	Kundenanzahl	Kundenanteil [%]	Preis [€]	
0 ... 6	20,62	91.366	303.218,34	35,27	301,32	
6 ... 12	59,66	264.394	471.357,71	54,82	560,92	
> 12	19,73	87.426	85.251,95	9,92	1.025,51	

Szenario 2030						
Leistungsklassen [kW]	Anteil an Gesamtkosten [%]	Kosten pro Leistungsklasse [T€]	Kundenanzahl	Kundenanteil [%]	Preis [€]	
0 ... 6	7,38	38.162	165.023,64	18,22	231,25	
6 ... 12	31,74	164.146	371.439,05	41,01	441,92	
> 12	60,88	314.885	369.265,31	40,77	852,73	

Tabelle 4: Preise je Leistungsklasse und Szenario

4.2.2 Entwicklung der Anwendungsfälle

Ausgangspunkt für die Entwicklung der Anwendungsfälle sind die in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Größencluster. Die Aufteilung auf die drei definierten Größencluster richtet sich im Basisjahr nach der im Netz beobachteten Kundenstruktur. Je nach Anschlussausstattung ergibt sich der statistische Leistungsbedarf, der für die Aufteilung auf das jeweilige Größencluster maßgeblich ist. Die statistisch ermittelten Größencluster lauten:

- Cluster 1: 0 bis 6 kW
- Cluster 2: >6 bis 12 kW
- Cluster 3: >12 kW

Eine Übersicht der Zuordnung zu den Clustern gibt die nachfolgende Tabelle 5.

Cluster 1 (0 bis 6 kW)	Cluster 2 (>6 bis 12 kW)	Cluster 3 (>12 kW)
1/3 Haus- und Mehrfamilienhausanschlüsse (Standardanschluss) mit klassischer Wärmeversorgung (Gas und Öl)	1/3 Standardanschluss mit klassischer Wärmeversorgung (Gas und Öl)	1/3 Standardanschluss mit klassischer Wärmeversorgung (Gas und Öl)
1/5 SLP-Gewerbeanschlüsse ¹⁵	3/5 SLP-Gewerbeanschlüsse ¹⁴	1/5 SLP-Gewerbeanschlüsse ¹⁴
Standardanschlüsse mit Kleinst-PV-Anlagen (inkl. Balkonkraftwerken)	Standardanschlüsse mit Wärmepumpen	Standardanschlüsse mit E-Fahrzeugen

¹⁵ Pauschale Aufteilung, da eindeutige Zahlen zur Anschlussausgestaltung nicht vorliegen

Cluster 1 (0 bis 6 kW)	Cluster 2 (>6 bis 12 kW)	Cluster 3 (>12 kW)
		Standardanschlüsse mit PV-Anlagen um 10 kWp ¹⁶
		Standardanschlüsse mit PV-Anlagen und Wärmepumpen
		Standardanschlüsse mit PV-Anlagen und E-Fahrzeugen
		Standardanschlüsse mit PV-Anlagen, Wärmepumpen und E-Fahrzeugen

Tabelle 5: Clusterübersicht für Netzentgeltpauschalen

In Verbindung mit der Planung bis 2033 determiniert sich die Entwicklung der Kundenanzahlen je Leistungscluster. Durch die Elektrifizierung des Wärme- und Fahrzeugmarktes sowie den PV-Boom steigt der Leistungsbedarf stetig. Im Zeitverlauf schrumpft die Anzahl im Cluster 1 mit geringem spezifischen Leistungsbedarf, während die Clustergrößen 2 und 3 entsprechend steigen. Im Jahr 2033 ist im Cluster 1 mit einer Halbierung der Kundenanzahl zu rechnen. Im Cluster 2 bleibt die Kundenanzahl nahezu konstant. Im Cluster 3 ist wiederum aufgrund von Modernisierungsmaßnahmen im Anschlussbestand sowie den prognostizierten Zubauten eine knappe Verdoppelung zu erwarten.

Während im Basisjahr 2022 die Kundenanzahlen auf die drei Cluster ungefähr gleichverteilt sind, verbleiben im Jahr 2033 voraussichtlich nur noch rund 11,8 % der Kunden in Cluster 1 mit geringem Leistungsbedarf. Hingegen kann durch den Strukturwandel im Strommarkt mit einem Anstieg der Kundenanzahl in Cluster 3 auf ca. 60 % gerechnet werden.

Kategorie	2022	2023	...	2028	2029	...	2032	2033
Cluster 1	356.602	346.169	...	295.256	274.230	...	194.825	165.437
Cluster 2	470.405	477.572	...	473.245	462.244	...	428.090	417.999
Cluster 3	447.755	462.569	...	575.546	619.120	...	767.322	818.347
Summe	1.274.761	1.286.311	...	1.344.046	1.355.594	...	1.390.236	1.401.783

Tabelle 6: Prognose zur Entwicklung der Kunden je Cluster

¹⁶ Keine Betrachtung von Groß-PV-Anlagen

4.3 Perspektive

Eine notwendige Bedingung für eine Umstellung bisheriger Kunden mit Grundpreis-/Arbeitspreis-System auf rein leistungsorientierte Preise in Niederspannung sind der flächendeckende Rollout von intelligenten Messsystemen und eine zeitnahe Messwertübertragung der erfassten ¼-Stundenwerte. Nur so kann der Netzbetreiber das tatsächliche Lastverhalten einzelner Kunden verlässlich erfassen und sie den jeweiligen Leistungsklassen zuordnen. Auch dauerhafte Veränderungen des Lastverhaltens durch Änderungen in der Kundenanlage (neuer Speicher, PV-Anlage, Wärmepumpe, etc.) werden zeitnah abgebildet. Zudem kann der Netzbetreiber bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen/Netzanschlüssen netzdienliche Steuerungshandlungen ergreifen.

Ein schrittweiser Übergang auf das neue System erscheint nicht zielführend, weil dies die Komplexität der Abrechnungssysteme erschweren könnte. Daher sollte erst bei Abschluss des flächendeckenden Rollouts von intelligenten Messsystemen (iMSys) das Netzentgeltsystem auf rein leistungsorientierte Preise umgestellt werden.

Mit dem Modell der Netzentgeltpauschale im SLP-Segment wird sich auf die gleichzeitige Kapazitätsbeanspruchungen durch die Kunden fokussiert. Dies regt den effizienten Umgang mit Netzkapazitäten an und unterstützt so, Wahrnehmung und das Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern nachhaltig zu verändern. Kapazitätsbeanspruchungen sind der entscheidende Faktor für die Bestimmung der Netzausbau-/ertüchtigungsmaßnahmen. Als verpflichtendes Instrument trägt es zur Planungssicherheit der Netzbetreiber bei und minimiert Fehlanreize. Die Klassifizierung nach Leistungsklassen ermöglicht zudem smart netzgebietsspezifische Justierungen vornehmen zu können.

Für den Übergang auf das Zielmodell bietet sich der Beginn der 5. Regulierungsperiode (ab 2029) an, da die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen eine notwendige Bedingung für die Umstellung ist. Ein schrittweiser Übergang innerhalb einer Regulierungsperiode erscheint nicht vorteilhaft, da die Einführung eine grundlegende Umkehrung von der aktuellen Logik bedeutet und genügend Planungssicherheit für den Markt geboten werden muss.

Die Leistungs-/Arbeitspreis (LP/AP) – Systematik aus dem Kundensektor von über 100.000 kWh könnte als Zwischenlösung auch auf den SLP-Sektor übertragen werden. Da hier auch die Leistungskomponente mit bepreist wird, wäre es eine Verbesserung zur aktuellen Netzentgeltsystematik für das anvisierte Kundensegment. Im Vergleich zur vorgeschlagenen Netzentgeltpauschale bliebe das Kernproblem der zunehmenden Volatilität im Kundenverhalten ungelöst und die Einspeiser wären bei den Netzentgelten weiterhin außen vor.

Aufgrund der überwiegend vorhandenen (konventionellen) Zählertechnik ist es nicht ohne weiteres übertragbar. Mit dem Ausrollen von modernen Zählern (inkl. Erfassung von Leistungswerten) wäre dies zwar möglich, aber sichtbare Effekte wären hierdurch erst eher zum Ende der Übergangszeit wahrnehmbar. Alle anderen SLP-Kunden müssten im bisherigen GP/AP-System verbleiben. Zudem wird es zu den bisher gezahlten Netzentgelten große Verwerfungen geben, weil SLP-Abnahmestellen mit vergleichsweise hohem Leistungsanspruch (bis auf einen geringen Grundpreis) überhaupt keinen Leistungsanteil in den Netzentgelten hätten. Eine Netzentgeltpauschale ist zudem einfacher verständlich als ein LP/AP-Preissystem.

Zusammenfassend die Vorteile des Vorschlages einer Netzentgeltpauschale nach Leistungsklassen im Überblick:

- Verursachungsgerecht, da die kostentreibende Komponente des Netzes bepreist wird.
- Netzausbauper verursachende Einspeiseleistung werden in Verbrauchsanlagen berücksichtigt (keine reinen Einspeiser). In ländlichen Regionen ist häufig die Einspeiseleistung das Merkmal, welches zu einer Verstärkung des Netzes führt.
- Gleiche Bepreisung von netzdienlichen und nicht netzdienlichen Abnahmestellen wird aufgelöst.
- Keine zusätzliche Umverteilung der Netzentgelte durch eine Sondertarifierung von steuerbaren Verbrauchern.
- Komplexitätsreduktion in der Abrechnungssystematik
- Derzeit müssen für die Netzentgeltkalkulation Energiemengen prognostiziert werden. Mit Pauschalen wird das Prognoserisiko gesenkt und die Regulierungskonten entlastet.

In Bezug auf die aktuell diskutierten zeitvariablen Netzentgelte im Niederspannungsbereich (Achtung: nicht dynamische Netzentgelte) sind die Vorschläge kein Hemmnis. Die Pauschale könnte theoretisch sogar zeitvariabel ausgestaltet werden. Damit wird die Berechnung aber auch wieder deutlich komplexer. Weiterhin stellt sich die Frage, ob das neue auf Lastreduzierung ausgerichtete System nicht schon dafür sorgt, Netzausbau zu vermeiden und ob eine zusätzliche Lastverschiebung in lastschwache Zeiten erforderlich ist. Für diese Antwort bedarf es einer zusätzlichen Aufwand-Nutzen-Untersuchung.

Fazit: Netzentgelte sind alleingegen keine adäquate Lösung zur Vermeidung von Netzengpässen. Sie sind ein Instrument, um die Netzkosten möglichst verursachungsgerecht durch den Netzbetreiber zu erlösen und finanzielle Planungssicherheit bei allen Stakeholdern zu ermöglichen.

Die Netzentgeltssystematik muss sich künftig an einem leistungsbezogenen Ansatz orientieren, welcher die neuen Kundengruppen „Prosumer“ und „Flexuser“ adäquat an den Netzausbau- bzw. Netzertüchtigungskosten partizipieren lässt. Die in diesem Dokument ausgearbeiteten leistungsbezogenen Netzentgeltpauschalen bringen als Standardnetzentgelt Planungssicherheit für alle Stakeholder und sorgen dafür, dass die Kosten der Infrastruktur auf mehr Kundengruppen verteilt werden. Damit wird der Anstieg der spezifischen Netzentgelte gedämpft. Freiwillige Netzentgeltinstrumente in Form eines Sonderentgelts hingegen erzielen keine netzplanerische Sicherheit. Vielmehr können sie Komfortverlust beim Kunden erzeugen und bringen zusätzlich unnötige Komplexität in das System.

Marktbasierte Ansätze fokussieren sich auf die Börsenpreisentwicklung. Aufgrund ihres stark beschränkten Spreads (z. B. sind negative Netzentgelte nicht mit EU- und nationalem Recht vereinbar) Eine parallele Dynamisierung der Netzentgelte nach aktueller Netzentgeltlogik würde keine signifikante Abhilfe schaffen und z. B. Prosumer nicht im erforderlichen Umfang berücksichtigen.

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Kundenverhaltens im Niederspannungsnetz.....	2
Abbildung 2: Leistungsverlauf über eine Woche mit dargestellten Grenzen zur Einteilung der Netzauslastung.....	6
Abbildung 3: Aus Abbildung 2 resultierendes, variables Netzentgeltprofil	6
Abbildung 4: Häufigkeit einer Übersteuerung in Abhängigkeit zum max. dynamischen Netzentgelt.....	7
Abbildung 5: Arbeitspreisprofil bei Verwendung fester Zeitfenster	8
Abbildung 6: Häufigkeit einer Übersteuerung, zusätzlich mit dem Szenario „Zeitfenster“	9
Abbildung 7: Übersicht Einteilung von Leistungsklassen	11
Abbildung 8: Verteilung der installierten Leistung von PV-Anlagen (bis 16 kW) bei EWE NETZ GmbH.....	13
Abbildung 9: Szenario 2023 – Wahrscheinlichkeitsverteilung der Jahreshöchstleistung	14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abgeleitete Arbeitspreise in festgelegten Zeitfenstern.....	8
Tabelle 2: Szenarien für die Jahre 2023 - 2030	13
Tabelle 3: Szenarien - Strom-Hausanschlüsse und Erlösbergrenze	14
Tabelle 4: Preise je Leistungsklasse und Szenario	15
Tabelle 5: Clusterübersicht für Netzentgeltpauschalen	16
Tabelle 6: Prognose zur Entwicklung der Kunden je Cluster.....	16

Literaturverzeichnis

- Agora *Energiewende*. (21. 04 2023). Von <https://www.agora-energiewende.de/blog/windstrom-nutzen-statt-abriegeln/> abgerufen
- BMWK. (2022). Von *Der Strompreis:* <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html> abgerufen
- Bundesnetzagentur. (07. 08 2023). *Netzentgelte*. Von *Netznutzungsentgelt, Messung und Messstellenbetrieb:* https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html abgerufen
- ENTSO-E. (2024). *Transparency Platform*. Von <https://newtransparency.entsoe.eu/> abgerufen
- Klimaschutz, B. f. (2022). *Der Strompreis*. Abgerufen am 13. Dezember 2022 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/impressum.html>
- Next Kraftwerke GmbH. (15.. 08. 2023). *Aktueller Jahrestiefststand bei den Spotmarktpreisen*. Von <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/energiemonat-juli-2023> abgerufen
- Niemann, P. (2022). *Ermittlung des Leistungsverhaltens zukünftiger Haushalte mit Flexibilitäten*. Hannover: Leibniz Universität Hannover; Lehrstuhl für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- Studie der Fraunhofer ISE. (2020 November). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. Von *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik* <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> abgerufen
- Verband der Netzbetreiber e.V. . (03.. 03. 2007). Von https://www.naturenergie-netze.de/fileadmin/ednetze/PDF/Geschaeftpartner/Lieferanten/Netzentgelte/2016alt/2007-03-03_VDN-Kalkulationsleitfaden_18_StromNEV.pdf abgerufen
- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (09. 08 2023). *PKNS: AG-Sitzungen und Zwischenbericht*. Von https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/pkns-ag-sitzungen-und-zwischenbericht/?sword_list%5B0%5D=lokaler&cHash=991b86ee53a7e3b8b72711c2c7dbe9e5 abgerufen