

1 Einleitung

1.1 Motivation

Um dem Klimawandel und dessen Auswirkungen entgegenzusteuern, ist eine drastische Reduktion der anthropogenen Treibhausgasemissionen unerlässlich. Die Bundesregierung hat in diesem Zusammenhang das Ziel formuliert, bis 2050 den CO₂-Ausstoß um 80 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990 zu senken [1]. In Deutschland werden derzeit mehr als 40 % der Emissionen im Bereich der Energiewirtschaft verursacht [2]. Im Rahmen der Energiewende wird daher eine signifikante Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen angestrebt. Bis 2050 soll der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 80 % erhöht werden [3].

Einen wesentlichen Beitrag zur Einhaltung der angestrebten Klimaschutzziele soll daher der Wechsel von konventionellen CO₂-emittierenden Großkraftwerken zu einem dezentralen auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgungssystem leisten [4]. Das Atom-Moratorium nach der Fukushima-Katastrophe und die folgende sofortige Stilllegung von sieben Kernkraftwerken hat diese Entwicklung zusätzlich vorangetrieben [5]. Neben der zukünftig primär volatil geprägten Einspeisung wirken sich ebenfalls die Eigenerzeugung von Strom, elektrisch betriebene Wärmepumpen, Elektroautos und Stromspeicher auf das Nachfrageverhalten aus. Dieser Wandel zu einer dezentralen Versorgungsstruktur verändert schließlich die ein- und ausspeiseseitigen Nutzung und Auslastung der elektrischen Netze signifikant. Diese Entwicklung wird im heutigen System der Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzer¹, in Form sogenannter Netzentgelte, jedoch nicht sachgerecht abgebildet.

Da das elektrische Netz ein Monopol darstellt, bei dem die Preise nicht durch einen Wettbewerb gebildet werden, unterliegt die Entgeltermittlung der staatlichen Regulierung. Das Ziel dieser staatlich regulierten Netzentgeltsystematik ist vor allem eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten. Die verursachungsgerechte Allokation wird insbesondere dadurch erreicht, dass die Netzkosten entlang eines hierarchischen Lastflusses von den oberen zu den unteren Spannungsebenen gewälzt und auf Basis eines definierten Kostentreibers auf die Verbraucher umgelegt werden. Die Wälzung bildet dabei die Mitnutzung der vorgelagerten Netzebenen ab. Der Kostentreiber entspricht heute der maximalen Leistung der Entnahme [6]. Der derzeitige Kostenverteilungsmechanismus ist im Kern jedoch noch auf das zentrale Versorgungssystem ausgerichtet.

¹ In der vorliegenden Arbeit wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten jedoch gleichermaßen für alle Geschlechtstypen.

Die energiewendebedingten Veränderungen, wie die temporäre Umkehrung des Lastflusses, werden nicht berücksichtigt und somit fehlt die entsprechende Grundlage, um die Netzkosten verursachungsgerecht zu verteilen.

Zudem waren in den Zeiten vor der Energiewende der Netzausbau, die Netzverstärkungsmaßnahmen und die daraus resultierenden Netzkosten ausschließlich an die netztechnischen Anforderungen, die sich aus dem Nutzungsverhalten der Letztverbraucher ergaben, angepasst. Im Rahmen des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird das Netz jedoch häufig aufgrund der dezentralen einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme ausgebaut [6]. Die Belastungsgrenzen der damals überdimensionierten Infrastruktur werden zunehmend durch die Einspeisung erreicht, denn die dargebotsabhängige Erzeugung passt sich nicht der Entnahme an. Die Netzerweiterungs- und -verstärkungsmaßnahmen sind somit in vielen Gebieten bereits auf die Einspeisespitzen und weniger auf die Lastspitzen zurückzuführen [7]. Erzeuger sind bisher allerdings von der Zahlung der Netzentgelte ausgeschlossen. Eine verursachungsgerechte Beteiligung aller Netznutzer an den Kosten findet somit nicht statt.

Das ursprüngliche Ziel des derzeitigen Verteilungsmechanismus, nämlich die verursachungsgerechte Allokation der Kosten, ist nicht mehr umsetzbar, denn die derzeitige Netzentgeltsystematik kann sich diesen energiewendebedingten Veränderungen der Netznutzung nicht flexibel anpassen. Schließlich resultieren Fehlallokationen z. B. deutliche regionale Unterschiede der Entgelte, die den Verteilungsmechanismus zunehmend in Frage stellen [6, 8]. Das Bedürfnis nach einer Reformierung tritt somit in den Vordergrund.

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Die heutige Netzentgeltsystematik kann durch die veränderten Lastflüsse insbesondere das Ziel der verursachungsgerechten Kostenallokation nicht mehr erreichen. Diese Arbeit widmet sich daher der Entwicklung und Analyse von lastflussabhängigen Verfahren zur Verteilung der Netzkosten. Letztlich soll sich eine Netzentgeltsystematik ergeben, die sich den physikalischen Lastflüssen flexibel anpasst und so eine verursachungsgerechte Kostenverteilung generiert. Der derzeitige Verteilungsmechanismus der Netzkosten ist zwar auf ein zentrales Energieversorgungssystem ausgelegt, die Grundannahmen sind jedoch weiterhin überwiegend noch zutreffend. Diese sind unter bestimmten Voraussetzung allerdings nicht mehr für jedes Netzgebiet sachgerecht. Zum einen spiegelt der unidirektionale Ansatz zur Wälzung der Kosten von den oberen zu den unteren Spannungsebenen nicht den bidirektionalen Lastfluss im Netz wider. Zum anderen vernachlässigt die Gleichzeitigkeitsfunktion, die zur Bildung der leistungs- und arbeitsbezogenen Entgelte erforderlich ist, die tatsächliche Netznutzung und beruht auf längst

ungültig gewordenen empirischen Untersuchungen zum Nachfrageverhalten. Des Weiteren ist die Allokation über einen Kostentreiber, der auf die Entnahme reduziert wird und die Rückspeisungen negiert, nicht mehr angemessen. Zudem kann auch die bisherige Ablehnung von Entgelten für Einspeiser auf Grundlage der energiewirtschaftlichen Entwicklungen dauerhaft nicht mehr sachgemäß sein. Die physikalischen Lastflüsse werden folglich nicht richtig abgebildet und es resultieren Fehlallokationen. Die in dieser Arbeit entwickelten lastflussabhängigen Kostenumlageverfahren gehen schließlich auf diese ein und sollen die Lastflüsse im Rahmen der Entgeltkalkulation wieder sachgerecht darstellen.

In Kapitel 2 werden zunächst die Grundlagen der heutigen Netzentgeltsystematik erläutert. Das Hauptaugenmerk liegt auf der Funktionsweise des heutigen Systems und den heutigen Berechnungsvorschriften zur Kostenwälzung und Bildung der Gleichzeitigkeitsfunktion. Die ebenfalls in diesem Kapitel dargestellten zahlenmäßigen und politischen Entwicklungen der Netzentgelte verdeutlichen die Relevanz für eine notwendige Umgestaltung und liefern die Grundlage für die in Kapitel 3 evaluierten Schwachstellen des heutigen Systems. Diese Schwachstellen begründen schließlich die erforderliche Reformierung der Netzentgeltsystematik und stellen gleichzeitig die Grundbedingungen dar, die ein zukünftiger Verteilungsmechanismus berücksichtigen sollte.

Die aktuell in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft diskutierten Lösungsansätze werden anschließend in Kapitel 4 vorgestellt. Die Ansätze konzentrieren sich primär auf eine Umgestaltung der Preisstruktur, um das Nutzungsverhalten zu beeinflussen und dieses verursachungsgerechter über die Netzentgelte darstellen zu können. So werden beispielsweise höhere Leistungspreise gefordert, um die Kostenfunktion des Netzes abzubilden oder höhere Grundpreise für die Eigenerzeugung vorgeschlagen, um der Netzhaltung Rechnung zu tragen [9]. Die derzeit diskutierten Lösungsansätze werden schließlich in Bezug auf ihren Beitrag zur Behebung der zuvor evaluierten Schwachstellen analysiert und bewertet. Es wird aufgezeigt, dass diese Ansätze nicht ausreichend sind, um die aus den Schwachstellen der heutigen Entgeltsystematik resultierenden Fehlallokation auf Basis von stromwirtschaftlich begründeten Alternativen zu reduzieren.

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf der Entwicklung von lastflussabhängigen Kostenumlageverfahren zur Ermittlung der Netzentgelte, denn diese beruhen schließlich auf den physikalischen Lastflüssen und finden daher eine fundierte Grundlage. Die lastflussabhängigen Umlageverfahren befassen sich sowohl mit dem Ansatz der Kostenwälzung, der Abbildung des Kostentreibers und der Preisausgestaltung über die Gleichzeitigkeitsfunktion als auch mit der Beteiligung der Einspeiser an den Entgelten auf Basis der im Netz auftretenden Lastflüsse. Diese Verfahren lösen sich von den arbiträren Vorgaben in Bezug auf die grundlegenden Berechnungsvorschriften. Die Beschreibung

dieser Verfahren erfolgt in Kapitel 5. Zur Verdeutlichung werden sie an kleinen Netzausschnitten erläutert. Die Grundgedanken zu den dargestellten Verfahren wurden teilweise bereits in Koring et al. [10–12] publiziert.

Anhand einer Fallstudie, in der ein repräsentativer Ausschnitt des deutschen Netzgebietes betrachtet wird, werden schließlich die überregionalen und regionalen Effekte und die resultierenden Auswirkungen auf die Netznutzer untersucht. In Kapitel 6 erfolgt neben einer Beschreibung des betrachteten Netzgebietes eine detaillierte Erläuterung zur Bewertungsmethodik. Als Bewertungsmaßstab werden die kostentechnischen Umverteilungseffekte analysiert. Soziale und umweltpolitische Wirkungen werden sowohl in der Entwicklung als auch der quantitativen Untersuchung nicht betrachtet. Kapitel 7 beinhaltet schließlich die Darstellung der Ergebnisse der Fallstudie sowie die Ableitung der Kernaussagen zu den lastflussabhängigen Kostenumlageverfahren. Qualitative Bewertungen bezüglich der rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Umsetzbarkeit der lastflussabhängigen Umlageverfahren runden dieses Kapitel ab.

Zum Abschluss werden in Kapitel 8 die Ergebnisse zusammengefasst, Schlussfolgerungen abgeleitet und es erfolgt ein Ausblick auf die weiterführenden Fragestellungen.

2 Grundlagen der heutigen Netzentgeltsystematik

Die Annahmen zur heutigen Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzer stammen im Grundsatz aus den 1990er Jahren. Diese basieren im Wesentlichen auf dem Modell einer Energieversorgung mit zentralen Großkraftwerken. Auf das derzeitige Stromversorgungssystem, das aufgrund der Energiewende einen substanziellen Wandel vollzieht, sind diese jedoch nur noch bedingt anwendbar. Als Basis der folgenden Schwachstellenanalyse (Kapitel 3) dieses Verteilungsmechanismus werden in diesem Kapitel zunächst die Grundlagen der heutigen Netzentgeltsystematik näher betrachtet. Neben der Einordnung des Netzbetriebs in die gesamte Wertschöpfungskette der Energieversorgung und den Zielen einer Netzentgeltsystematik werden ebenfalls die auf der staatlichen Regulierung beruhenden Berechnungsvorschriften vorgestellt, auf dessen Basis schließlich die Netzentgelte ermittelt werden. Die Kostenwälzung und die Gleichzeitigkeitsfunktion bilden dabei fundamentale Elemente des Mechanismus und werden daher detailliert erörtert. Zusätzlich wird der für die späteren Untersuchungen relevante Begriff der Tarifanomalien erläutert und deren Entstehung analysiert. Abschließend werden die quantitative Entwicklung der Netzentgelte und die aktuellen politischen Gesetzesänderungen betrachtet.

2.1 Struktur der elektrischen Energieversorgung und Veränderungen im Zuge der Energiewende

Das elektrische Netz der deutschen Energieversorgung ist durch die regulatorischen Vorgaben in sieben Netzebenen unterteilt und wird in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz gegliedert (Abbildung 2-1). Über die Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV (HöS)) des Übertragungsnetzes erfolgte bisher der Stromtransport von den zentralen meist konventionellen Großkraftwerken über lange Distanzen in die Lastzentren [13]. Zukünftig übernimmt das Übertragungsnetz jedoch auch den Transport der erneuerbaren erzeugten Energie, z. B. von Offshore Windparks im Norden zu den Lastzentren im Süden Deutschlands. Für den Betrieb des Übertragungsnetzes sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zuständig [14]. Über die nachgelagerten Hoch- (110 kV (HS)), Mittel- (10 bis 30 kV (MS)) und Niederspannungsebenen (0,4 kV (NS)) des Verteilnetzes werden schließlich die Endkunden versorgt [13]. Umspannstationen verbinden die einzelnen Spannungsebenen. Während im Übertragungsnetz lediglich vier ÜNBs verantwortlich sind, sind im Verteilnetz mehr als 800 Verteilnetzbetreiber (VNB) zuständig [15]. In das Verteilnetz speisen neben kleineren konventionellen Erzeugungsanlagen auch zunehmend dezentrale erneuerbare Anlagen ein [16].

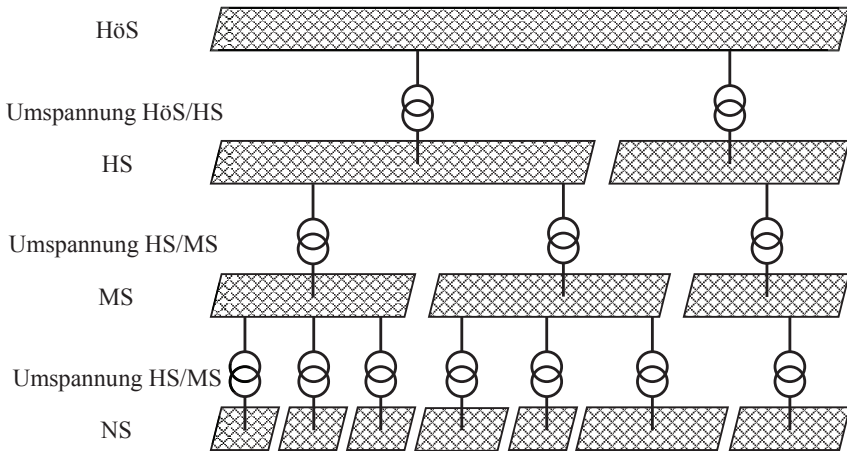


Abbildung 2-1: Struktur der elektrischen Energieversorgung

Das Energieversorgungssystem wurde in den letzten Jahren und insbesondere seit Beginn der Energiewende durch den Wandel von einer zentralen zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur geprägt. Der Ausbau der dezentralen Erzeugung veränderte das elektrische Energieversorgungssystem grundlegend, da gleichzeitig viele in die Übertragungsnetzebene einspeisende Großkraftwerke vom Netz gegangen sind [17]. Insbesondere die sofortige Stilllegung einiger Kernkraftwerke nach dem Moratorium im März 2011 wirkte sich auf die Erzeugungsstruktur aus. Die konventionelle Erzeugung mit thermischen Großkraftwerken ging zurück, während die Erzeugung aus den erneuerbaren Energieanlagen stetig zunahm [18].

Seit 2009 hat die installierte Leistung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-vergüteten Anlagen kontinuierlich zugenommen (Abbildung 2-2). Auf das Übertragungsnetz entfällt jedoch nur ein Anteil von ca. 6 %². Die übrigen Erzeugungseinheiten sind an das Verteilnetz angeschlossen. Die im Verteilnetz nach dem EEG-vergüteten installierten Anlagen decken bereits ca. 45 %³ der gesamten deutschen Stromerzeugungskapazität ab und die Tendenz ist steigend. Auf der Niederspannungsebene hat sich die installierte Leistung aufgrund der zunehmenden Erzeugung aus Photovoltaik (PV)-Anlagen im Zeitraum von 2009 bis 2016 fast verdreifacht. Das gesamte Verteilnetz ist in seiner Struktur jedoch sehr heterogen ausgeprägt. So gibt es einerseits

² Eigene Berechnung auf Grundlage von Bundesnetzagentur [19].

³ Eigene Berechnung auf Grundlage von Bundesnetzagentur [21] und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [18].



überwiegend ländliche Verteilnetze, die in hohem Maße durch die erneuerbaren Energien beeinflusst werden, und andererseits eher städtische Verteilnetze, in die EE-Anlagen nur in geringem Umfang einspeisen.

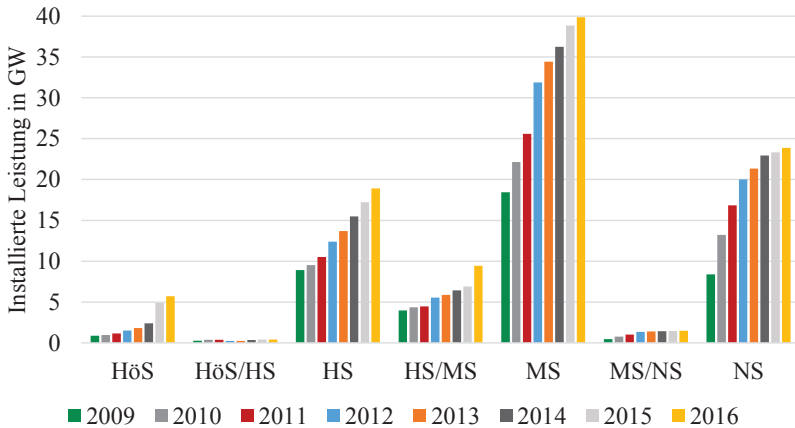


Abbildung 2-2: Installierte Leistung der EEG-vergütungsfähigen Anlagen (Daten entnommen aus [20])

Im Energieversorgungssystem mit zentralen Großkraftwerken verlief der Lastfluss stets von den oberen zu den unteren Spannungsebenen. Aufgrund der hohen dezentralen Einspeisung kehrt sich in vielen eher ländlich geprägten Regionen dieser Wirkleistungsfluss bereits temporär um. D. h., der Bedarf des Netzgebietes ist gedeckt⁴ und die überschüssige Erzeugung wird über die vorgelagerte Netzebene an Verbraucher in anderen Regionen verteilt. Bei den Rückspeisungen in die vorgelagerten Netzebenen handelt es sich um signifikante Leistungen und Energiemengen (Abbildung 2-3).

Die Auswertung historischer Daten des VNB 1⁵ [22] zeigen, dass es in diesem Netzgebiet in den vergangenen Jahren zunehmend zu Rückspeisungen aus der Hochspannungsebene in die vorgelagerte Netzebene bis hin in das Übertragungsnetz kam. Die Rückspeiseleistung stieg stetig an. Gleichzeitig reduzierte sich die Leistung des Bezugs aus der HöS/HS-Ebene. Der VNB 1 bildet bei der Rückspeisung bis in die Höchstspannungsebene keine Ausnahme. Insbesondere Netzbetreiber in den windreichen, nördlichen Regionen sind ebenfalls betroffen.

⁴ Der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene und die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene können, selbstverständlich an verschiedenen Standorten im Netz, gleichzeitig stattfinden und werden nicht bilanziell betrachtet.

⁵ Eine Liste mit namentlicher Nennung der Netzbetreiber ist in Tabelle A-1 im Anhang zu finden.

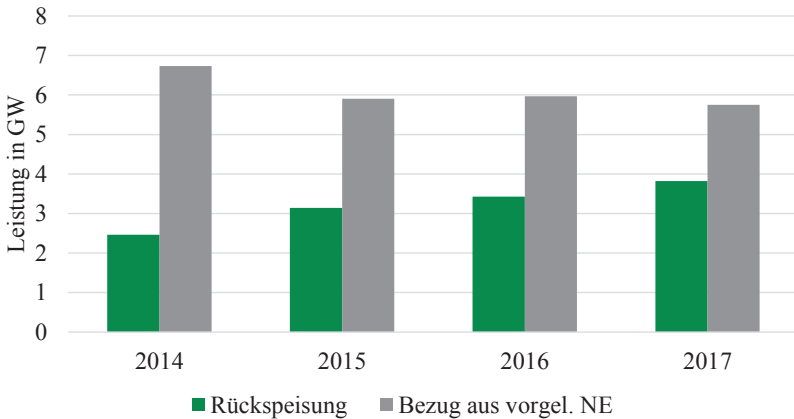


Abbildung 2-3: Entwicklung der Rückspeiseleistung und des Leistungsbezugs aus der vorgelagerten Netzebene (NE) für die Hochspannungsebene des VNB 1 (Daten entnommen aus [22])

Parallel zur Erzeugungsstruktur verändert sich ebenfalls das Verbrauchsverhalten. Die Netznutzung z. B. der Haushalte wandelt sich durch die Eigenerzeugung mit und ohne Speichersysteme, die Integration der Elektromobilität, die Nutzung von Wärmepumpen und die Smart Home-Anbindung grundlegend.

2.2 Staatliche Regulierung und Ziele einer Netzentgeltsystematik

Über die Netzentgelte stellen die Netzbetreiber den Verbrauchern die entstandenen Kosten für die Netzinstandhaltung, den Netzausbau, den Netzbetrieb, die Netzverluste sowie die Kosten für die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (z. B. Redispatch) in Rechnung. Die Übertragungsnetzbetreiber legen zusätzlich die Kosten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (bspw. Frequenzhaltung, Spannungshaltung) über die Entgelte um.

Aufgrund hoher Investitionskosten ist es aus volkswirtschaftlicher Perspektive ineffizient, parallel mehrere Netzinfrastrukturen durch verschiedene Anbieter bereitzustellen [23]. Aufgrund der Subadditivität⁶ der Netzinfrastruktur handelt es sich somit bei Übertragungs- und Verteilnetzen um „natürliche“ Monopole. Natürliche Monopole zeichnen sich im Wesentlichen dadurch aus, dass die Preise nicht durch einen Wettbewerb gebildet werden [23]. Um Ineffizienzen in der Versorgung oder unverhältnismäßig hohe

⁶ Subadditivität bedeutet, dass ein Gut durch einen einzelnen Anbieter günstiger bereitgestellt werden kann als durch mehrere Anbieter [24].



Preise zu vermeiden, unterliegt die Preisbildung in Monopolstrukturen häufig der staatlichen Regulierung [24]. Im Bereich der elektrischen Energieversorgung wurde der Netzbetrieb im Zuge der Liberalisierung und der folgenden Entflechtung von den anderen Wertschöpfungsstufen (z. B. Beschaffung, Handel, Vertrieb) der Energieversorgung getrennt. Dies gewährleistet allen Netznutzern eine transparente und diskriminierungsfreie Netznutzung [25]. Für jedes Versorgungsgebiet existiert daher stets nur ein Betreiber der Netzinfrastruktur und die Bildung der Netzentgelte unterliegt strikten Regulierungsvorgaben. Diese sind derzeit im Wesentlichen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt.

Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik auf Basis einer staatlichen Regulierung kann verschiedene Ziele verfolgen. Diese unterschiedlichen Ziele liefern die Grundlage zur derzeitigen Diskussion zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Die allgemeinen Ziele können wie folgt beschrieben werden [26–28]:

- **Kostendeckung:**
über die Netzentgelte soll den Netzbetreibern eine vollständige Deckung der genehmigten Kosten ermöglicht werden.
- **Verursachungsgerechtigkeit:**
die Netzkosten werden über die bzw. den wesentlichen Kostentreiber (z. B. Leistung, Arbeit, Anzahl der Anschlusspunkte) auf die Netznutzer verteilt. Die Kostentreiber werden über eine Kostenfunktion definiert. Folglich werden auf die Netznutzer jene Kosten umgelegt, die durch diese in Bezug auf den zuvor definierten Kostentreiber verursacht werden.
- **Anreizwirkungen:**
Netzentgelte können das Verhalten der Netznutzer beeinflussen. So kann z. B. eine netzdienliche Ausgestaltung der Netzentgelte den Netzausbaubedarf reduzieren oder durch ein marktdienliches Tarifsystem die Nachfrage an die fluktuierende Erzeugung angepasst werden. Über die Netzentgelte können je nach Ausgestaltung auch stromsparendes Verhalten und eine höhere Energieeffizienz angereizt werden.
- **Transparenz/Komplexität und Vorhersehbarkeit:**
eine Netzentgeltsystematik sollte sowohl den Netznutzern als auch dem Netzbetreiber ausreichend Transparenz hinsichtlich der Berechnungsvorschriften und Vorhersehbarkeit über die zu tragenden Kosten bzw. zu erzielende Erlöse bieten.
- **Politische und soziale Aspekte:**
Netzentgelte können verschiedene Nutzergruppen unterschiedlich belasten. So können z. B. durch eine entsprechende Ausgestaltung die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie oder die Sozialverträglichkeit von einkommensschwachen Haushalten beeinflusst werden.

Die Methoden zur Umsetzung dieser Ziele führen unter Umständen jedoch zu Verteilungskonflikten [26]. Z. B. kann der Anreiz zu einem stromsparenden Verhalten durch eine entsprechend hohe Ausprägung einer arbeitsbezogenen Entgeltkomponente der verursachungsgerechten Kostenverteilung widersprechen, wenn alleinig die Leistung oder die Anzahl der Anschlusspunkte als Kostentreiber definiert wird. Die Ausgestaltung einer Netzentgeltsystematik erfordert somit zunächst eine Abwägung dieser gegenläufigen Zielsetzungen [26].

Die wesentlichen Ziele der heutigen Netzentgeltsystematik sind zum einen die Kostendeckung und zum anderen die verursachungsgerechte Kostenverteilung (vgl. § 16 Abs. 1 StromNEV). Letzteres wird insbesondere dadurch ausgedrückt, dass die maximale Leistung der Entnahme⁷, die sogenannte Entnahmehöchstlast (EHL), als der wesentliche Kostentreiber definiert wird. Auf Grundlage der EHL werden schließlich die Kosten allokiert. Die Verursachungsgerechtigkeit wird im aktuellen Mechanismus außerdem durch die anteilige Tragung von Kosten für die Mitnutzung der vorgelagerten Netzebenen, also durch das Prinzip der Wälzung von Kosten von den oberen zu den unteren Spannungsebenen, dargestellt. Weiterhin werden derzeit ebenso Anreizwirkungen (Stromsparen und Energieeffizienz) sowie politische Aspekte in Form von Ausnahmeregelungen für die Industrie berücksichtigt.

2.3 Allgemeine Grundlagen zur heutigen Netzentgeltsystematik

Das EnWG legt fest, dass Netzbetreiber jedem Nutzer den Zugang zum Netz diskriminierungsfrei gewähren müssen [29]. Dies gilt unabhängig davon, ob eine Aus- oder Einspeisung stattfindet. Die Refinanzierung der Netzinfrastruktur erfolgt dabei über ein transaktionsunabhängiges Punktmodell, d. h. das zu zahlende Entgelt ist nicht an die Entfernung vom nächstgelegenen Netzanschlusspunkt gekoppelt. Innerhalb der Eigentumsgrenzen eines Netzbetreibers werden somit keine von der geografischen Entfernung abhängigen Entgelte differenziert [30].

Jeder Netzbetreiber bildet je Spannungsebene jährlich ein Entgelt. Das vom Netznutzer zu zahlende Entgelt ist zum einen abhängig vom Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet der Netzzugang erfolgt, und zum anderen von der Spannungsebene, an die der Netznutzer angeschlossen ist. Im weiteren Verlauf wird daher von den Tarifgebieten eines Netzbetreibers gesprochen, da die Kosten je Spannungsebene zugeteilt werden und somit jeweils ein Entgelt ermittelt wird. Die Anzahl der Tarifgebiete eines Netzbetreibers entspricht folglich der Anzahl an Spannungsebenen, die dieser Netzbetreiber betreibt. Für Netznutzer mit einer gleichartigen Netznutzung gelten somit an unterschiedlichen

⁷ Hierzu zählen die Entnahmen der Letztverbraucher, der Weiterverteiler und der nachgelagerten Netzebenen.