SET Hub

Projektbericht 2.1

Zielbild und Designoptionen für dynamische Netzentgelte in der Niederspannung

Ein Projekt der

dena

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de, www.set-hub.de

Autorinnen und Autoren:
Dr. Johanna Bronisch, Director, Neon
Dr. Anselm Eicke, Partner, Neon
Miriam Ruß, Consultant, Neon

Redaktion:
Alexander R. D. Müller, dena
Christian Wollbaum, dena
Elias Schiafone, dena
Dr. Jakob Schieder-Hestermann, dena
Mara Berg, dena
Votra Berisha, dena

Stand:
11/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

KI-Hinweis:
Die Inhalte wurden von Menschen ausgearbeitet und geprüft. Bei der Erstellung dieser Publikation wurde für die folgenden Anwendungen KI verwendet: Recherche, sprachliches Optimieren, Formulieren von Alternativtexten, Schreiben von Skripten für Datenaufbereitung und -auswertung und für Analysen.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): „Zielbild und Designoptionen für dynamische Netzentgelte in der Niederspannung". Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhalt

1 Zusammenfassung 4

2 Einleitung 6

3 Kosten im Verteilnetz 8

3.1 Engpässe in der Niederspannung 9

3.2 Zukünftige Netzengpässe in der Niederspannung 12

3.3 Engpässe in den vorgelagerten Ebenen 12

3.4 Netzkosten in der Niederspannung: Ausbau statt Redispatch 13

4 Entgeltvarianten 15

5 Netzentgelte in der europäischen Praxis 18

6 Implikationen für die Berechnungslogik dynamischer Netzentgelte 21

6.1 Potenziale und Grenzen dynamischer Netzentgelte 21

6.2 Designentscheidungen 22

Abbildungsverzeichnis 26

Tabellenverzeichnis 26

Literaturverzeichnis 27

Anhang A: Analyse der Niederspannungsnetzentgelte für ausgewählte Länder 31

Dänemark 31

Frankreich 31

Griechenland 32

Großbritannien 32

Norwegen 33

Slowenien 33

Spanien 33

1 Zusammenfassung

Hintergrund. Haushaltsnahen Flexibilitäten wie Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeichern kommt eine wesentliche Rolle bei der Energiewende zu. Ihre inhärenten Flexibilitätspotenziale können dazu beitragen, Strom aus erneuerbaren Energien stärker dann zu verbrauchen, wenn er auch erzeugt wird. Um dabei die Niederspannungsnetze nicht zu überlasten, bedarf es einer netzdienlichen Koordination dieser Verbraucher. Die Bundesnetzagentur sieht im Festlegungsentwurf zur Weiterentwicklung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) zwar von dynamischen Netzentgelten für alle Letztverbraucherinnen und -verbraucher ab, will aber die zeitvariablen Entgelte für diese flexiblen Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) weiterentwickeln.

Dieses Projekt. An dieser Stelle setzt das SET Pilotprojekt der dena - Deutsche Energie-Agentur an. Das Projekt zu dynamischen Netzentgelten zielt darauf ab, die Reaktion steuerbarer Verbrauchseinheiten in der Niederspannung auf dynamische Netzentgelte zu untersuchen. Dafür entwickeln wir ein umsetzbares und praxistaugliches Konzept für dynamische Netzentgelte und erproben es in der Praxis. Dieses Konzept wird im Projekt auf Basis von Modellen bewertet und in einem Feldtest erprobt. In diesem Bericht schaffen wir die theoretischen Grundlagen für die Entwicklung einer Netzentgeltsystematik für die Niederspannungsnetze. Dazu untersuchen wir, wo und wodurch Netzkosten im Verteilnetz entstehen und durch welche Entgeltvarianten sie abgebildet werden können, und vergleichen, wie Netzentgelte für die Niederspannung in anderen europäischen Ländern ausgestaltet sind.

Aus der Analyse abgeleitete zentrale Designentscheidungen. Unsere Analyse liefert für den SET Piloten erste Erkenntnisse und daraus abgeleitete Designentscheidungen. Sie dienen als zentrale Leitplanken für die weitere Ausgestaltung und Berechnung dynamisch-zeitvariabler Netzentgelte in der Niederspannung:

- **Adressaten:** Letztverbraucherinnen und -verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und viertelstündlicher Messung. Bei diesen Anlagen wird der Flexibilitätseinsatz von der Anlagenautomatik gesteuert und nicht von einem Menschen. Daher sind kurzfristig festgelegte, vielstufige und häufig wechselnde Netzentgelte kein Problem.
- **Netzebenen:** Das Entgelt gilt in der Niederspannung und soll Engpässe primär in der Niederspannungsebene vermeiden. Bei ausreichender lokaler Netzkapazität können auch Engpässe der vorgelagerten Netzebenen berücksichtigt werden. Lokale Engpässe dürfen nicht von vorgelagerten Signalen übersteuert werden.
- **Höhe:** Die Höhe des Netzentgelts sollte sich an der erwarteten Netzauslastung orientieren. Das dynamische Netzentgelt reflektiert dabei die Kosten, die durch eine Verschiebung des Stromverbrauchs eingespart werden können. Die Deckung der übrigen Netzkosten bleibt beim statischen Entgeltteil, damit die Netzfinanzierung nicht von der gewollten Ausweichreaktion abhängt.
- **Zeitliche und räumliche Auflösung:** Das Netzentgelt sollte eine viertelstündliche zeitliche Auflösung aufweisen. Häufige Wechsel in der Entgelthöhe vermeiden eine sehr starke Gleichzeitigkeit der flexiblen Verbraucher. Die räumliche Auflösung sollte sich an den geografischen Gegebenheiten orientieren. Ähnliche Anschlusstrafos sollten aus praktischen Gründen das gleiche Netzentgelt haben – Trafos mit einem deutlich anderen Auslastungsmuster hingegen ein anderes. Die befragten Netzbetreiber halten rund fünf Gebiete je Netzbetreiber für umsetzbar, ortsnetztrafoscharfe Entgelte hingegen mittelfristig nicht.
- **Vorlauf der Veröffentlichung:** Wir untersuchen Netzentgelte, die vor der Day-Ahead-Auktion am Vortag um 12 Uhr veröffentlicht werden. So können Verbraucher und Heimenergiemanagementsysteme (HEMS) den (Day-Ahead-) Strompreis und das Netzentgelt gemeinsam optimieren. In Netzgebieten, in denen sich die Netzauslastung kalendarisch gut vorhersehen lässt, ist eine längerfristige Festlegung ebenfalls denkbar.

- **Absicherung:** Ein einheitliches Signal, auf das viele Anlagen automatisiert gleichartig reagieren, kann neue Lastspitzen erzeugen, statt sie abzubauen. Daher empfehlen wir, das Netzentgelt anhand der erwarteten Preisreaktion zu kalibrieren, Grenzen für die maximale Preisspreizung zu setzen und das Dimmen nach § 14a EnWG als Notfalloption weiterzuentwickeln.

Grenzen. Dynamische Netzentgelte können nur Netzengpässe adressieren, die aus dem Verhalten der Netznutzer resultieren und hinreichend genau prognostizierbar sind. Wegen der relativ kurzen Zeit, um die der Strombezug bei den haushaltsnahen Flexibilitäten verschoben werden kann, kann durch dynamische Netzentgelte insbesondere eine Lastverschiebung innerhalb eines Tages erreicht werden. Länger anhaltende Netzprobleme wie Kältewellen oder Windüberschüsse lassen sich hingegen durch ein dynamisches Netzentgelt weniger gut adressieren. Auch fehlende Anschlusskapazität in Umspannwerken und Spannungsbandverletzungen können durch dynamische Netzentgelte nicht zielgenau adressiert werden und werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Ausblick. Dieser Bericht schafft eine Grundlage für die Entwicklung und Bewertung verschiedener Designoptionen für dynamisch-zeitvariable Netzentgelte und leitet daraus erste Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Berechnungsmodells ab. Die formale Berechnungsvorschrift, die Aggregation der Ebenen und die Kalibrierung werden im Umsetzungsbericht 2.2 dokumentiert. Darauf aufbauend wird die Wirkung der entwickelten Netzentgeltmodelle im weiteren Projektverlauf durch Modellierungen und im Feldtest untersucht.

2 Einleitung

Steigende Belastung der Niederspannungsnetze. Die Niederspannungsnetze in Deutschland stehen zunehmend unter Stress. Einerseits steigt der angeschlossene Stromverbrauch durch die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme: Immer mehr Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeicher werden in der Niederspannung angeschlossen. Andererseits werden auch immer mehr Photovoltaik-Anlagen in der Niederspannung angeschlossen, womit sich auch die Stromeinspeisung massiv erhöht. Ein Ausbau der Niederspannungsnetze ist somit unabdingbar.

Dezentrale Flexibilität. Die im Verteilnetz angeschlossenen Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher bergen ein erhebliches Flexibilitätspotenzial. Diese flexiblen Verbrauchseinrichtungen können Strombezug bzw. Einspeisung in begrenztem Umfang zeitlich verschieben, häufig sogar ohne größere Komforteinbußen oder zusätzliche Investitionen. Dadurch können sie ihr Verhalten an das Dargebot von erneuerbaren Energien anpassen. Sie können den Netzbezug von Stunden mit wenig Wind und Sonne in Stunden mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung verschieben. Dadurch tragen sie zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromsystem bei.

Fehlende Anreize. Dezentrale Flexibilitäten bringen aber aus Netzsicht auch Herausforderungen mit sich. Eine hohe Gleichzeitigkeit des Netzbezugs erzeugt neue Verbrauchsspitzen, für die Niederspannungsnetze nicht ausgelegt sind. Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland setzt keine Anreize für eine netzentlastende Flexibilisierung. Ein Verhalten, das Netzengpässe reduziert, wird aktuell finanziell nicht systematisch bessergestellt als ein Verhalten, das Netzengpässe verstärkt.

First-Best-Szenario. In einem hypothetischen perfekten Strommarkt wäre das anders: Dort würde der Strompreis neben den Erzeugungskosten auch die Knappheit der Übertragungs- und Verteilnetze abbilden. Derartige Preise würden die Kosten des Netzes so verteilen, dass jeder Netznutzer die Kosten zahlt, die er verursacht. Dadurch würden alle Netznutzer den Anreiz haben, den Netzzustand bei ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen. Marktakteure, die sich auf Basis dieses Preissignals optimieren, minimieren somit die Kosten des gesamten Stromsystems, einschließlich der Netzkosten.

Netzentgelte. Derartige Preissignale könnten durch Netzentgelte approximiert werden. Nach Artikel 18 der Strombinnenmarktverordnung müssen Netzentgelte kostenreflektiv, transparent und diskriminierungsfrei sein (Europäisches Parlament, 2019). Bisher stand bei der Interpretation der Kostenreflektivität die Verteilung der Netzkosten im Vordergrund. Im Jahresmittel sollte jede Nutzergruppe den Anteil der Netzkosten tragen, der durch ihre Netznutzung entstanden ist. Die Kosten der Netznutzung unterscheiden sich jedoch stark zwischen Zeitpunkten und Orten. Aus ökonomischer Sicht ist es daher sinnvoll, Kostenreflektivität mit einer höheren zeitlichen und räumlichen Auflösung anzustreben. Kostenreflektiv in diesem Sinne ist es, wenn jeder Netznutzer zu jedem Zeitpunkt die Kosten trägt, die sein Verhalten im Netz verursacht. Die daraus resultierenden Netzentgelte sind daher zeit- und ortsabhängig. Sie setzen Anreize, das Verbrauchsverhalten der Netzauslastung anzupassen. Beispielsweise wird die Netzentnahme zu den Zeiten und an den Orten teurer, an denen das Netz bereits an seine Auslastungsgrenzen kommt. Dadurch werden die Netzkosten nicht nur verteilt, sondern – bei entsprechender Verhaltensanpassung der Netznutzer – auch gesenkt.

Preisanreize vs. Eingriffsrechte. Für Haushalte in Deutschland sind Netzentgelte bislang überwiegend zeitinvariant. Statt über Preise ließe sich das Netz auch über Eingriffsrechte der Netzbetreiber vor Überlastung schützen. Das ist heute im Rahmen der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG möglich: Netzbetreiber können den Bezug von steuerbaren Verbrauchern zeitweise reduzieren. Haushalte erhalten im Gegenzug einen pauschalen Rabatt auf das Netzentgelt (Modul 1) oder eine prozentuale Reduzierung des

Arbeitspreises des Netzentgelts pro verbrauchte Kilowattstunde der steuerbaren Verbrauchsanlage (Modul 2). Seit April 2025 müssen Verteilnetzbetreiber zudem Haushalten mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ein statisch-zeitvariables Netzentgelt anbieten (Modul 3). Dieses Modell ist im Abruffall nicht freiwillig, Preissignale ermöglichen dagegen effiziente Abwägungsentscheidungen. Der direkte Eingriff bleibt als Absicherung aber wichtig.

AgNes. Im aktuellen Festlegungsentwurf zur Weiterentwicklung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) sieht die Bundesnetzagentur (BNetzA) von dynamischen Netzentgelten für alle Letztverbraucherinnen und -verbraucher zunächst ab (BNetzA, 2026). Sie begründet dies damit, dass Haushalte eine heterogene Nutzergruppe mit teils sehr geringer Preissensitivität darstellen. Allerdings sollen die bestehenden statisch-zeitvariablen Netzentgelte gemäß Modul 3 nach § 14a EnWG weiterentwickelt werden.

Dieses Projekt. Das SET Pilotprojekt der dena zu dynamischen Netzentgelten zielt darauf ab, die Reaktion steuerbarer Verbrauchseinheiten und Erzeugungsanlagen in der Niederspannung auf dynamische Netzentgelte zu untersuchen. Dafür entwickeln wir ein umsetzbares und praxistaugliches Konzept für dynamische Netzentgelte und erproben es in der Praxis. Der Schwerpunkt liegt dabei auf zeitvariablen Arbeitspreisen. Im vorliegenden Bericht untersuchen wir, welche Probleme durch Niederspannungsnetzentgelte adressiert werden können, und leiten daraus Designentscheidungen ab, die den Rahmen setzen für die Berechnung dynamisch-zeitvariabler Netzentgelte in der Niederspannung. Das Berechnungsmodell selbst dokumentiert der nachfolgende Umsetzungsbericht (Bericht 2.2). Darauf aufbauend werden im weiteren Projektverlauf dynamisch-zeitvariable Netzentgelte in der Modellierung und im Feldtest pilotiert.

Aufbau dieses Berichts. In Kapitel 3 zeigen wir, wo im Verteilnetz heute und morgen Kosten entstehen, die ein Entgelt idealerweise vermeiden kann, und Kapitel 4 zeigt die verschiedenen Möglichkeiten auf, Netzentgelte zu designen. Kapitel 5 gibt einen Überblick über die Niederspannungs-Netzentgelte in anderen europäischen Ländern. Kapitel 6 leitet daraus dann die relevanten Designentscheidungen für die Berechnung dynamischer Netzentgelte in der Niederspannung ab.

3 Kosten im Verteilnetz

Dieses Kapitel diskutiert, welche Kosten für den Bau und Betrieb von Stromnetzen anfallen. Das Verständnis, welche dieser Kosten durch Netzentgelte und die daraus resultierende Verhaltensänderung der Netznutzer vermieden werden können, ist elementar, um räumlich und zeitlich aufgelöste, kostenreflektive Netzentgelte auszugestalten.

Projektrahmen. Ob und wo Netzkosten anfallen, untersuchen wir am Beispiel der fünf Verteilnetzbetreiber (VNB), die am SET Pilotprojekt beteiligt sind. Die beteiligten VNB bilden mit ihrer Heterogenität einen großen Teil des Spektrums deutscher Verteilnetze ab: Westnetz als größter deutscher Verteilnetzbetreiber mit einem heterogenen Versorgungsgebiet, LVN als ländlich geprägtes, von Photovoltaik (PV) dominiertes Flächennetz, SWM und enercity als lastgeprägte Großstadtnetze sowie Enervie als kompaktes Regionalnetz mit nur einem Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz (siehe Tabelle 1). Im Verhältnis von Netzlänge zu Entnahmestellen lässt sich der Unterschied zwischen städtisch und ländlich geprägten Verteilnetzen gut ablesen (siehe Abbildung 1). Die Dichte der Entnahmestellen im ländlich geprägten Netz der LVN ist zum Beispiel deutlich niedriger als im Großstadtnetz von SWM. Im Rahmen eines projektinternen Workshops sowie in bilateralen Gesprächen mit den Netzbetreibern haben wir die aktuellen Herausforderungen der VNB in der Niederspannung herausgearbeitet und geclustert. Im Folgenden zeigen wir auf, welche Probleme die VNB in der Niederspannung selbst aktuell beobachten, welche es in den vorgelagerten Netzebenen gibt und welche Herausforderungen sie in der Zukunft erwarten. Darauf aufbauend diskutieren wir, welche Lösungsmöglichkeiten heute schon existieren, um die verschiedenen Probleme zu adressieren, und mit welchen Kosten diese Lösungen, im Wesentlichen für den Ausbau der Betriebsmittel in der Niederspannung, verbunden sind. Diese Kosten bilden den Referenzwert für die Effizienz von dynamischen Netzentgelten: Nur wenn die Kosten von dynamischen Netzentgelten unter den Ausbaukosten liegen, sind sie volkswirtschaftlich effizient.

Tabelle 1 Übersicht über die Charakteristika der teilnehmenden Verteilnetzbetreiber

VNB	Netzcharakter	Prägung der Auslastung
enercity	Großstadtnetz (Hannover)	Lastgeprägt
Enervie	Kompaktes Regionalnetz (Hagen/Südwestfalen), nur ein Verknüpfungspunkt zum Höchstspannungsnetz	Lastgeprägt
LVN	Ländliches Flächennetz (Bayerisch-Schwaben)	Einspeisegeprägt
SWM	Großstadtnetz (München) mit einzelnen Randbezirken	Lastgeprägt, Umland einspeisegeprägt
Westnetz	Größter deutscher VNB, heterogenes Flächennetz (NRW/RLP, sechs Teilnetzgebiete)	Unterschiedlich je nach Teilnetzgebiet

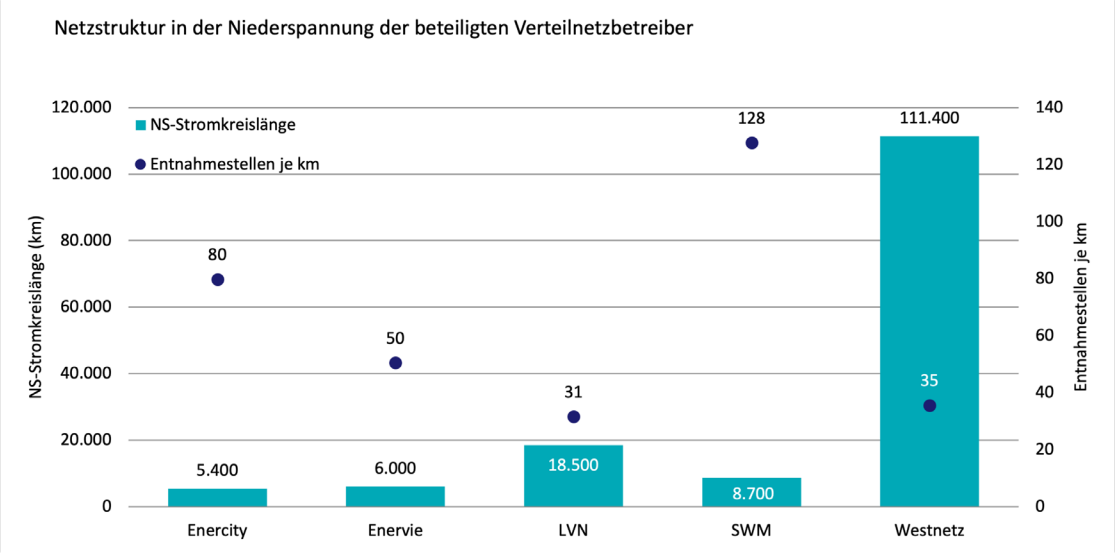


Abbildung 1 Stromkreislänge der Niederspannungsnetze und Anzahl der Entnahmestellen pro Kilometer je VNB

3.1 Engpässe in der Niederspannung

Lastseite. Lastgetriebene Engpässe entstehen durch den Anstieg der Anzahl neuer Verbraucher in der Niederspannung wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Heimspeicher. Wenn diese Verbraucher viel Strom gleichzeitig aus dem Netz beziehen, wie zum Beispiel an kalten Winterabenden, kommt es zu einem Anstieg des Verbrauchs und damit der Netzauslastung. Dies trifft vor allem städtische Netze mit vielen Verbrauchern und wenig dezentraler Erzeugung. Heute sind tatsächliche Engpässe jedoch die Ausnahme. Die Auslastung der Ortsnetzstationen erreicht zwar Höchstwerte, kommt jedoch nicht bis an die Auslastungsgrenze. Die Prognostizierbarkeit solcher Engpässe ist gut, denn sie sind temperatur- und kalendergetrieben: in einzelnen Winterstunden und punktuell an einzelnen Ortsnetztransformatoren. Gelöst werden diese Probleme langfristig durch Trafotausch oder Strangaufteilung. Maßgeblich für den Ausbau sind nicht Messungen, sondern Plandaten. Netzbetreiber bauen an den Stellen aus, wo die Netzberechnung Grenzwertüberschreitungen ausweist. Grund dafür ist, dass Netz- und Versorgungssicherheit das höchste Ziel sind und deswegen in der Niederspannung aktuell noch vorausschauend ausgebaut wird, bevor die Probleme tatsächlich eintreten.

Einspeiseseite. Auf der Einspeiseseite prägen in der Niederspannung Aufdach-PV-Anlagen das Bild. Durch die hohe, wettergetriebene Gleichzeitigkeit in der Einspeisung werden heute schon vereinzelt Betriebsmittel überlastet. Außerdem treten vereinzelt Spannungsbandverletzungen auf (siehe Infobox). Sie sind jedoch in der Niederspannung aktuell meist nicht beobachtbar. Zeitlich konzentrieren sich Einspeisespitzen in der Niederspannung auf sonnige Mittagsstunden im Sommer. Sie sind daher zwar grundsätzlich vorhersehbar, lokal aber nur kurzfristig durch Wettervorhersagen genau bestimmbar. Räumlich verteilen sie sich häufig zeitgleich über das ganze Netz, insbesondere im ländlichen Raum mit vielen Einfamilienhäusern mit Solaranlagen. Einspeiseseitigen Auslastungsspitzen wird aktuell mit dem Ausbau oder Austausch von Transformatoren begegnet. Eingreifen kann der Netzbetreiber in den meisten Fällen nicht, denn Klein-PV ist oft nicht fernsteuerbar. Erst seit Februar 2025 müssen neue PV-Anlagen mit mehr als 7 Kilowatt-Peak (kWp) mit Smart Meter und Steuerbox ausgestattet sein. Theoretisch kann ein zeitvariables Netzentgelt Anreize setzen, um Erzeugungsspitzen zu reduzieren, entweder indem steuerbare Verbraucher zu diesen Zeiten angereizt werden, mehr zu verbrauchen, oder indem die Einspeiseseite durch ein zeitvariables Netzentgelt direkt adressiert wird. Im Rahmen des Projekts konzentrieren wir uns auf die Verbrauchsseite und adressieren Erzeuger nur insofern, wie sie als Prosumer auftreten.

Tabelle 2 Überblick über die heute auftretenden Probleme in der Niederspannung

Problem	Ursache/ Treiber	Erfassung	Zeit- und Ortsmuster	Prognostizierbarkeit	Heutige Lösungen
Lastgetriebene Kapazitätsengpässe	Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, synchroner Haushaltsverbrauch	Kaum gemessen, Netzberechnung und Erfahrungswerte (Plandaten, Grenzwertüberschreitung)	Einzelne Winterstunden, punktuell an einzelnen Ortsnetztransformatoren	Gut (temperatur- und kalendergetrieben), durch Saisonalität auch langfristig vorhersehbar	Trafoaustausch und Strangaufteilung im Erneuerungszyklus
Einspeisegetriebene Kapazitätsengpässe	Aufdach-PV	Kaum gemessen, Netzberechnung und Erfahrungswerte (Plandaten, Grenzwertüberschreitung)	Sonnige Stunden im Sommer, flächig mit Hotspots	Wetterabhängig, daher kurzfristig gut vorhersehbar (wenige Tage im Voraus)	Trafoaustausch und Strangaufteilung im Erneuerungszyklus
Spannungsbandverletzungen	Aufdach-PV	Teils unbemerkt, Beobachtbarkeit über Smart Meter Gateway im Aufbau	Sonnige Stunden im Sommer, flächig mit Hotspots	Wetterabhängig gut (Tage im Voraus), örtlich schwer	Kabelverstärkung, Strangaufteilung, regelbare Ortsnetzstationen

Beobachtbarkeit. In der Niederspannung ist die Beobachtung von Auslastungsproblemen nur dort möglich, wo Ortsnetzstationen digitalisiert sind oder die Quote intelligenter Messsysteme hoch ist. Beides ist in Deutschland aktuell noch selten gegeben. Dynamische Netzentgelte können ihre Wirkung allerdings nur entfalten, wenn Beobachtbarkeit hergestellt wird und sich die Planung des Netzausbaus an Messwerten orientiert.

§ 14a EnWG. Als kurzfristige Regelungsmöglichkeit steht Netzbetreibern die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG zur Verfügung: Sie dürfen steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die nach 2024 angeschlossen wurden, bei drohender Überlastung auf 4,2 Kilowatt (kW) dimmen, im Gegenzug zahlt der Kunde ein reduziertes Netzentgelt. Zum Einsatz kommt dieses Instrument in der Praxis jedoch noch selten. Erstens gibt es aktuell noch kaum lastbedingte Engpässe in der Niederspannung und die fehlende Digitalisierung macht es zusätzlich schwer, diese Engpässe in Echtzeit zu beobachten. Zweitens läuft die technische Umsetzung hinterher und Bestandsanlagen werden noch nach der alten Fassung des § 14a EnWG betrieben: Der Netzbetreiber dimmt über Rundsteuerempfänger in festen Sperrzeiten, die Jahre im Voraus feststehen und den tatsächlichen Netzzustand nicht kennen. Und drittens verpflichten §-14a-EnWG-Abrufe zur Prüfung von Ausbaumaßnahmen, sodass das Instrument keinen Netzausbau einsparen kann. Die Netzbetreiber sehen § 14a EnWG deshalb als Notfallinstrument.

Infobox: Spannungsbandverletzungen

Definition. Die Spannung muss an jedem Punkt des Netzes innerhalb eines festen Bandes bleiben. Einspeisung hebt die lokale Spannung, Verbrauch senkt sie. Spannungsbandverletzungen treten in der Regel zuerst am Ende langer Netzstränge auf, je nach Situation nach oben oder unten. Je nach Topologie der Netzgebiete berichten einige Netzbetreiber, dass Spannungsbandverletzungen eine wesentliche Herausforderung darstellen, bei anderen ist dies hingegen praktisch nie der Fall.

Beispiel. Spannungsbandverletzungen lassen sich am Beispiel eines freistehenden Hauses mit Photovoltaik-Anlage auf dem Dach am Ende eines langen Niederspannungsstrangs veranschaulichen. Das Kabel wurde vor Jahrzehnten verlegt, als im Haus nur wenig Strom verbraucht wurde. An einem sonnigen Mittag wird im Haus nur wenig Strom verbraucht. Der eingespeiste Solarstrom fließt vom Haus zum Ortsnetztransformator im Dorf. Durch den Widerstand des langen Kabels entsteht eine Spannungsdifferenz, sodass die Spannung am Haus über der am Transformator liegt. Je mehr Solarstrom eingespeist wird und je länger oder dünner das Kabel ist, desto stärker fällt dieser Effekt aus. Ein hoher Verbrauch im Haus kann das spiegelbildliche Problem verursachen, wenn gleichzeitig vor Ort wenig Strom erzeugt wird. Dies ist beispielsweise der Fall an Winterabenden, an denen im Haus gleichzeitig die Wärmepumpe läuft und das Elektroauto geladen wird. Dann sinkt die Spannung am Haus zu stark ab.

Keine Sichtbarkeit. Das Auftreten von Spannungsbandverletzungen ist in der Praxis schwer zu identifizieren, weil die Spannung in der Regel nicht an den einzelnen Haushalten gemessen wird. Dies wird sich durch den Rollout intelligenter Messsysteme ändern. Schon wenige Messpunkte an den Enden kritischer Stränge machen solche Probleme stärker sichtbar.

Kompensation. Wird die zulässige Spannung überschritten, muss der Netzbetreiber eingreifen, zum Beispiel durch das Verlegen eines stärkeren Kabels oder den Bau eines zusätzlichen Ortsnetztransformators näher am Haus. Beides sind jedoch sehr kostspielige Maßnahmen, insbesondere wenn sie nur für einzelne Netzanschlusspunkte umgesetzt werden müssen. Außerdem können regelbare Ortsnetztransformatoren dazu beitragen, Spannungsbandverletzungen zu vermeiden, indem sie das Spannungsniveau im gesamten Ortsnetz anpassen. An sonnigen Mittagen können sie die Spannung im gesamten Ortsnetz leicht absenken, sodass am Strangende mehr Spielraum nach oben verbleibt. An Winterabenden wird das Spannungsniveau hingegen angehoben, sodass der Spannungsabfall am Strangende gedämpft wird. Durch regelbare Ortsnetztransformatoren lässt sich jedoch nur die Spannung für das gesamte Ortsnetz verändern, nicht für einzelne Stränge. Dies ist also keine Lösung, wenn verschiedene Stränge gleichzeitig unterschiedliche Spannungen benötigen.

Netzentgelte. Eine ähnliche Wirkung könnten dynamische Netzentgelte entfalten, wenn sie Anreize zur Lastverschiebung geben. Wenn durch das Preissignal der Stromverbrauch am Strangende in sonnigen Mittagsstunden ansteigt, reduziert das den lokalen Spannungsanstieg. Andersherum hilft eine Reduktion des Verbrauchs an kalten Winterabenden. Wenn das Netzentgelt für das ganze Ortsnetz gilt, bestehen die gleichen Probleme wie bei den regelbaren Ortsnetztransformatoren: Das Netzentgelt ist nur eine Lösung, wenn alle Stränge eine Lasterhöhung oder -reduktion benötigen.

3.2 Zukünftige Netzengpässe in der Niederspannung

Prognosen. Die Engpasslage in der Niederspannung ist zwar heute noch nicht bedrohlich, wird sich aber zukünftig signifikant verschärfen. Durch die Zunahme steuerbarer Verbraucher werden von den Verteilnetzbetreibern ab 2030 Engpässe in der Ortsnetzebene erwartet. Manche VNB prognostizieren für die Niederspannung rund eine Vervierfachung der Bezugsleistung und klassifizieren die Netzebenen 5 bis 7 vollständig als Engpassregionen nach § 14d EnWG. Während der Ausbau von ländlich geprägten Verteilnetzbetreibern heute vor allem einspeisegetrieben ist, erwarten die im SET Pilotprojekt assoziierten Verteilnetzbetreiber für die Zeit ab Mitte der 2030er-Jahre, dass der Ausbaubedarf dann überwiegend verbrauchsgetrieben sein wird.

Gleichzeitigkeit. Als neuer Treiber der lastseitigen Engpässe wird die marktgetriebene Gleichzeitigkeit antizipiert. Die Stadtnetze erwarten durch Synchronität aufgrund dynamischer Stromtarife kritische Engpässe unter anderem in den Mittagsstunden. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen optimieren anhand des bundesweiten Strompreises und je mehr es von ihnen gibt, desto größer fällt die gleichzeitige Reaktion aus. Der auslegungsrelevante Fall verschiebt sich damit vom kalten Winterabend zu wettergetriebenen Niedrigpreisstunden, die sich Monate im Voraus schwer festlegen lassen.

3.3 Engpässe in den vorgelagerten Ebenen

Täglicher Redispatch. Während in der Niederspannung die Auslastungsgrenzen sehr selten erreicht werden, sind in der Mittel- und Hochspannung sowie in der Höchstspannung Engpässe der Alltag. Sie werden in den höheren Netzebenen durch Redispatch adressiert. Im zweiten Quartal 2025 entfielen mehr als 50 Prozent des Redispatch-Bedarfs auf Verursachungen in den Verteilnetzen. Sie sind vor allem auf einen starken Anstieg von Redispatch-Maßnahmen zurückzuführen, die durch die Einspeisung erneuerbarer Energien verursacht wurden (SMARD, 2025).

Kapazitätsengpässe. Solarparks, die zunehmend in der Mittelspannung, aber auch auf höheren Netzebenen angeschlossen werden, sowie zunehmende Großkundenlast und neue Netznutzer wie Speicher, Elektrolyseure und Rechenzentren sorgen für zunehmende Kapazitätsengpässe auf vorgelagerten Netzebenen. Anders als in der Niederspannung werden diese Engpässe gemessen und sowohl am Vortag als auch untertägig prognostiziert. Das Zeitmuster ist dabei klar saisonal geprägt. Der Anteil von abgeregelten Photovoltaik-Anlagen am gesamten im Verteilnetz verursachten Redispatch-Bedarf nimmt stetig zu und verlagert damit die einspeisegetriebenen Engpässe in den Sommer. Langfristig gilt es abzuwägen, ob die Kosten des Netzausbaus oder die Redispatch-Kosten überwiegen. Engpässe sollten durch Netzausbau adressiert werden, sobald dies günstiger ist als wiederholter Redispatch. Auf den höheren Spannungsebenen geht Netzausbau jedoch mit langen Vorlaufzeiten einher.

Kraftwerke. Städtische Netze verlieren darüber hinaus eine wichtige Redispatch-Quelle durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke oder deren stärker marktgetriebene Fahrweise. Aktuell werden prognostizierte Hochspannungsengpässe in Städten oft durch das Hochfahren innerstädtischer Kraftwerke, wie zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) oder Kohlekraftwerke, abgefangen. Mit dem Kohleausstieg reduzieren sich diese Möglichkeiten jedoch. Darüber hinaus ändert die marktorientierte Fahrweise schon heute den Betrieb konventioneller Kraftwerke. Wenn die Preise mittags sinken, reduzieren sie ihre Einspeisung. Wenn PV-Strom aus dem Umland jedoch wegen überlasteter Leitungen nicht in die städtischen Gebiete transportiert werden kann, wird dies zunehmend zum Problem. Lastseitige Flexibilität kann den Bedarf an Redispatch verringern, indem sie die Engpassstunden durch Lastreduktion entschärft.

Tabelle 3 Übersicht über die heute auftretenden Probleme in vorgelagerten Netzebenen, insbesondere Hochspannung/Mittelspannung

Problem	Ursache/ Treiber	Erfassung	Zeit- und Ortsmuster	Prognostizierbarkeit	Heutige Lösungen
Lastgetriebene Kapazitätsengpässe	Großkundenlast (Speicher, Elektrolyseure, Rechenzentren), RLM-Kunden	Gemessen und prognostiziert	Winter und dauerhaft wachsend, punktuell (einzelne Umspannwerk-Gebiete)	Gut	Redispatch, Kraftwerkseinsatz (entfällt mit Kohleausstieg und Marktfahrweise), Zubau zu langsam
PV-getriebene Kapazitätsengpässe	PV-Parks, Rückspeisung aus untergelagerten Netzen	Gemessen und prognostiziert (Vortag, untertägig)	Sommer, sonnige Stunden, regional scharf abgrenzbar (z. B. Freileitungsgebiet)	Gut	Täglicher Redispatch, Abregelung, Zubau mit langen Vorlaufzeiten
Windgetriebene Kapazitätsengpässe	Windparks	Gemessen und prognostiziert	Mehrtägige Ereignisse (Sturmfronten), regional konzentriert	Schlechter als bei PV, über den Vortag hinaus unsicher	Redispatch, Netzausbau mit langen Vorlaufzeiten, da oft hohe Netzebenen ausgebaut werden müssen
Begrenzte Anschlusskapazität und fehlende freie Schaltfelder in Umspannwerken	Anschlussanfragen neuer Großverbraucher und Erzeuger	Über Anschlussanfragen	Dauerhaft, unabhängig vom Betriebszustand	Strukturelle Problematik	Umspannwerk-Ausbau mit langen Vorläufen, Anschlussstopps, flexible Anschlussvereinbarungen, TAB-Anpassung

Wind. In keinem der fünf betrachteten Netze ist Wind der dominante Engpasstreiber. Für eine gesamtsystemische Berechnungslogik ist die Betrachtung von durch Wind verursachten Engpässen jedoch wichtig, da sie sich strukturell von durch PV verursachten Engpässen unterscheiden. Windengpässe dauern oft mehrere Tage am Stück anstatt in einzelnen Mittagsstunden, sind schlechter vorhersehbar und regional konzentriert. Mit Blick auf die mögliche Wirkung dynamischer Netzentgelte ist das eine wichtige Einschränkung.

Fehlende Anschlusskapazitäten. Ein weiteres Problem insbesondere auf den Umspannebenen ist fehlende Anschlusskapazität. Anschlussanfragen können nicht angenommen werden, da keine Schaltfelder im Umspannwerk frei sind. Das kann nicht durch eine Anpassung des Netznutzungsverhaltens gelöst werden. Stattdessen kann dies über den Ausbau des Umspannwerks oder flexible Netzanschlussvereinbarungen, die zum Beispiel nur (n-0)- statt (n-1)-sicheren Anschluss garantieren, adressiert werden.

3.4 Netzkosten in der Niederspannung: Ausbau statt Redispatch

Redispatch-Lücke. In Höchst-, Hoch- und Mittelspannung wird Engpässen täglich mit Redispatch-Maßnahmen begegnet. Netzbetreiber greifen dabei in die Einspeisung von Erzeugungsanlagen vor und hinter Engpässen ein. Die daraus entstehenden Redispatch-Kosten beziffern, was das Engpassmanagement im jeweiligen Fall kostet. In der Niederspannung gibt es aus zwei Gründen keinen Redispatch: Erstens hat der Netzbetreiber keine Echtzeitinformationen über potenzielle Engpässe. Die häufig verbauten Schleppzeiger messen keine viertelstundenscharfen Lastgänge, sondern geben jeweils nur die höchste historische Auslastung an. Sie werden häufig einmal jährlich manuell ausgelesen. Die aktuelle Auslastung solcher Ortsnetztrafos kann daher nur aus statischen Netzberechnungen auf Basis von Stammdaten abgeschätzt

werden. Zweitens haben Verteilnetzbetreiber kaum Möglichkeiten, kurzfristig die Netzauslastung zu beeinflussen. Den Stromverbrauch können sie, wenn überhaupt, nur bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG reduzieren. Die lokale Erzeugung in der Niederspannung wird maßgeblich durch viele kleine PV-Anlagen geprägt, die jedoch heute oft noch nicht fernsteuerbar sind. Wo der Netzbetreiber einen Engpass weder beobachten noch kurzfristig beheben kann, bleibt nur der präventive Netzausbau.

Netzausbau als Benchmark. Mit der zunehmenden Digitalisierung der Verteilnetze eröffnet sich jedoch eine Alternative: Absehbare Netzengpässe könnten über (dynamisch-)zeitvariable Netzentgelte reduziert werden. Ökonomisch ist dies sinnvoll, wenn das Instrument der (dynamisch-)zeitvariablen Netzentgelte weniger Kosten verursacht, als der vermiedene Netzausbau einspart. Die Netzausbaukosten sind daher eine obere Grenze für die Kosten, die dynamische Netzentgelte verursachen dürfen.

Netzausbaupläne. Zur Bestimmung der Netzausbaubedarfe können die Ausbaupläne herangezogen werden. Alle zwei Jahre legen Verteilnetzbetreiber Netzausbaupläne nach § 14d EnWG vor. Sie weisen auf Basis gemeinsamer Regionalszenarien die geplanten Netzausbaumaßnahmen und -kosten je Netzebene für die nächsten fünf bis zehn Jahre aus sowie bis zum Zieljahr 2045. Aus den Plänen geht hervor, wie viel in der Niederspannung ausgebaut werden soll. Die erwarteten Ausbaubedarfe sind dabei gewaltig und nehmen in den nächsten Jahren stark zu (siehe Abbildung 2). So plant Enervie zwischen 2029 und 2045 rund 2.260 km neue Niederspannungsleitungen bei rund 5.600 km im Bestand. Westnetz kommt mit rund 18.700 km auf ein Sechstel seines 111.000-km-Netzes. Allerdings sind die Maßnahmen selten engpassgetrieben, sondern werden vorausschauend geplant. Durch die Pläne zieht sich ein einheitliches Motiv: Kapazität entsteht in der Niederspannung überwiegend im Zuge des ohnehin fälligen Betriebsmittelaustauschs, bei Erneuerung werden standardmäßig größere Leistungsklassen verbaut. Der größte Kostenblock der Niederspannung ist damit nicht der klassische Zubau, sondern der vorgezogene oder vergrößerte Austausch.

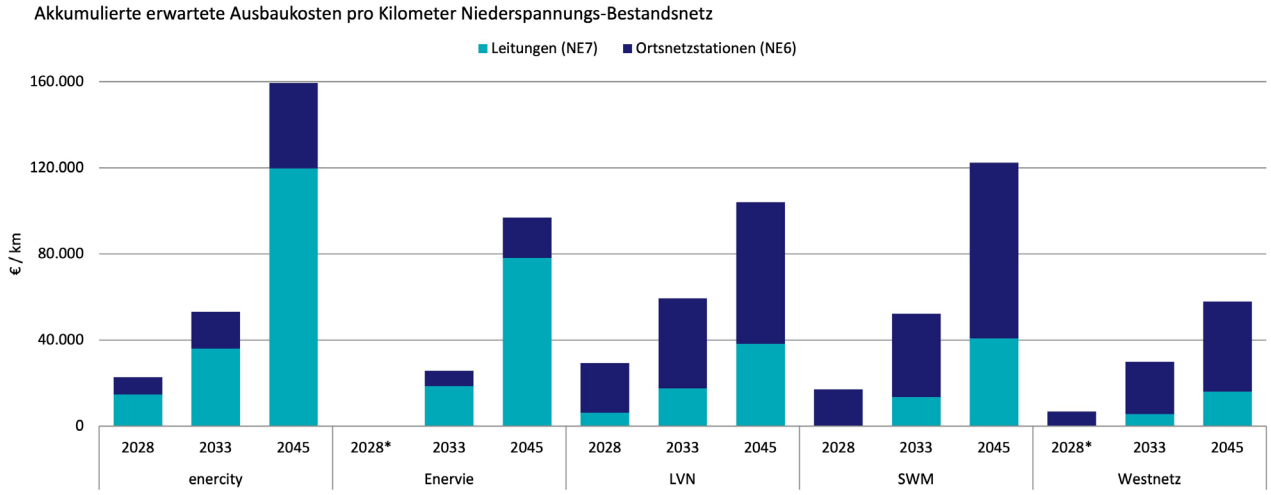


Abbildung 2 Geplante Ausbau- und Austauschmaßnahmen in der Niederspannung bis 2045 laut den Netzausbauplänen der untersuchten Verteilnetzbetreiber. Aufgeteilt auf den Ausbau und Ersatz von Leitungen sowie Ortsnetzstationen. Eigene Darstellung auf Basis von Enervie, 2024; enercity, 2024; LVN, 2024; SWM, 2024; Westnetz, 2024.

**Für Enervie (Leitungen und Ortsnetzstationen) sowie Westnetz (nur Leitungen) fehlen Angaben für 2023 bis 2028, damit sind auch die akkumulierten Kosten der nachfolgenden Zeitabschnitte nur eine untere Grenze und dürften in der Realität höher liegen.*

4 Entgeltvarianten

Instrumente. Netzentgelte, die Anreize für netzentlastendes Verhalten setzen, können verschiedene Formen annehmen. Dabei lassen sich die unterschiedlichen Entgeltvarianten in vier verschiedene Grundtypen einteilen (siehe Tabelle 4). Diese Instrumente unterscheiden sich neben ihrer Wirkung auch in den Anforderungen, die eine Einführung mit sich bringen würde, zum Beispiel beim Messwesen, bei der Vorhersehbarkeit für Netznutzer und bei den Transaktionskosten.

Tabelle 4 Übersicht über die vier Grundformen von Netzentgelten

Grundtyp	Beschreibung	Anreiz zur individuellen Verhaltensänderung
Grundpreis	Preis pro Verbraucher, unabhängig von Menge und Zeitpunkt des Verbrauchs (z. B. in Euro)	• Kein Anreiz für Verbrauchsveränderung
Arbeitspreis	Preis von verbrauchtem Strom (z. B. in Cent/kWh), kann konstant sein oder zeitvariabel	• Anreiz zur Verbrauchsreduktion • Bei Preisdifferenzierung zwischen Zeitpunkten (zeitvariabler Arbeitspreis): Anreiz für zeitliche Lastverschiebung
Leistungspreis	Preis für den höchsten viertelstündlichen Verbrauch (z. B. in Euro/kW) in einem bestimmten Zeitraum (meist innerhalb eines Jahres)	• Glättung des individuellen Verbrauchs
Kapazitätspreis	Preis für angemeldete Kapazität (z. B. in Euro/kW), Pönalisierung bei Überschreitung der angemeldeten Kapazität durch Strafzahlung oder höheren Arbeitspreis	• Glättung des individuellen Verbrauchs • Rückgabe ungenutzter Kapazitäten

Grundpreis. Ein Grundpreis wird unabhängig vom Stromverbrauch gezahlt. In Deutschland zahlt jeder Haushalt in der Niederspannung einen Grundpreis pro Monat. Er setzt keine Anreize für das Verbrauchsverhalten. Anreize bestehen allenfalls dafür, mehrere Verbrauchseinheiten zusammenzulegen oder den Grundpreis ganz zu vermeiden, indem man auf einen Netzanschluss verzichtet.

Arbeitspreis. Ein Arbeitspreis bepreist die tatsächlich verbrauchte Energie je Kilowattstunde (kWh). Er kann über die Zeit konstant oder zeitvariabel sein. In beiden Fällen setzt er einen Anreiz zur Verbrauchsreduktion. Preisunterschiede zwischen verschiedenen Zeitpunkten reizen zusätzlich eine Lastverschiebung hin zu Stunden mit niedrigeren Arbeitspreisen an.

Leistungspreis. Der Leistungspreis bepreist die individuelle Spitzenlast eines Nutzers innerhalb eines definierten Zeitraums (Monat oder Jahr). In Deutschland zahlen alle Kunden mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh einen Leistungspreis. Er setzt Anreize zur Verstetigung des individuellen Verbrauchsprofils, ignoriert dabei aber den Netzzustand. Eine Lastspitze wird auch dann bepreist, wenn das Netz zu diesem Zeitpunkt sonst von niemandem genutzt wird. Umgekehrt bleibt der Verbrauch zum Zeitpunkt der höchsten Netzlast folgenlos, solange die individuelle Spitzenlast in einen anderen Zeitpunkt fällt. Kostenreflektiv ist der Leistungspreis daher nur, wenn individuelle Spitzenlast und System-Spitzenlast zusammenfallen. Die (noch) aktuelle deutsche Netzentgeltsystematik hat zudem erhebliche Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten: Ein Netznutzer mit wenigen Benutzungsstunden zahlt pro kWh Stromverbrauch ein deutlich höheres Netzentgelt als ein Verbraucher im Dauerbetrieb. Das setzt starke Anreize zur Vermeidung von Lastspitzen, beispielsweise beim Verbrauch von „Überschuss-Strom“ in Zeiten mit viel erneuerbarer Erzeugung.

Kapazitätspreis. Bei einem Kapazitätspreis wird vom Verbraucher selbst eine Leistung festgelegt (Bestellleistung), die dann bepreist wird. Dies ist meist kombiniert mit einer Pönalisierung der Überschreitung durch Strafzahlungen oder einen erhöhten Arbeitspreis. Die Anreize entsprechen denen des Leistungspreises, sind aber abgemildert, da grundsätzlich eine Überschreitung der Bestellleistung möglich ist. Sie führt zwar zu erhöhten Kosten pro zusätzlicher kWh, ist aber nicht prohibitiv. Außerdem schafft der Kapazitätspreis den Anreiz, nicht genutzte Netzanschlüsse stillzulegen, um bestehende Kapazitätskosten für diese Netzanschlüsse zu vermeiden.

Messinfrastruktur. Die Zahlung, die Verbraucher bei den jeweiligen Entgeltvarianten leisten, ergibt sich aus der Höhe des Entgelts und der Bemessungsgrundlage. Die Bemessungsgrundlage bestimmt zugleich die Anforderungen an die Messinfrastruktur. Beim Grundpreis bestehen keine Anforderungen. Bei einem konstanten Arbeitspreis genügt die Erfassung des kumulierten Jahresverbrauchs. Bei allen anderen Entgeltvarianten ist eine zeitlich aufgelöste Leistungs- bzw. Lastgangmessung, üblicherweise viertelstundenscharf, erforderlich.

Ausgestaltungsvarianten. Jede der Grundformen hat Freiheitsgrade, die in der konkreten Ausgestaltung festgelegt werden müssen. Dazu zählen insbesondere:

- Zeitliche Differenzierung
- Räumliche Granularität
- Länge des Bemessungszeitraums
- Ex-ante- oder Ex-post-Festlegung

Zeitliche Differenzierung. Die Höhe des Netzentgelts kann konstant oder zeitvariabel sein, also von der konkreten oder erwarteten Netzsituation abhängen. Bei Arbeitspreisen wird zwischen statisch-zeitvariablen und dynamisch-zeitvariablen Ausgestaltungen unterschieden. Statisch-zeitvariable Arbeitspreise verteuern den Bezug in vorab festgelegten Zeitfenstern, typischerweise nach Jahres- und Tageszeit. Sie bilden wiederkehrende Lastmuster und Einspeisemuster gut ab, etwa den Winterabend im lastgeprägten Stadtnetz oder die PV-Spitze an Sommermittagen, und sind vergleichsweise günstig einzuführen, da sie unterjährig nicht angepasst werden. Das statisch-zeitvariable Netzentgelt nach § 14a EnWG (Modul 3) gehört in diese Klasse. Ihre Schwäche ist der lange Vorlauf, mit dem Zeitfenster und Preisstufen festgelegt werden. Kurzfristige Wetterlagen, die künftig auch strompreisoptimierte Lastmuster prägen, bleiben unberücksichtigt. Dynamisch-zeitvariable Arbeitspreise werden hingegen deutlich kurzfristiger festgelegt, etwa am Vortag. Ein dynamisch-zeitvariabler Arbeitspreis orientiert sich an der kurzfristig prognostizierten Netzauslastung: Er ist in den Viertelstunden höher als im Durchschnitt, in denen aufgrund der Vortages-Prognose tatsächlich für den Folgetag eine hohe Auslastung erwartet wird, normal hoch, wenn keine Engpässe erwartet werden, und niedriger, wenn eine Netzüberlastung durch Einspeisung erwartet wird und zusätzlicher Verbrauch zur Entlastung beiträgt. Dieser Ansatz setzt hinreichend genaue Engpassprognosen und eine kurzfristige Kommunikation bis zu den Endkundinnen und -kunden voraus.

Räumliche Granularität. Die räumliche Granularität bestimmt, wie groß das Gebiet ist, in dem das Netzentgelt für alle Netznutzer gleich ist. Aktuell werden Netzentgelte auf der Ebene des Netzgebiets eines Netzbetreibers festgelegt. Für eine kostenreflektive Zuteilung ist jedoch eine stärkere räumliche Differenzierung notwendig. Netzgebiete könnten in Regionen unterteilt werden, die ähnliche Auslastungsmuster aufweisen, zum Beispiel in städtische und ländliche Regionen, sodass ein Netzentgelt innerhalb dieser Regionen ähnliche Effekte hat. Theoretisch denkbar ist auch ein ortsnetzstationsscharfes Netzentgelt, das jedoch hinsichtlich der technischen Umsetzbarkeit zu großen Herausforderungen führt.

Ex ante / ex post. Netzentgelte werden typischerweise vor der Lieferung festgelegt. Das schafft Planbarkeit für die Verbraucher. Grundsätzlich ist aber auch eine nachträgliche Bestimmung möglich. In Großbritannien wurden bis 2023 die Stunden mit der höchsten realisierten Netzlast höher bepreist (Triads); welche Stunden das waren, stand erst am Jahresende fest. Verbraucher mussten die Netzlast also vorhersehen, um zu reagieren. Das Verfahren wurde inzwischen abgeschafft, weil die Risiken für die Endverbraucherinnen und -verbraucher als zu hoch angesehen wurden. Zeitvariable Entgelte können demnach ex ante angekündigt oder ex post anhand der realisierten Last bestimmt werden. Ex-ante-Entgelte sind tendenziell wirksamer, weil Verbraucher stärker auf sie reagieren; Ex-post-Entgelte sind treffsicherer, weil sie die tatsächliche Netzsituation abbilden. Der Unterschied liegt darin, wer die Unsicherheit trägt: Bei ex ante angekündigten Entgelten muss der Netzbetreiber vorab antizipieren, wann die Last am höchsten sein wird; bei ex post gemessenen Entgelten müssen die Netznutzer dies antizipieren. Der Zweck der Ex-ante-Festlegung ist gerade, diese Unsicherheit für die Netznutzer zu reduzieren. Ein ex ante angekündigtes Entgelt ist allerdings kein Gleichgewichtspreis. Reagieren alle Nutzer auf dasselbe angekündigte Zeitfenster, kann sich die Spitze in ein anderes Fenster verschieben. Aus der Spitze wird ein Tal, weil alle gleichzeitig auf das Signal reagieren.

5 Netzentgelte in der europäischen Praxis

Vorgehen. Dieser Abschnitt untersucht Netzentgelte für Verbraucher in der Niederspannung in sieben ausgewählten europäischen Ländern: Dänemark, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Norwegen, Slowenien und Spanien. Sie wurden ausgewählt, um ein möglichst breites Spektrum an Ausgestaltungsvarianten abzudecken. Außerdem haben die meisten der ausgewählten Länder ihre Netzentgelte in der Niederspannung in den letzten Jahren reformiert, sodass die Auswahl insbesondere Länder berücksichtigt, die eine Vorreiterrolle bei der Weiterentwicklung von Netzentgelten spielen. Eine ausführliche Übersicht der Netzentgeltregime der untersuchten Länder findet sich im Anhang.

Verwendete Entgeltvarianten. Der Ländervergleich zeigt, dass jedes der untersuchten Länder mindestens zwei der vier Grundtypen verwendet, keines nutzt jedoch alle vier gleichzeitig (siehe Tabelle 5). Drei der sieben Länder verzichten vollständig auf einen Grundpreis und wälzen die entsprechenden Fixkosten stattdessen auf die Kapazitätskomponente ab (Griechenland, Slowenien und Spanien). Ein Leistungspreis wird in der Niederspannung nur in Norwegen und Griechenland erhoben. In Griechenland gilt er für die weniger als 1 Prozent der Niederspannungskunden mit Smart Meter.

Tabelle 5 Ausgestaltung von Netzentgelten für die Niederspannung in ausgewählten europäischen Ländern

	Grund-preis	Leistungs-preis	Kapazi-tätspreis	Arbeitspreis			Anmerkung
Land				**Konstant**	**Statisch-zeitvari-abel**	**Dyna-misch-zeitvari-abel**	
Dänemark	✓				✓		
Frankreich	✓		✓		✓		
Griechenland		(✓)	✓	✓	(✓)		Leistungspreis und zeitvariabler Arbeitspreis nur für Haushalte mit Smart Meter
Großbritannien	✓				✓		
Norwegen		✓			✓		
Slowenien			✓		✓		
Spanien			✓		✓		
Deutschland	✓			✓	(✓)		Statisch-zeitvariabler Tarif nur für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG, Modul 3)

Wesentliche Erkenntnisse. Die für eine Reform der Netzentgelte wesentlichsten Erkenntnisse der Länder- und Literaturrecherche synthetisieren wir in fünf Thesen:

- Dynamisch-zeitvariable Netzentgelte werden bislang in keinem der untersuchten Länder angewendet.
- Es wird Fälle geben, in denen dynamische Netzentgelte in Zukunft sinnvoll und notwendig sind.
- Eine Flexibilisierung des Verbrauchs kann neue Netzengpässe verursachen.

- Eine saisonale Preisspreizung ist zwar kostenreflektiv, verursacht aber keine Lastverschiebung in der Niederspannung, weil es dort keine intersaisonalen Flexibilitäten gibt.
- Netzentgeltreformen können starke Verteilungseffekte bewirken. Diese können zu fehlender Akzeptanz führen und die Reformen gefährden.

Keine dynamisch-zeitvariablen Netzentgelte. Dynamische Netzentgelte auf Basis der kurzfristig prognostizierten Netzauslastung gibt es in keinem der sieben untersuchten Länder. Alle zeitvariablen Netzentgelte basieren auf administrativ im Voraus festgelegten Kalenderplänen und nicht auf einer kurzfristigen Analyse des Netzzustands und werden am Anfang des Jahres festgelegt. In Dänemark können die Tarife auch unterjährig angepasst werden, müssen allerdings bei Preiserhöhungen mit mindestens vier Monaten Vorlauf angekündigt werden.

Bedarf an dynamischen Netzentgelten. Statisch-zeitvariable Netzentgelte werden immer unzureichender, je mehr wetterabhängige Einspeisung und nachfrageseitige Flexibilität das Netz prägen. Ein Bedarf für dynamische Signale entsteht vor allem dort, wo Engpässe stark zwischen einzelnen Tagen und Standorten schwanken und somit nicht am Anfang des Jahres hinreichend genau vorhergesehen werden können. In der Niederspannung ist dies insbesondere dann der Fall, wenn viele flexible Verbraucher gleichzeitig auf dieselben Preissignale der Strommärkte reagieren.

Zu viel Lastflexibilität. Die zunehmende Flexibilisierung des Verbrauchs kann neue Netzengpässe verursachen. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn viele flexible Verbraucher gleichzeitig auf dieselben Preissignale von Strommärkten oder Netzentgelten reagieren und dadurch neue, konzentrierte Lastspitzen erzeugen. Brylle et al. (2026) zeigen dies am Beispiel einer dänischen Ortsnetzstation mit hoher Elektroauto-Dichte: 76 Prozent aller Kapazitätsüberschreitungen des Transformators treten in der als „Niedriglast" deklarierten Zeitzone zwischen 0 und 6 Uhr auf – genau dann, wenn Großhandelspreis und statisches Netzentgelt gemeinsam am günstigsten sind. Weil das Tarifmodell diese Stunden pauschal als billig ausweist, bündeln sich die Ladevorgänge dort und überlasten den Transformator zeitweise um bis zu 50 Prozent seiner Nennkapazität, während die als teuer deklarierte Spitzenzeit zwischen 17 und 21 Uhr an dieser Station praktisch engpassfrei bleibt. Gegen eine zu starke Konzentration des flexiblen Verbrauchs können eine Begrenzung der Anschlusskapazität oder ein Leistungspreis einen Beitrag leisten.

Saisonale Differenzierung. Eine saisonale Differenzierung in den statisch-zeitvariablen Arbeitspreisen wird in fünf der sieben untersuchten Länder durchgehend angewendet (Dänemark, Frankreich, Griechenland, Slowenien und Spanien); in Norwegen unterscheiden einzelne Verteilnetzbetreiber zwischen Sommer- und Wintertarifen. Dänemarks Spitzentarif etwa kostet im Winter mehr als das Doppelte des Sommerwerts. Das ist kostenreflektiv, weil die Netzauslastung an Wintertagen in der Regel am höchsten ist. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass diese Differenzierung eine entsprechende saisonale Verschiebung der Lasten in der Niederspannung auslöst. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Elektroautos können ihren Bezug um einige Stunden bis maximal einen Tag verschieben oder aufgrund hoher Preise auch reduzieren. Dies geschieht aber zum einen nicht über Wochen und Monate hinweg, zum anderen führt es nicht zu einer Erhöhung des Verbrauchs zu anderen Jahreszeiten. Ein Preisunterschied kann daher keine Lastverschiebung zwischen Jahreszeiten auslösen, weil in der Niederspannung keine entsprechenden Flexibilitäten existieren. Er bestimmt lediglich, welche Jahreszeit die Netzkosten trägt, und wirkt allenfalls langfristig auf Investitionsentscheidungen: Beispielsweise macht er den Betrieb von Wärmepumpen teurer.

Akzeptanz. Netzentgeltreformen können starke Verteilungseffekte bewirken. Diese können zu fehlender Akzeptanz führen und die Reformen gefährden. Slowenien setzte seine neue Tarifstruktur zum Winterbeginn 2024 in Kraft. Die Stromrechnungen stiegen sichtbar, was zu starkem politischen Widerstand gegen die Reform führte. Das Parlament verabschiedete daraufhin Gesetze gegen die ausdrücklichen Einwände

der unabhängigen Regulierungsbehörde. Die Tarifstruktur selbst blieb am Ende unverändert, aber die Wintertarife wurden vorübergehend gesenkt. Verteilungswirkungen und Einführungszeitpunkt beeinflussen die Akzeptanz einer Netzentgeltreform erheblich.

6 Implikationen für die Berechnungslogik dynamischer Netzentgelte

Aus den vorangegangenen Kapiteln ergeben sich konkrete Implikationen für die Berechnungslogik des dynamischen Netzentgelts, das im SET Projekt erprobt werden soll. In diesem Kapitel werden auf Grundlage der Engpasssituationen aus Kapitel 3 und der Ausgestaltungsoptionen für Netzentgelte, die in Kapitel 4 dargestellt wurden, die Designentscheidungen herausgearbeitet, die getroffen werden müssen, um eine Berechnungslogik zu etablieren. Dabei werden auch Vorarbeiten aus anderen Arbeitspaketen des Projekts zu Preiselastizitäten von steuerbaren Verbrauchern mit berücksichtigt.

Aufbauend auf den hier gesetzten Leitplanken wird im weiteren Projektverlauf eine konkrete Berechnungslogik als Grundlage für die weiterführenden empirischen Arbeitspakete erarbeitet: Danach werden dynamische Netzentgelte sowohl in der Modellierung basierend auf realen Netz- und Verbrauchsdaten getestet als auch im Feldtest pilotiert, sodass alle technischen Umsetzungsfragen adressiert und Netzentgelte real in die Umsetzung gebracht werden können.

6.1 Potenziale und Grenzen dynamischer Netzentgelte

Adressierbare Probleme. Kapitel 3 hat die Faktoren herausgearbeitet, die zusätzliche Kosten im Verteilnetz verursachen. Wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, sind Engpässe in der Niederspannung heute noch relativ selten. In den vorgelagerten Ebenen sind sie dagegen Alltag und gut prognostiziert. Alle Engpässe, die sich durch eine Verhaltensänderung in der Niederspannung beheben lassen, sind dabei grundsätzlich mit einem dynamischen Netzentgelt adressierbar. Voraussetzung ist, dass die Engpässe mit genug Vorlauf prognostizierbar sind, damit Nutzer reagieren können. Das trifft vor allem auf drei Problemklassen zu: Die heutigen lastgetriebenen Engpässe in der Niederspannung sind überwiegend temperatur- und kalendergetrieben und daher gut prognostizierbar. Auch die erwartete marktgetriebene Gleichzeitigkeit kann durch ein entsprechendes Netzentgeltdesign adressiert werden. PV-getriebene Engpässe sind relativ gut prognostizierbar und können durch einen höheren lokalen Verbrauch in den Mittagsstunden adressiert werden.

Ungeeignet. Limitierte Anschlusskapazität und Baustellen entstehen nicht aus dem Netznutzungsverhalten und können deshalb kaum über Netzentgelte adressiert werden. Spannungsbandverletzungen eignen sich ebenfalls nicht, weil sie strangspezifisch sind: Es erscheint sehr unrealistisch, Netzentgelte mit einer höheren räumlichen Granularität auszugestalten als auf Ebene des Ortsnetzes.

Lastverschiebung statt Lastreduktion. Dynamische Netzentgelte können sowohl eine Lastverschiebung als auch eine Lastreduktion oder -erhöhung anreizen. Die meisten Flexibilitäten in der Niederspannung sind jedoch steuerbare Verbraucher, die ohne große Kosten ihre Last um einige Stunden verschieben können. So ist es zum Beispiel für die Fahrerin oder den Fahrer eines Elektroautos egal, wann genau das Auto geladen wurde, solange morgens die Batterie ausreichend voll ist. Eine reine Reduktion der Last geht dagegen mit deutlich größeren Kosten einher, die sich schwer quantifizieren lassen und potenziell zu Verteilungseffekten führen, wenn zum Beispiel in manchen Regionen Haushalte mit Wärmepumpen im Winter weniger heizen aufgrund erhöhter Netzentgelte. Perspektivisch können Aggregatoren die Last ihrer Kunden durch intelligente Aggregation auch über mehrere Tage verschieben. Das setzt allerdings voraus, dass Strompreise und Netzentgelte über diesen Zeitraum gut prognostizierbar sind. Daher lassen sich durch dynamische Netzentgelte in der Niederspannung Engpässe innerhalb eines Tages deutlich besser adressieren als mehrtägige Engpasssituationen, wie zum Beispiel durch Kältewellen oder mehrtägige Windüberschüsse.

Beobachtbarkeit. Wirkung setzt Sichtbarkeit voraus, in beide Richtungen. Der Netzbetreiber muss die Auslastung beobachten, um das Signal richtig zu setzen, und er muss die Reaktion messen, um sie eines Tages planerisch anrechnen zu können. Solange die Netzplanung auf Simulationen beruht und Flexibilität darin nicht vorkommt, vermeidet auch ein wirksames Entgelt keine geplanten Kosten. Der Rollout digitaler Ortsnetzstationen und intelligenter Messsysteme ist deshalb keine Randbedingung der Berechnungslogik, sondern ihre Wirkungsvoraussetzung.

Neue Gleichzeitigkeiten. Die Einführung dynamisch-zeitvariabler Arbeitspreise kann zu neuen Gleichzeitigkeiten führen, wenn viele Verbraucher auf das Netzsignal reagieren. Auch wenn Leistungs- und Kapazitätspreise ihre Schwächen haben, könnte ihre Einführung notwendig werden, um solche Effekte abzudämpfen und die individuelle Last zu glätten.

Notfallinstrument. Dynamische Netzentgelte und die Steuerung nach § 14a EnWG ergänzen sich. Das Entgelt koordiniert als Massensignal die vorhersehbare Auslastung im Voraus. Das Dimmen greift als Notfallbremse, wenn die Reaktion überschießt oder ein Engpass unerwartet auftritt. Beide Instrumente bedingen flächendeckende Digitalisierung.

6.2 Designentscheidungen

Zielsetzung. Im folgenden Abschnitt werden erste Designentscheidungen abgeleitet, die den Rahmen abstecken für ein dynamisch-zeitvariables Netzentgelt, das dann im Folgebericht als Berechnungslogik konkretisiert und im Projekt sowohl in Modellierungen als auch im Feldtest umgesetzt wird. Das Projekt gibt dabei die Leitplanken vor, indem es den Fokus auf steuerbare Verbraucher in der Niederspannung legt.

Adressaten. Das dynamisch-zeitvariable Netzentgelt richtet sich im SET Pilotprojekt an Letztverbraucherinnen und -Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und HEMS. Dort reagiert die Automatik der Anlage statt einer Person. Die Viertelstundenmessung dieser Kunden ist Voraussetzung. Die Einspeiseseite behandelt der SET Pilot als optionalen Baustein. Ein symmetrisches Entgelt würde Einspeisung mit umgekehrtem Vorzeichen bepreisen. Dynamisch-zeitvariable Netzentgelte werden daher im Rahmen des Projekts nur für Niederspannungskunden mit steuerbaren Verbrauchern, HEMS und intelligentem Messsystem entwickelt.

Netzebenen. Der SET Pilot bildet zunächst Engpässe der Niederspannung ab, denn dort gilt das Entgelt. In Kapitel 3 haben wir jedoch gezeigt, dass auch Engpässe in vorgelagerten Netzebenen durch Verhaltensänderungen in der Niederspannung aufgelöst werden können. Die Herausforderungen der vorgelagerten Netzebenen sind dabei oft größer als die Herausforderungen in der Niederspannung, Engpässe im Niederspannungsnetz selbst erscheinen erst mittel- bis langfristig relevant. Dies spricht dafür, auch vorgelagerte Netzebenen bei der Netzentgelt-Berechnung einzubeziehen, solange in der Niederspannung selbst keine Engpässe vorliegen. Dafür braucht die Logik zwei Elemente: Engpassindikatoren der vorgelagerten Ebenen bilden den Rahmen, in den sich das lokale Signal einordnet, und Priorisierungsregeln entscheiden, welches Signal Vorrang hat, wenn mehrere Ebenen gleichzeitig Knappheit melden. Lokale Engpässe dürfen dabei nicht von vorgelagerten Signalen übersteuert werden.

Bezugsgröße. Aus dem adressierten Netzengpass folgt, woran sich das Entgelt bemisst und welche Kosten es bepreist. In der Niederspannung ist die Bezugsgröße die prognostizierte Auslastung der Betriebsmittel und die Kostenbasis sind die annuitätischen Kosten des vorgezogenen oder vergrößerten Betriebsmittelaustauschs. Senken Preisanreize die Spitzenlast am Ortsnetztransformator verlässlich, lässt sich die Kapazitätserweiterung vermeiden oder zumindest zeitlich verschieben. Adressiert das Entgelt vorgelagerte Probleme, ist die Bezugsgröße der prognostizierte Redispatch und die Kostenbasis sind die dort gemessenen Redispatch-Kosten. Das bedeutet insbesondere, dass die Höhe des Netzentgelts nicht

vom Großhandelsstrompreis abhängt, sondern unabhängig davon auf Basis der Netzkosten ermittelt wird. Der resultierende Endkundentarif, der sich aus dem Großhandelsstrompreis und den Netzentgelten ergibt, bildet so effizient ab, ob die Engpasskosten oder die Stromkosten der treibende Faktor sind. Bepreist werden in beiden Fällen nur vermeidbare Kosten. Die Deckung der Residualkosten bleibt beim statischen Teil des Entgelts, damit die Netzfinanzierung nicht von der gewollten Ausweichreaktion abhängt. Wie eine Höhe ohne Kostenbezug aussieht, zeigen die statisch-zeitvariablen Netzentgelte nach § 14a EnWG Modul 3 heute: Die Netzbetreiber gehen vom regulären Entgeltniveau aus und weichen davon pauschal nach oben und unten ab; weder Niveau noch Spreizung leiten sich aus Engpasskosten ab. Entsprechend reicht die Spreizung zwischen Hoch- und Niedrigtarif bei den fünf beteiligten Verteilnetzbetreibern von Faktor 3 bis Faktor 16, ohne dass dahinter entsprechende Kostenunterschiede erkennbar wären. Kostenreflektiv ist ein zeitvariables Entgelt nur dann, wenn seine Höhe aus den vermeidbaren Kosten folgt. Die Höhe des Netzentgelts wird in der Niederspannung primär an den Grenzkosten des Netzausbaus ausgerichtet, für vorgelagerte Ebenen an den Kosten des Engpassmanagements. Zeitlich werden dafür in der Niederspannung auf Basis historischer Auslastungsdaten und potenziell von Wetterdaten Zeitfenster identifiziert, in denen Ortsnetzstationen in die Nähe ihrer Auslastungsgrenzen kommen. In den vorgelagerten Netzebenen kann auf existierende Redispatch- und Auslastungsprognosen zurückgegriffen werden.

Elastizität. Bei der Höhe der Netzentgelte kann neben den vermeidbaren Netzkosten auch die Preiselastizität einfließen, denn das Entgelt soll eine Reaktion auslösen, die den Ausbau von Netzelementen vermeidet. Die Preiselastizität muss dabei antizipiert werden, da das Netzentgelt keine Feedback-Schleife aufgrund der Reaktionen der Netznutzer erlaubt. Diese Elastizität ist keine Konstante. Sie hängt von der Tageszeit ab, weil die verschiebbare Last über den Tag variiert, und von der Kundengruppe, weil Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Heimspeicher unterschiedliche Verschiebehorizonte haben. Die Berechnungslogik kann sie tageszeit- und kundengruppenabhängig integrieren. Wie die Elastizität in die Berechnungslogik einfließt und mit den Grenzkosten interagiert, ist noch zu klären. Eine Option ist, das Netzentgelt mithilfe der geschätzten Preiselastizitäten so zu kalibrieren, dass die erwartete Reaktion eine ausreichende Höhe hat, um den Engpass zu adressieren, und die Grenzkosten herangezogen werden, um eine obere Grenze für die Höhe des Netzentgelts zu berechnen.

Preisstufen. Erst wenn die Bezugsgröße feststeht, folgt die Frage, in welchen Abstufungen das Entgelt sie in Preise übersetzt. Wenige feste Stufen erzeugen Preissprünge und treffen die Auslastung nur grob, passen aber zu den heutigen Abrechnungssystemen. Ein stufenloser Preis je Viertelstunde bildet sie genauer ab und verteilt die Reaktion über mehr Zeitpunkte, verlangt aber mehr von Berechnung und Verarbeitung.

Auflösung. Räumlich können die Netzbetreiber ihre Netzgebiete in wenige zusammenhängende Regionen unterteilen. In Kapitel 3 haben wir gezeigt, dass von Engpässen betroffene und unbetroffene Gebiete häufig dicht nebeneinander liegen. Dies verlangt eine lokale Differenzierung des Netzentgelts. Praktische Herausforderungen begrenzen die Anzahl der Regionen, denn jede Region braucht eine technische Zuordnung der Marktlokationen. Die befragten Verteilnetzbetreiber halten rund fünf unterschiedliche Gebiete pro Netzbetreiber für umsetzbar. Ortsnetztrafoscharfe Entgelte erscheinen kurz- bis mittelfristig kaum realisierbar und vermutlich in den meisten Fällen auch nicht notwendig. Zeitlich wird das Entgelt für jede Viertelstunde einzeln bestimmt. Das ist die Auflösung, in der Messung und Bilanzierung heute ohnehin arbeiten, und sie bildet die Auslastung scharf genug ab, um Lastverschiebung gezielt anzureizen. Das Netzentgelt wird im Rahmen des Projekts daher räumlich differenziert in eine einstellige Anzahl an Regionen pro Netzgebiet. Zeitlich wird das Netzentgelt viertelstündlich differenziert.

Vorlauf. Der Vorlauf der Berechnung entscheidet, welche Einflüsse das Entgelt einbeziehen kann. An ihm hängt auch der Begriff: Zeitvariabel ist jedes Netzentgelt, dessen Höhe sich im Zeitverlauf ändert. Dynamisch wird es, wenn der Netzbetreiber diese Höhe erst kurz vor Gültigkeit festlegt, statisch bleibt es bei Festlegung lange im Voraus, unabhängig von der zeitlichen Auflösung (dena, 2024). Ein kurzer Vorlauf

macht nur dann einen Unterschied, wenn das Entgelt damit Einflüsse abbildet, die vorher nicht bekannt waren. An erster Stelle steht das Wetter: Es prägt die Einspeisung erneuerbarer Energien und die temperaturabhängige Last, etwa von Wärmepumpen an kalten Abenden. Andere Faktoren folgen vorhersehbaren saisonalen Mustern; ein Entgelt, das kurzfristig veröffentlicht wird, aber nur solchen Mustern folgt, ist formal dynamisch und wirkt wie ein statisches. Einbeziehen lässt sich zudem nur, was der Netzbetreiber misst oder prognostiziert. Gegen eine sehr kurze Vorlaufzeit bei der Festlegung des Netzentgelts spricht, dass Kunden besser auf das Entgelt reagieren können, wenn sie es frühzeitig kennen. Wir schlagen daher vor, die Netzentgelte in der SET Pilotierung am Vortag vor der Day-Ahead-Auktion um 12 Uhr zu veröffentlichen. So optimieren die Anlagen Netzentgelt und gegebenenfalls Strompreis gemeinsam, und den Einsatzplanungen bleibt genug Zeit. Da es in der Niederspannung keine Auslastungsprognosen gibt, ist es eine zentrale Aufgabe des Projekts, herauszufinden, ob ein dynamisch-zeitvariables Netzentgelt, das zum Beispiel Wettervorhersagen mit einbezieht, Engpässe substanziell besser abbildet als ein statisch-zeitvariables Netzentgelt.

Absicherung. Wer das Entgelt festlegt, sollte die Reaktion darauf abschätzen. Ein einheitliches Signal, auf das viele Anlagen automatisiert gleichartig reagieren, kann neue Lastspitzen verursachen, statt sie abzubauen. Dem könnten zahlreiche Designelemente entgegenwirken: eine Kalibrierung an der erwarteten Verhaltensanpassung, eine Begrenzung der maximalen Preisspreizung, Leistungspreise und als Rückfallebene das Dimmen nach § 14a EnWG (siehe Kapitel 6.1).

Tabelle 6 Parameterkatalog der Berechnungslogik

Dimension	Denkbare Ausgestaltungsvarianten	Leitplanke des SET Piloten	Offene Punkte
Adressaten	• Steuerbare Verbrauchseinrichtungen • Alle Letztverbraucherinnen und -verbraucher • Zusätzlich Einspeiser	Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen	Ausweitung mit Messinfrastruktur, Einspeiseseite als optionaler Baustein
Netzebenen	• Nur Niederspannung • Einschließlich vorgelagerter Ebenen	Niederspannung plus Engpassindikatoren vorgelagerter Ebenen als Rahmen	Priorisierungsregeln bei gleichzeitiger Knappheit mehrerer Ebenen
Bezugsgröße	• Betriebsmittelauslastung (Prognose) • Redispatch (vorgelagerte Probleme)	Prognostizierte Auslastung und vermeidbare Ausbaukosten, bei vorgelagerten Problemen Redispatch und Redispatch-Kosten, Residualkosten bleiben im statischen Entgeltteil	Übergang von Plandaten auf Messdaten je Partner
Elastizität	• Kostenausweis (Annuität auf Engpassstunden) • Kalibrierung an erwarteter Reaktion	Verwendung von Durchschnittswerten der Kalibrierung an erwarteter Reaktion, tageszeit- und kundengruppenabhängig	Elastizitätsschätzungen (LP 2), Verteilung der steuerbaren Verbraucher je Strang
Preisstufen	• Wenige, feste Stufen • Stufenloser Preis je Viertelstunde	Start mit wenigen Stufen, Ausweitung auf mehr Stufen oder eine stufenfreie Funktion, sobald dies operativ umsetzbar ist	Stufenzahl, Abrechnungsrestriktionen der Partner
Räumliche Auflösung	• Netzgebiet • Wenige Regionen • Trafoscharf	Wenige zusammenhängende Regionen (Richtwert fünf je Netzbetreiber)	Gebietszuschnitt je Partner, Zuordnung der Marktlokationen
Zeitliche Auflösung	• Viertelstunde • Stundenblöcke	Viertelstunde	-
Vorlauf	• Nur kalendarische Muster • Wetter und kurzfristiger Netzzustand	Wetter als dominanter kurzfristiger Einfluss	Beobachtbarkeit und Prognosegüte je Netztyp

Dimension	Denkbare Ausgestaltungs-varianten	Leitplanke des SET Piloten	Offene Punkte
Veröffentli-chung	• Vorjahr • Monat • Vortag • Untertägig	Vortag, vor der Day-Ahead-Auktion um 12 Uhr	Gültigkeitszeitraum
Symmetrie	• Nur Bezug • Negatives Bezugsentgelt • Symmetrisch inklusive Ein-speisung	Negatives Bezugsentgelt in Rückspeisestunden	Einspeiseseite
Absicherung	• Preisgrenzen • §14a-EnWG-Dimmen als Rückfallebene	Kalibrierung plus Preisgrenzen, Dimmen als Notbremse	-
Modularität	• Einheitlich • Netztypspezifisch	Gemeinsame Logik, Parameter je Teilgebiet nach dominantem Problem	Teilgebietszuschnitt je Partner

Modularität. Die Befunde aus Kapitel 3 verlangen keine fünf verschiedenen Berechnungslogiken, aber auch keine Einheitsformel. Die Engpässe folgen wenigen Mustern. Die Verteilung der steuerbaren Verbrauchs-einrichtungen und damit der aktivierbaren Flexibilität ist heterogen. Wir schlagen deshalb eine gemein-same Logik vor, deren Elemente überall gleich sind, nämlich Bezugsgröße, Preisstufen und Absicherung, und deren Parameter sich je Netztyp unterscheiden. Praktisch klassifiziert der Netzbetreiber sein Netz dafür in Teilgebiete nach dem dominanten Problem und die Parametrierung folgt dem Problem des Teil-gebiets (siehe Kapitel 6.1). Im lastgeprägten Stadtnetz liegt das Hochpreisfenster am Winterabend, nega-tive Entgelte spielen kaum eine Rolle und die marktgetriebene Gleichzeitigkeit bestimmt die Kalibrierung. Im einspeisegeprägten Flächennetz kehrt sich das Bild um, denn dort zieht das negative Entgelt in den Mittagsstunden Verbrauch an und die räumliche Differenzierung trennt Hotspots von unauffälligen Gebie-ten. Heterogene Netze wie Westnetz kombinieren beide Parametrierungen über ihre Teilnetzgebiete. Dass netztypspezifische Parametrierung praktikabel ist, zeigen die Partner schon heute mit ihren §-14a-EnWG-Modul-3-Fenstern: LVN verbilligt die PV-geprägten Mittagsstunden, enercity und Westnetz die Nacht (Preisblätter 2026). Die Netztypen differenzieren sich also bereits über die Fensterlage; das dynamische Entgelt setzt diese Differenzierung fort und ersetzt die starre Fensterlage durch die prognostizierte Aus-lastung. Die fünf Partner decken damit genau die Fälle ab, an denen sich die Modularität beweisen muss.

Ausblick. Dieser Bericht schafft eine Grundlage für Designoptionen verschiedener Netzentgelte und setzt somit die Leitplanken, aus denen das Berechnungsmodell entsteht. Die formale Berechnungsvorschrift, die Aggregation der Ebenen und die Kalibrierung werden im Umsetzungsbericht 2.2 dokumentiert; die Wirkung prüfen wir durch Modellierungen und den Feldtest.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Stromkreislänge der Niederspannungsnetze und Anzahl der Entnahmestellen pro Kilometer je VNB 9

Abbildung 2 Geplante Ausbau- und Austauschmaßnahmen in der Niederspannung bis 2045 laut den Netzausbauplänen der untersuchten Verteilnetzbetreiber. Aufgeteilt auf den Ausbau und Ersatz von Leitungen sowie Ortsnetzstationen. Eigene Darstellung auf Basis von Enervie, 2024; enercity, 2024; LVN, 2024; SWM, 2024; Westnetz, 2024 14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht über die Charakteristika der teilnehmenden Verteilnetzbetreiber 8

Tabelle 2 Überblick über die heute auftretenden Probleme in der Niederspannung 10

Tabelle 3 Übersicht über die heute auftretenden Probleme in vorgelagerten Netzebenen, insbesondere Hochspannung/Mittelspannung 13

Tabelle 4 Übersicht über die vier Grundformen von Netzentgelten 15

Tabelle 5 Ausgestaltung von Netzentgelten für die Niederspannung in ausgewählten europäischen Ländern 18

Tabelle 6 Parameterkatalog der Berechnungslogik 24

Literaturverzeichnis

BET Consulting GmbH (2025): *Gutachten. Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom*. https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Vergleich_der_Netzentgelte_und_Netzentgeltsystematiken_in_Europa_f%C3%BCr_Strom.pdf

Boletín Oficial del Estado (BOE, 2020): *Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad* (BOE-A-2020-1066). https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066

Brylle, L., Andersen, N., & Madsen, H. (2026): *Scaling Demand-Side Flexibility Through Dynamic Tariffs* (arXiv:2606.13401). arXiv. https://doi.org/10.48550/arXiv.2606.13401

Bundesnetzagentur (BNetzA), SMARD (2025): *Anstieg der Verursachung im Verteilernetz*. https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218702/anstieg-der-verursachung-im-verteilernetz

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026): *Festlegungsentwurf der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/FL-Entwurf_DE.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Circutor (2021): *Circular 3/2020: Nuevas tarifas eléctricas para el mercado español*. https://circutor.com/noticias/circular-3-2020-nuevas-tarifas-electricas-para-el-mercado-espanol/

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, 2020): *Circular 3/2020 de peajes de electricidad de transporte y distribución* (Nota de prensa). https://www.cnmc.es/prensa/circular-3-2020-peajes-electricidad-transporte-distribucion-20200124

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, 2025): *Peajes de electricidad 2026* (Nota de prensa). https://www.cnmc.es/prensa/peajes-electricidad-2026-20251222

Commission de régulation de l'énergie (CRE, 2025): *Délibération n° 2025-78 du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 7 HTA-BT)*. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313_2025-78_Post-CSE_TURPE_7_HTA-BT.pdf

Comparadorluz (2026): *Discriminación horaria*. https://comparadorluz.com/tarifas/discriminacion-horaria

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2024): *Was sind dynamische Stromtarife?* https://www.dena.de/infocenter/was-sind-dynamische-stromtarife/

enercity Netz GmbH (2024): *Netzausbauplan 2024*. https://www.vnbdigital.de/vnb/269?filter=eyJvbmx5TmF-wIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIk5pZWRlcnNwYW5udW5nIiwiTWl0dGVsc3Bhbm51bmciXS-wid2l0aFJlZ2lvbnMiOnRydWV9&term=enercity%20netz

Energía y Sociedad (2022): *7.1. Los peajes de acceso y cargos: Estructura, costes y liquidación de los ingresos*. Manual de la energía. https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/

ENERVIE Vernetzt GmbH (2024): *Bericht zum Netzausbauplan nach § 14d EnWG der ENERVIE Vernetzt GmbH*. https://www.enervie-vernetzt.de/Portaldata/1/Resources/_02_downloads/strom/technische_daten/Netzausbauplan_ENERVIE_Vernetzt.pdf

Europäische Kommission (2025): *Reply letter to the Slovenian energy regulator* [Brief]. https://forbes.n1info.si/wp-content/uploads/2025/01/Reply-letter-to-SI-energy-Regylatof-2025_01_14.pdf

Europäisches Parlament (2019): *VERORDNUNG (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*.

Forsyningstilsynet (2024a): *Elnetvirksomhedernes tariffer for husholdninger*. https://forsyningstilsynet.dk/Media/638536031032121805/Elnetvirksomhedernes%20tariffer%20for%20husholdninger.pdf

Forsyningstilsynet (2024b): *The Danish Electricity and Natural Gas Markets 2023*. https://forsyningstilsynet.dk/Media/638630268419863435/The%20Danish%20Electricity%20and%20Natural%20Gas%20Markets%202023.pdf

Fournisseurs-electricite.com (2026): *TURPE: tarif d'utilisation des réseaux d'électricité en 2026*. https://www.fournisseurs-electricite.com/contrat-electricite/prix/turpe

GEN-I (o. J.): *Network charges*. https://gen-i.si/en/support/electrical-energy/network-charges/

GEN-I (2025): *Comparison of monthly electricity bills*. https://www.gen-igroup.com/media/b1mduetn/2025_02_17-primerjava-mesecnih-racunov-za-elektricno-energijo_eng-gb.pdf

Green Power Denmark (2023): *Elnetselskaber sænker deres tariffer op mod sommersæsonen*. https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/elnetselskaber-saenker-deres-tariffer-op-mod-sommersaesonen

Green Power Denmark (2024): *Næsten alle elkunder omfattet af ny tarifmodel*. https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/naesten-alle-elkunder-omfattet-ny-tarifmodel

Institute for Government (2025): *National Energy System Operator (NESO)*. https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainer/national-energy-system-operator

Légifrance (2025): *Journal officiel de la République française, JORFTEXT000051587195*. https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000051587195

LEW Verteilnetz GmbH (LVN, 2024): *Netzbericht nach § 14d Abs. 4 EnWG. Der Netzausbauplan der LEW Verteilnetz GmbH*. https://www.vnbdigital.de/vnb/27?filter=eyJvbmx5TmFwIjpmYWxzZS-widm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIk5pZWRlcnNwYW5udW5nIiwiTWl0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2l0aFJlZ2lvbnMi-OnRydWV9&term=

National Energy System Operator (NESO, 2025): *Assistance for Areas with High Electricity Distribution Costs (AAHEDC)*. https://www.neso.energy/industry-information/charging/assistance-areas-high-electricity-distribution-costs-aahedc

Nord Energi Net (o. J.): *Tarifmodel 3.0*. https://nordenerginet.dk/tarifmodel30/

Norges vassdrags- og energidirektorat, Reguleringsmyndigheten for energi (NVE-RME, 2020): *Proposed changes to the design of network tariffs for low voltage grid users in Norway* (RME Rapport 2/2020). https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2020/rme_rapport2020_02.pdf

Norges vassdrags- og energidirektorat, Reguleringsmyndigheten for energi (NVE-RME, 2025): *Network tariffs*. https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/network-regulation/network-tariffs/

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem, 2023): *Launch of review into standing charges on energy bills*. https://www.ofgem.gov.uk/news/launch-review-standing-charges-energy-bills

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem, 2025): *Introduction of the Network Charging Compensation (NCC) scheme allowance in the energy price cap: Decision*. https://www.ofgem.gov.uk/decision/introduction-network-charging-compensation-ncc-scheme-allowance-energy-price-cap-decision

Prix-Elec (2026): *TURPE 7 Enedis: Grille tarifaire, composantes et montant sur la facture*. https://prix-elec.com/tarifs/turpe

Regjeringen (o. J.): *National charging strategy*, Kapitel 4. https://www.regjeringen.no/en/documents/national-charging-strategy/id2950371/?ch=4

Sredenšek, K., Počivalnik, J., Kuhar, D., Simonič, E., & Seme, S. (2026): Transformation of the Network Tariff Model in Slovenia: Impact on Prosumers and Other Network Users. *Energies*, *19*(2), 567. https://doi.org/10.3390/en19020567

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG (2024): *Netzausbauplan 2024 nach § 14d EnWG der SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG*. https://www.vnbdigital.de/vnb/7248?filter=eyJvbmx5TmFwIjpmYWxzZS-widm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIk5pZWRlcnNwYW5udW5nIiwiTWl0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2l0aFJlZ2lvbnMi-OnRydWV9&term=

Westnetz GmbH (2024): *Netzausbauplan 2024. Bericht gemäß § 14d EnWG der Westnetz GmbH*. https://www.vnbdigital.de/vnb/7332?filter=eyJvbmx5TmFwIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIk5pZWRlcnNwYW5udW5nIiwiTWl0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2l0aFJlZ2lvbnMiOnRydWV9&term=

Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (RAAEY, 2025): *Απόφαση Ε-99/2025: Χρεώσεις Χρήσης Δικτύου*. https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2025/08/E-99-2025-%CE%A7%CF%81%CE%B5%CF%8E%CF%83%CE%B5%CE%B9%CF%82-%CE%A7%CF%81%CE%AE%CF%83%CE%B7%CF%82-%CE%94%CE%B9%CE%BA%CF%84%CF%8D%CE%BF%CF%85.pdf

Anhang A: Analyse der Niederspannungsnetzentgelte für ausgewählte Länder

Dänemark

Dänemark verfügt mit dem branchenweiten Rahmenwerk „Tarifmodel 3.0" über zeitvariable Netzentgelte, die für alle an das 0,4-kV-Niederspannungsnetz angeschlossenen Kunden gelten – Haushalte, Mehrfamilienhäuser und kleinere Gewerbebetriebe (Nord Energi Net). Die Einführung liegt seit dem 1. Januar 2023 im Ermessen der einzelnen Verteilnetzbetreiber (VNB); dabei werden feste Multiplikatoren auf einen Grundtarif angewendet, gestaffelt nach festen Tageszeitfenstern (Nacht, Tag, Abendspitze), mit ausgeprägteren Winter-/Sommertarifen. Sobald sich ein VNB für die Einführung entscheidet, werden alle seine Kunden automatisch und ohne Opt-out-Möglichkeit auf den neuen Tarif umgestellt (Forsyningstilsynet, 2024). Anfang 2024 waren bereits rund 95 Prozent der dänischen Verbraucher von dem Modell erfasst (Green Power Denmark, 2024) und die Tarife können mehrfach jährlich angepasst werden, wobei Erhöhungen eine Vorlaufzeit von mindestens vier Monaten erfordern (Forsyningstilsynet, 2024). Die Reform ist auf Ebene der VNB insgesamt erlösneutral ausgelegt, wirkt sich jedoch je nach Nutzergruppe unterschiedlich aus: Abendliches Kochen ist beispielsweise merklich teurer geworden, während Halter von Elektrofahrzeugen von günstigeren Nachttarifen profitieren. Hinzu kommen deutliche saisonale Schwankungen: Der Spitzentarif eines VNB sank beispielsweise von rund 1,70 Kronen/kWh im Winter auf 0,74 Kronen/kWh im Sommer (Green Power Denmark, 2023).

Die verbleibenden Herausforderungen ähneln denen in anderen Ländern: (i) Feste Tageszeitfenster spiegeln die tatsächliche Netzauslastung nicht wider – es entsteht eine zunehmende Diskrepanz angesichts des starken Anstiegs negativer Strompreisstunden infolge wachsender Solareinspeisung. (ii) Der Investitionsbedarf im Verteilnetz wird sich voraussichtlich in den nächsten zehn Jahren mehr als verdreifachen, während die Kosten für Systemdienstleistungen bis 2040 um 150 Prozent steigen sollen (Brylle et al., 2026). (iii) Es bestehen weiterhin Koordinationslücken zwischen VNB, dem Übertragungsnetzbetreiber Energinet und den entstehenden Aggregatoren, da Flexibilitätsmärkte zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Frankreich

Der französische TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) zählt zu den am weitesten entwickelten, fortlaufend überarbeiteten Hybridtarifen aus zeitvariablem und leistungsbasiertem Entgelt in Europa und gilt für nahezu die gesamte Niederspannungs-Haushaltskundschaft. Im Rahmen von TURPE 7 HTA-BT, in Kraft seit August 2025, nutzen rund 14,5 Millionen Kunden ein Modell, das einen an die vertraglich vereinbarte Leistung (kVA) gekoppelten Grundpreis mit einem nach Saison und Tageszeit variierenden Arbeitspreis kombiniert (CRE, 2025). TURPE 7 vergrößert die Differenz zwischen Spitzen- und Schwachlasttarif im Winter und führt zugleich neue Schwachlastfenster am Nachmittag ein, um den wachsenden solaren Einspeiseüberschuss zur Mittagszeit zu berücksichtigen – dies betrifft schätzungsweise 28 Millionen Abnahmestellen und wird bei den meisten Kunden bis Ende 2027 umgesetzt (Légifrance, 2025). Dies ist ein bewusster, fortlaufender Prozess: Enedis und die Regulierungsbehörde CRE (Commission de régulation de l'énergie) modellieren vor jeder Änderung gemeinsam die Auswirkungen verschobener Zeitfenster auf die Netzauslastung, im Vorfeld der TURPE-7-Entscheidung auch gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber RTE.

Der Tarif ist komplex aufgebaut: Er besteht aus Grundpreis, Kapazitätspreis und bis zu vier saisonalen bzw. tageszeitabhängigen Arbeitspreisen (Prix-Elec, 2026). Auch die Volatilität des Erlöskontos schlägt sich trotz eines nominell erlösneutralen Designs weiterhin in den Preisen nieder: Ein Erlösausfall bei Enedis im Jahr 2025 – teils bedingt durch einen milderen Winter, der den Haushaltsverbrauch um 3,6 TWh senkte – floss direkt in eine überdurchschnittliche Tariferhöhung für 2026 ein (Fournisseurs-electricite, 2026).

Griechenland

Griechenland kennt bei Niederspannungs-Haushaltskundinnen und -kunden keinen Grundpreis. Die Fixkosten laufen vollständig über die Kapazitätskomponente. Die Regulierungsbehörde RAAEY (Regulatory Authority for Energy, Waste and Water) legt die Entgelte jährlich neu fest, zuletzt in der Entscheidung E-99/2025. Sie bepreist die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung mit 6,21 Euro/kVA im Jahr. Hinzu kommt ein Arbeitspreis von 0,339 Cent/kWh, für die meisten Haushalte konstant und ohne Zeitsignal (RAAEY, 2025). Eine Überschreitung der vereinbarten Leistung zieht keine Geldstrafe nach sich. Stattdessen begrenzt der Leistungsschutzschalter am Anschluss die Leistung technisch. Nur Haushalte mit Stundenzähler zahlen anders: 51.464 von rund 6,14 Millionen Zählern. Für sie gilt ein echter Leistungspreis von 203,11 Euro/kVA im Jahr auf Basis der gemessenen Durchschnittsleistung. Er gilt nur in amtlich festgelegten Netzlastspitzen-Perioden von fünf bis sechs Stunden pro Werktag, die saisonal variieren (RAAEY, 2025).

Griechenland ist damit ein Sonderfall in Europa: Kein Grundpreis trägt zur Kostendeckung bei. Das gesamte Fixkostenrisiko liegt auf der Anschlussleistung. Das trifft kleine Haushalte mit geringer Kapazität potenziell härter als große. Ein Anreiz zur Lastverschiebung fehlt für die meisten Haushalte fast vollständig, weil ohne Stundenzähler kein Zeitsignal ankommt. Der geringe Smart Meter Rollout ist deshalb die zentrale Hürde für einen breiteren Leistungspreis. Unter 1 Prozent der Anschlüsse haben eine Stundenmessung.

Großbritannien

Großbritannien nutzt für Niederspannungs-Haushaltskunden nur zwei Preisbausteine: einen täglichen Grundpreis und einen zeitvariablen Arbeitspreis. Eine Leistungs- oder Kapazitätskomponente gibt es für Haushalte nicht (Ofgem, 2023). Der Grundpreis ist ein fester Tagesbetrag, unabhängig von Verbrauch und Anschlussleistung. Er deckt neben den Netzkosten auch die Messkosten und einen Teil der Sozialprogramme ab. Der Arbeitspreis ist statisch festgelegt. Jeder der sechs Verteilnetzbetreiber legt seine eigenen Zeitfenster fest. Teure Arbeitspreise gibt es meist werktags am frühen Abend. Die günstigsten liegen oft bei unter 1 % des Höchstpreises. Dieses Signal gilt auch für Haushalte ohne Smart Meter. Seit Oktober 2024 führt der neue, staatliche National Energy System Operator die Systemführung im gesamten Übertragungsnetz und hat damit National Grid ESO abgelöst (Institute for Government, 2025). Das Übertragungsnetzentgelt steigt ab April 2026 um knapp 50% pro Haushalt (Ofgem, 2025).

Mehrere Umlagen verschieben Kosten zwischen Kundengruppen. Die Energy-Intensive-Industry Support Levy senkt seit 2025 die Netzentgelte energieintensiver Unternehmen um 60 %. Alle übrigen Netzkunden zahlen diesen Rabatt über eine Umlage mit (Ofgem, 2025). Der Assistance for Areas with High Electricity Distribution Costs-Mechanismus subventioniert zusätzlich teure Netzregionen wie Nordschottland zulasten der übrigen Verbraucher (NESO, 2025). Verteilungsfragen werden damit zunehmend über solche Umlagen entschieden, nicht über das Netzentgelt selbst.

Norwegen

Norwegen ist bei der leistungsbasierten Preisgestaltung weiter gegangen als Dänemark. Seit einer Reform im Jahr 2022 besteht das Netzentgelt aus einer leistungsabhängigen Komponente und einer Arbeitspreiskomponente (NVE-RME). Für die meisten Haushalte äußert sich dies als gestufter Leistungspreis, der mit der monatlichen Spitzenlast in Bandbreiten ansteigt (z. B. 2 bis 5 kW, 5 bis 10 kW), während oberhalb von 100.000 kWh/Jahr automatisch ein separater, leistungsbasierter Tarif gilt (Regjeringen). Auch Tag-/Nachttarife (bei manchen VNB zusätzlich Sommer-/Wintertarife) sind verbreitet. Norwegens rund 80 Netzbetreiber gestalten jeweils ihre eigene Ausprägung innerhalb des Rahmens der Regulierungsbehörde RME (Reguleringsmyndigheten for energi): Einige halten den Leistungspreis über die Jahreszeiten konstant und variieren den Arbeitspreis, andere verfahren umgekehrt – eine Entwicklung, die auf den Vorschlag der RME aus dem Jahr 2020 zurückgeht, Niederspannungstarife stärker leistungsbasiert auszurichten (NVE-RME, 2020).

Slowenien

Slowenien hat sein Verteilnetz-Tarifsystem durch eine neue, von der Energieagentur (Agencija za energijo) – der unabhängigen Regulierungsbehörde des Landes – erlassene Methodik ersetzt, die seit dem 1. Oktober 2024 in der Abrechnung angewendet wird (GEN-I). Ein einheitliches, pauschales Leistungsentgelt wurde durch fünf zeitzonenabhängige Leistungstarife über eine Hoch- und eine Niedrigsaison ersetzt, basierend auf einer 15-Minuten-Lastgangmessung; für Niederspannungskunden mit einer Anschlussleistung von 43 kW oder weniger ohne registrierende Lastgangmessung wird die vertraglich vereinbarte Leistung stattdessen als fester Prozentsatz der Anschlussleistung festgelegt (Sredenšek et al., 2026). Die Reform wurde ausdrücklich mit dem Ziel konzipiert, Engpässe im Verteilnetz zu mindern, indem die Struktur von einer arbeits- zu einer stärker leistungsbasierten Bepreisung verschoben wurde.

Die slowenische Energieagentur verfügt über volle rechtliche Unabhängigkeit nach EU-Recht; dennoch eskalierten die Tarifreformen zu einem institutionellen Konflikt, ausgelöst durch einen von der Öffentlichkeit stark wahrgenommenen Anstieg der Stromrechnungen, als die Änderungen zu Winterbeginn in Kraft traten. Das Parlament verabschiedete Gesetze gegen die ausdrücklichen Einwände der Regulierungsbehörde, woraufhin die Europäische Kommission Slowenien offiziell darauf hinwies, dass eine politische Einmischung in die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde EU-Vertragsverletzungsverfahren auslösen könnte (Europäische Kommission, 2025); ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) stellte sich separat hinter die Agentur. Die zugrunde liegende Tarifstruktur wurde jedoch nie zurückgenommen; lediglich die Wintertarife wurden vorübergehend gesenkt und ab März 2025 wieder auf das reguläre Niveau angehoben (GEN-I, 2025).

Spanien

Der spanische Netzzugangstarif 2.0TD zählt zu den am längsten etablierten und am stärksten haushaltsspezifischen Hybridmodellen aus zeitvariablem und leistungsbasiertem Entgelt in Europa. Seit dem 1. Juni 2021 werden alle Niederspannungsanschlüsse mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von bis zu 15 kW – in der Praxis die große Mehrheit der spanischen Haushalte und Kleinstunternehmen – nach einem einheitlichen Tarif abgerechnet, der sechs vorherige Haushaltstarifvarianten ersetzt (CNMC, 2020). Der Tarif unterscheidet beim Arbeitspreis drei Zeitzonen (Spitzenlast, Standard, Schwachlast) und, als Besonderheit, bei der Leistungskomponente zwei Zeitzonen (Schwachlast, Spitzenlast). Haushalte können somit innerhalb eines Tages zwei unterschiedliche vertraglich vereinbarte Leistungswerte erhalten, was gezielt das nächtliche Laden von Elektrofahrzeugen begünstigen soll (Energía y Sociedad, 2022). Die Regulierungsbehörde CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) legt die Tarifwerte jährlich neu fest; die Werte für 2026 wurden bereits veröffentlicht (CNMC, 2025).

Die zweigeteilte Leistungsstruktur erhöht die Komplexität deutlich: Haushalte müssen ihren eigenen Bedarf in Spitzen- und Schwachlastzeiten genauer einschätzen können, als dies bei einem Pauschaltarif nötig wäre. Verbraucherhinweise empfehlen ausdrücklich, für die Schwachlastzeit eine höhere und für die Spitzenlastzeit eine niedrigere Leistung vertraglich zu vereinbaren – was ein Maß an Auseinandersetzung mit der eigenen Tarifstruktur erfordert, das nicht jeder Haushalt aufbringen kann oder will (Comparadorluz, 2026). Auch die Umstellung selbst verlief trotz Übergangsregelungen nicht reibungslos: Die CNMC musste die bisherige Toleranzbandbreite von ±15 Prozent bei der vertraglich vereinbarten Leistung abschaffen und die vollständige Durchsetzung von Überschreitungsentgelten schrittweise einführen (Circutor, 2021). Da der Tarif ausschließlich die Netzentgeltkomponente der Stromrechnung betrifft, mit dem von der CNMC selbst formulierten Ziel, die Netznutzung in schwach ausgelasteten Stunden zu begünstigen und unnötige Netzinvestitionen zu vermeiden (CNMC, 2020), kann die Gesamtrechnung eines Haushalts dennoch aus Gründen steigen, die nichts mit Netzengpässen zu tun haben, was das eigentliche Preissignal des Tarifs verwässert.

SET Hub

Ein Projekt der

dena