

Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz

Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für
Kostenmanagement im deutschen Stromnetz



Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz

Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für
Kostenmanagement im deutschen Stromnetz

23. März 2026



3EPunkt
Dr. Tim Meyer
Hilgendorfweg 16
22587 Hamburg
www.3Epunkt.de
info@3Epunkt.de

Diese Studie wurde von der European Climate Foundation unterstützt. Die Verantwortung für die in dieser Studie enthaltenen Informationen und Ansichten liegt beim Autor. Die European Climate Foundation kann nicht für eine etwaige Verwendung der darin enthaltenen oder zum Ausdruck gebrachten Informationen verantwortlich gemacht werden.

Vorwort

Die Stromverteilnetze geraten ins Zentrum der öffentlichen Diskussion um Energiewende und Elektrifizierung. Drohende Kostensteigerungen, zunehmende Netzingpässe und strukturelle Überforderung von Netzbetreibern machen deutlich, dass Organisation und Technik der deutschen Netzinfrastruktur auf der einen Seite und die bisherige Vorgehensweise beim Ausbau erneuerbarer Energien und der Anbindung neuer Verbraucher von der Ladesäule bis zum Rechenzentrum auf der anderen nicht mehr zusammenpassen. Immer höhere Prognosen zukünftiger Investitionsbedarfe in die Netze bestimmen die Diskussion und werden als Argument zur Bremsung von Energiewende und Ausbau erneuerbarer Energien angeführt. Doch die tatsächlich entscheidenden Fragen scheinen kaum gestellt zu werden: Ist unsere bisherige Art, Verteilnetze zu planen, zu betreiben und zu organisieren, effizient? Passt sie noch zu den veränderten Anforderungen eines modernen, sich elektrifizierenden Industrielandes? Oder ist sie nicht nur zu langsam für das bisherige Tempo der Energiewende, sondern auch zu teuer? Können Verteilnetzbetreiber in den heutigen Organisations- und Anreizstrukturen den an sie gestellten Anforderungen überhaupt noch gerecht werden?

Mit fortschreitender Elektrifizierung der deutschen Volkswirtschaft und weiter zunehmender dezentraler Stromerzeugung werden die Stromverteilnetze immer mehr zum Rückgrat von Energieversorgung und damit von Wirtschaft und Leben insgesamt. Diese Studie erläutert Zusammenhänge zwischen heutigen, teilweise überholten Logiken von Netzbetrieb und den durch sie entstehenden Kosten. Sie zeigt Lösungen zur Kostensenkung auf und untersucht ihre Potentiale anhand von vier Hebeln: Steigerung der technischen Auslastung durch Digitalisierung und Flexibilisierung, Standardisierung des heutigen Flickenteppichs aus 851 Netzgebieten, Senken überhöhter Eigenkapitalverzinsung von Netzbetreibern sowie Verbreiterung der Bemessungsgrundlage bei der Umlage der Netzkosten auf die Netzkunden durch stärkere Einbeziehung von Eigenverbräuchern und Abschmelzen von Industrieprivilegien bei der Netznutzung. Das Fazit der Studie lautet: nicht Drohszenarien zu steigenden Netzentgelten gehören in den Mittelpunkt der Debatte, sondern zielorientierte Reformen, bewusstes Kostenmanagement und wirtschaftliche Anreize zum Heben der immensen Kostensenkungspotentiale in unseren Verteilnetzen. Dann könnten Netzentgelte trotz notwendiger Investitionen in die Verteilnetze sogar sinken. Mit mehr Transparenz zu Zahlen und Zusammenhängen, mehr Tempo bei Standardisierung und Digitalisierung sowie gemeinsamer Ausrichtung auf die ohnehin notwendige Modernisierung unserer Netzinfrastruktur können Kosten- und Klimaziele gleichzeitig erreicht werden.

Große Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz fordern höheres politisches Interesse und Reformwillen

Einsparpotentiale steigen von heute 5 auf über 12 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2045

Diese Studie hat Potentiale zur Senkung der Kosten der Stromverteilnetze ermittelt, die mit Fortschreiten der Energiewende bis 2045 auf 12,4 Mrd. EUR/Jahr steigen. Sie basieren auf verbesserter Auslastung von Verteilnetzen gegenüber heutigen Planungs- und Betriebslogiken, einer effizienteren Organisation der heute 851 Verteilnetze und dem Abschmelzen hoher Eigenkapitalrenditen von Netzbetreibern. Diese Hebel sind bisher nicht adäquat in Prognosen zukünftiger Netzkosten berücksichtigt. Übertragen auf die aktuellen Netzkosten übersetzen sich diese Einsparpotentiale auf bereits heute 5,2 Mrd. EUR/Jahr.

Eine Kostenexplosion im Verteilnetz gibt es nicht – wenn man die Organisation des Netzbetriebes den geänderten Anforderungen anpasst und Einsparpotentiale hebt

In der öffentlichen Debatte werden drohende Netzentgeltsteigerungen durch die Energiewende diskutiert. Zugrundeliegende Prognosen basieren jedoch teilweise auf Fortschreibungen überholter Planungs- und Betriebslogiken sowie regulatorischer Fehlanreize. Untersuchungen zur Quantifizierung einzelner Kostensenkungspotentiale bei adäquater Modernisierung gibt es hingegen kaum. Gleichzeitig senkt ambitionierte Elektrifizierung von Mobilität, Wärme und Industrie die Netzentgelte trotz hoher Investitionsbedarfe und steigender absoluter Netzkosten. Studien- und Datenlage zu diesen Themen stehen im Missverhältnis zur Größe der Netzkosten und der Einsparpotentiale.

Regulierung und Aufsicht müssen die Interessen der Netzkunden stärker wahren

Stromnetze sind natürliche Monopole und Netzkunden haben keine freie Wahl des Netzbetreibers. Sie müssen Kostensteigerungen hinnehmen und sind dennoch vielerorts von Leistungs- und Serviceeinschränkungen betroffen. Gleichzeitig ist unstrittig, dass große Effizienzpotentiale in der Modernisierung des Verteilnetzbetriebes liegen. Umso bemerkenswerter erscheint, dass nur geringes politisches Interesse am Verständnis der in dieser Studie betrachteten Kostenhebel sowie deren Nutzung im Interesse der Netzkunden zu beobachten ist:

#1 Auslastung der Verteilnetze transparent erfassen und systematisch erhöhen

Messdaten und Kennzahlen zur Bewertung der Auslastung von Verteilnetzen sowie deren Optimierung in Planung und Betrieb sind lückenhaft. Dass sie durch Digitalisierung, Flexibilisierung und Schaffung wirtschaftlicher Anreize deutlich gesteigert werden kann, ist hingegen unstrittig. Der Monitoringbericht der Bundesregierung kritisiert, dass bisher zu wenig zur Hebung dieses Potentials getan wird und verweist auf um bis zu 30% niedrigere Investitionsbedarfe. Das frühere Prinzip „Netzausbau vor Digitalisierung“ zur Ausweitung von Netzkapazität sollte schneller einem günstigeren, flexiblen Netzbetrieb weichen.

#2 Organisation des Verteilnetzbetriebes standardisieren und defragmentieren

Der Verteilnetzbetrieb in Deutschland ist hochgradig fragmentiert. 851 Netzbetreiber verfügen über große Gestaltungsspielräume bei technischen und prozessualen Vorgaben, eigene Strukturen und Systeme. Große Effizienzpotentiale für den Netzbetrieb selbst sowie für Netzkunden sind offensichtlich. Die Ambition, diese durch Standardisierung und Defragmentierung zu heben, muss deutlich gesteigert werden.

#3 Überhöhte Eigenkapitalrenditen der Netzbetreiber abschmelzen

Eigenkapitalrenditen von Verteilnetzbetreibern liegen heute weit oberhalb der kalkulatorischen Sätze der Anreizregulierung von 3,5 - 5,1%. Im Durchschnitt von 22 hier betrachteten Netzbetreibern betrug sie 24% im Jahr 2024. In Anbetracht des geringen Risikos von Netzbetrieb als Monopol mit gesicherten Erlösen scheint dieser Wert weit überhöht und sollte abgeschmolzen werden.

Politikempfehlung: Wissenslücken schließen & große „Agenda 2030“-Netzreform

Die in dieser Bestandsaufnahme aufgezeigten Lücken bei der Quantifizierung von Kostensenkungspotentialen, bei Datenverfügbarkeit und Methodiken für deren Ermittlung sowie zur Wirksamkeit einzelner Instrumente sollten geschlossen werden. Das Heben der aufgezeigten Kostensenkungspotentiale verlangt zugleich tiefe und breite Reformen des Verteilnetzbetriebes in Organisation, technischen und betrieblichen Vorgaben sowie wirtschaftlichen Anreizen und Aufsicht z.B. in Form einer „Agenda 2030“.

Ergebniszusammenfassung für Multiplikatoren

Deutsche Stromkunden könnten zukünftig 17% der Netzkosten oder 12,4 Mrd. EUR pro Jahr sparen

Der Betrieb der Stromverteilnetze in Deutschland ist heute nicht ausreichend kostenbewusst organisiert. Mehr noch scheint sogar ein überraschend geringes Interesse am Verständnis von Kostenstrukturen und Einsparpotentialen im politischen und öffentlichen Raum zu bestehen. Obwohl in der Fachwelt viel über die Potentiale für Kostensenkungen in den Verteilnetzen berichtet und diskutiert wird, sind die konkreten Größenordnungen wenig untersucht. Aus der Studienlage, eigenen Abschätzungen und Plausibilisierungen ermittelt diese Studie im Basis-Fall Einsparmöglichkeiten von 17% der gesamten Netzkosten. Im Zieljahr 2045, mit insgesamt gestiegenen Netzkosten aufgrund von Netzausbau und -modernisierung, entspricht dies 12,4 Mrd. EUR / Jahr. Bezogen auf den heutigen Zeitpunkt lägen die Einsparungen bei 5,2 Mrd. EUR/Jahr.

Diese Einsparpotentiale verteilen sich auf die drei Kostenhebel, die in dieser Studie untersucht wurden: höhere Auslastung der Stromnetze, effizientere Organisation ihres Betriebes und Abschmelzen überhöhter Eigenkapitalrenditen von Netzbetreibern. Die konkreten Zahlenwerte ergeben sich aus den in dieser Studie ermittelten relativen Einsparpotentialen und den für 2045 ermittelten absoluten Systemkosten von 72,4 Mrd. EUR/Jahr laut einer Untersuchung von Consentec im Auftrag des BDEW [1] bzw. den dort ebenfalls ausgewiesenen heutigen Systemkosten von 31,8 Mrd. EUR/Jahr. Hieraus ermittelt die vorliegende Studie eine Bandbreite zwischen Unter- und Obergrenze möglicher Einsparungen im Jahr 2045 von 12% oder 9,0 Mrd. EUR/Jahr und 25% oder 17,8 Mrd. EUR/Jahr. Für einen Haushalt mit 3.000 kWh Stromverbrauch entspräche die Einsparung gegenüber dem „business-as-usual“ Szenario ca. 80 EUR/Jahr im Zieljahr 2045.

Problemdruck der Energiewende im Verteilnetz wird sichtbar - Diskussion von Lösungen hat Schiefelage

Dass die Verteilnetze technisch und organisatorisch an die Anforderungen der Energiewende angepasst und modernisiert werden müssen, war in der Öffentlichkeit und politischen Debatte lange wenig sichtbar. Auch mit den bestehenden Strukturen konnten große Mengen dezentraler Stromerzeugung in die Verteilnetze integriert und neue Verbraucher versorgt werden. Zwar klagen Marktakteure und Netzbetreiber auch dabei seit Jahren über nicht mehr passende Rahmenbedingungen. Doch erst in den letzten Jahren und mit der dynamischen Zunahme von Netzanfragen und -anschlüssen für Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, dezentrale Einspeiser und Speicher haben Problem- und Kostendruck so zugenommen, dass die Schiefelage zwischen Anforderungen an die Verteilnetze auf der einen und ihrer aktuellen Leistungsfähigkeit und Organisation auf der anderen Seite öffentlich sichtbar wird. In der aktuellen Diskussion zeichnet sich jedoch eine neuerliche Schiefelage ab: dass die Lösung der Probleme insbesondere in der Neuordnung des Rahmens für den Ausbau der erneuerbaren Energien läge. Doch der aus Sicht von Netzkunden sowie wirtschaftspolitischer Perspektive noch drängendere Reformbedarf beim Betrieb der Verteilnetze und die hier schlummernden noch größeren Kostensenkungspotentiale werden kaum thematisiert.

Mehr Leistung fürs Geld statt „explodierende Netzkosten“

Dass hohe Investitionen in die Verteilnetze notwendig sind und dadurch die Gesamtkosten des Netzes steigen, ist unstrittig. Doch mit steigenden Netzkosten erbringen die Netze auch mehr Leistung: im Jahr 2045 steht der Steigerung der Systemkosten um einen Faktor 2,3 gemäß BDEW-Studie [1] eine Verdoppelung des Stromverbrauchs gegenüber, ein Faktor 2 also. Spezifisch pro kWh Stromverbrauch scheint die Netzkostensteigerung damit selbst in einem solchen Szenario maßvoll. Doch diese und ähnliche Szenarien schreiben mindestens teilweise heutige Regulierung und (Fehl)Anreize fort, die die Potentiale von Digitalisierung und Flexibilisierung nicht ausreichend abbilden. Der Monitoringbericht der Bundesregierung weist ein Potential zur Senkung von Investitionskosten in den Verteilnetzen von im Mittel 30%

aus [2]. Diese könnten gehoben werden, wenn Planungs- und Betriebslogiken der Netze, wirtschaftliche Anreize und Regulierung entsprechend modernisiert werden. Andere Hebel zur Kostensenkung wie eine effizientere Organisation der Verteilnetze durch Standardisierung und Bündelung von Strukturen der heute 851 Verteilnetze sind in Zukunftsszenarien zu Systemkosten ebenfalls kaum oder gar nicht enthalten. Auch eine Absenkung der heute teilweise deutlich überhöhten Eigenkapitalrenditen ist nicht berücksichtigt. Ein Vergleich von potenzieller Netzkostenentwicklung unter Berücksichtigung solcher offenkundigen Optimierungspotentiale mit einem zukünftig über die Netze bedienten verdoppelten Stromverbrauch weist in Summe daher eher auf einen Gleichlauf oder gar eine Senkung spezifischer Netzkosten hin als auf „explodierende Netzkosten“.

Statt drohender Verdopplung sogar sinkende Netzentgelte – bei verursachergerechter Verteilung

Gleichzeitig ermitteln Studien wie [1] tatsächlich eine drohende Verdopplung der Netzentgelte für Haushalts- und kleine Gewerbekunden und finden solche Prognosen Eingang in die öffentliche Debatte. Solche Berechnungen beruhen jedoch darauf, dass in ihnen auch (Fehl)Anreize und Privilegien fortgeschrieben werden, die einen immer größeren Teil des Stromverbrauchs von Beiträgen zur Deckung der Netzkosten freistellen. Hierzu zählen insbesondere der Eigenverbrauch aus privat und gewerblich lokal erzeugtem Strom sowie die Fortschreibung von Netzentgeltprivilegien der Industrie. Auf diese Weise sinkt die Bemessungsgrundlage. Steigende Netzkosten werden rechnerisch auf immer weniger Schultern verteilt. Im Zeitraum von 2000 bis 2025 ist der Eigenverbrauch bereits von 5% auf 10% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland gestiegen. Nach Berechnungen im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers TenneT wird zudem die deutsche Industrie aktuell um jährlich 1,5 Mrd. EUR in Form reduzierter Netzentgelte entlastet [8].

Szenariorechnungen sind stets Spiegel ihrer Prämissen. Zwar ist die Fortschreibung heutiger Regulierung in solchen Szenariorechnungen methodisch nachvollziehbar oder sogar notwendig, soweit deren Auftraggeber keine abweichenden Vorgaben machen. Doch warum sollten im Jahr 2045 noch Anreize gelten, die eine immer größere Menge selbst verbrauchten Stromes der Umlage von Netzkosten entziehen? Eine Reform der Netzentgeltstrukturen mit dem Ziel einer verursachergerechteren Verteilung ist unumgänglich und die BNetzA arbeitet bereits an ersten Schritten. Und warum sollte im Jahr 2045 der Netzbetrieb unverändert fragmentiert und unstandardisiert erfolgen wie heute – allen Anforderungen und Möglichkeiten des Digitalzeitalters zum Trotz? In anderen Worten: enthalten Szenariorechnungen notwendige und sinnvolle Reformen nicht, sondern basieren auf der Fortschreibung aktueller Regulierung und Anreize, haben sie eher den Charakter von Drohszenarien als den tatsächlicher Prognosen.

Im Ergebnis könnten umgekehrt anstatt der in verschiedenen Szenarien ermittelten drohenden Verdopplung von Netzentgelten diese zukünftig sogar sinken. Rechnerisch um 7% im Zusammenspiel aus der in dieser Studie ermittelten möglichen Senkung prognostizierter Investitions- und Kostensteigerungen um 17% im Basis-Fall sowie einer gleichzeitig breiteren Verteilung dieser Kosten auf Netzkunden¹. All dies bei gleichzeitiger Elektrifizierung der deutschen Volkswirtschaft und Umstellung auf ein 100% klimaneutrales System.

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die in dieser Studie ermittelten relativen und absoluten Kostensenkungspotentiale für das Betrachtungsjahr 2045.

¹ Aktuell treiben Kostensteigerungen bei Komponenten aufgrund großer weltweiter Nachfrage sowie andere Faktoren die Entwicklung eher in die andere Richtung, so dass eine tatsächliche Senkung von Netzentgelten optimistisch scheint. Die im öffentlichen Raum zitierte drohende Verdopplung von Netzentgelten ist dennoch ein Artefakt heutiger Regulierungslogik.

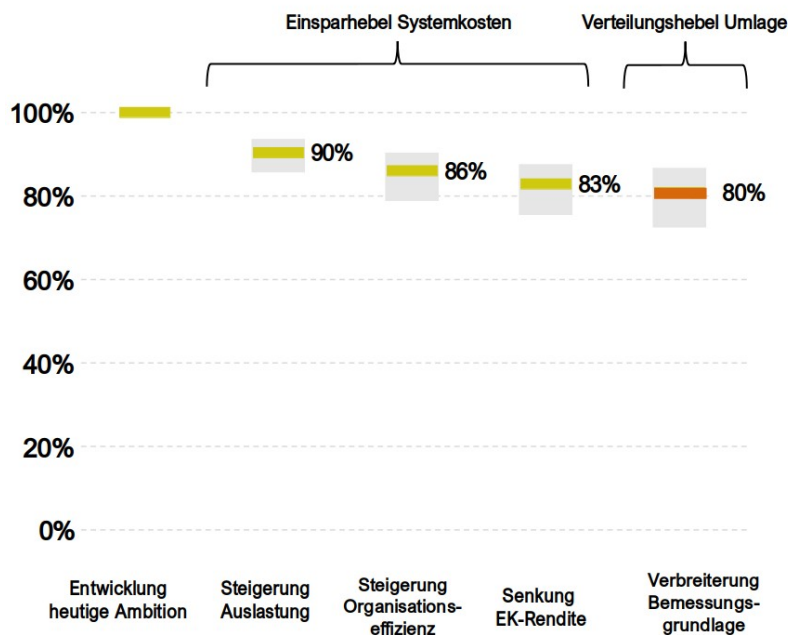


Abbildung 1: Darstellung der kumulierten Effekte der Einsparpotentiale durch Steigerungen der Auslastung und Organisationseffizienz im Verteilnetz sowie durch Senkung der Eigenkapitalrendite von Verteilnetzbetreibern (Einsparhebel 1-3) sowie Auswirkung auf die durchschnittlichen Netzentgelte bei Verbreiterung der Bemessungsgrundlage gegenüber dem heutigen Stand (Verteilungshebel 4).

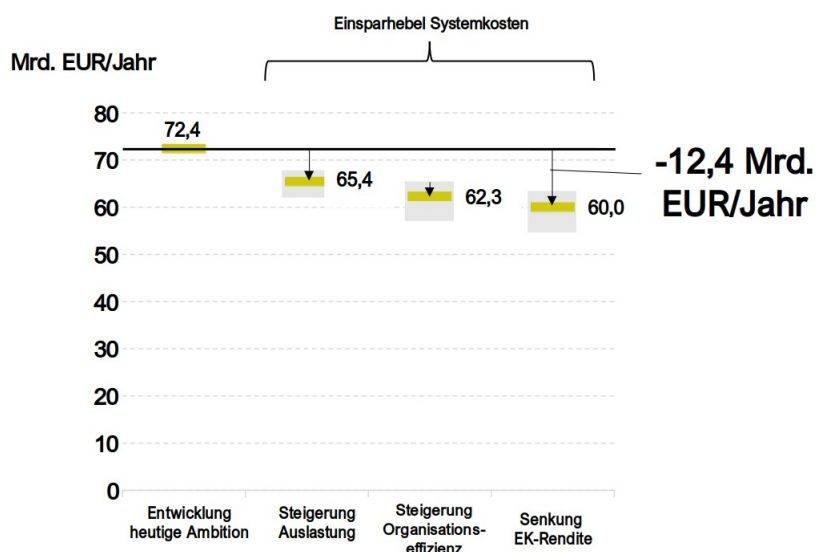


Abbildung 2: Darstellung der kumulierten Effekte der Einsparpotentiale (Einsparhebel 1-3) in Mrd. EUR bezogen auf prognostizierte gesamte Netzkosten von 72,4 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2045 nach [1]

Das Erkenntnisinteresse von Politik und Aufsicht entspricht nicht der Größe von Investitionen und Einsparpotentialen

Um die genannten Kostensenkungspotentiale in den Verteilnetzen zu heben, müssten sie viel systematischer untersucht, konsequenter adressiert und mit den notwendigen Strukturänderungen und Kostenmanagement hinterlegt werden. Die Studienlage, Zieldefinitionen und Maßnahmen hierzu scheinen in Anbetracht der Größenordnung der Zahlen heute unzureichend. Auch sind Kostenstrukturen, Kostentreiber und Kostensenkungspotentiale aus Sicht der Stromverbraucher, die den Betrieb der Stromnetze zahlen, weitgehend intransparent.

Diese Studie weist daher auf entsprechende Lücken hin, erläutert die energiewirtschaftlichen und technischen Zusammenhänge und leitet konkrete Indikationen für Potentiale der jeweiligen Kostenhebel her. Aufgrund der schwachen Studienlage und geringen Zahlentransparenz kann sie dabei nicht auf wissenschaftlich ermittelte Einsparpotentiale verweisen. Sie leitet aber Größenordnungen her und plausibilisiert diese anhand der verfügbaren Studien- und Datenlage. Dafür wird jeweils ein Basis-Fall, eine untere und eine obere Grenze möglicher Kosteneinsparungen ermittelt.

Im Folgenden werden wesentliche Ergebnisse dieser Studie entlang ihrer Gliederung zusammengefasst.

Die gemütlichen Jahre sind vorbei: die Politik muss sich ihrer Verantwortung für Netzkunden stellen

Stromnetze sind ein natürliches Monopol. Netzkunden haben keine Wahl zwischen verschiedenen Netzanbietern vor Ort. Wettbewerb über Leistung und Preise kann nicht stattfinden. Netzkunden zahlen den Betrieb unserer Stromnetze - koste der, was er wolle. In dieser natürlichen Schieflage zwischen Netzbetreibern und Netzkunden wirken Regulierung durch die Politik sowie Aufsicht und Durchsetzung durch die Bundesnetzagentur BNetzA als wichtigste Gegengewichte. Durch Gesetze, Verordnungen und Festlegungen bestimmen und managen sie das Umfeld und die Regeln, nach denen Netzbetreiber arbeiten sowie die Rechte der Netzkunden.

Bis in die 2000er Jahre war der Druck gering, dies sehr aktiv zu tun und historisch gewachsene Strukturen zu modernisieren. Deutschland war wirtschaftlich stark, Strompreise zwar etwas höher als anderswo, aber Strukturen und Abläufe schienen ausreichend funktional. Zumal selbst überhöhte Netzentgelte für Stromkunden mindestens anteilig ihren Nutzen für kommunale Finanzen hatten: Geschäfte mit Energie und Stromnetzen sind vielerorts eine wichtige Erlösquelle für den kommunalen Querverbund mit öffentlichem Nahverkehr und anderen Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge.

Doch heute ist Strom und sind hohe Endkundenpreise zurecht ein Thema in Deutschland. Daher müssen Kosten und Kostensenkungspotentiale der Stromnetze endlich in den Blick genommen werden. Denn die Netzentgelte sind für Haushalte und Gewerbe im Bundesdurchschnitt in den letzten fünf Jahren um über 50% gestiegen [3] und sind auch der Haupttreiber prognostizierter Strompreissteigerungen². Doch das Systemverhalten der Netze, die Anforderungen an Planung und Betrieb, an Technik und Organisation haben sich durch die Energiewende grundlegend verändert. Millionen Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien und zusätzliche Stromverbraucher durch Elektrifizierung von Mobilität, Wärme und Industrie sowie Batterien und andere Speicher müssen zuverlässig ans Netz angebunden werden. Der Betrieb all dieser Komponenten muss digitalisiert über auch systemdienliche Preissignale und Märkte organisiert werden. Damit gelten stark veränderte Anforderungen an das Management des Netzbetriebes. Denn entlang der gewohnten Planungs- und Betriebslogiken unserer Netze sind sie zum Engpass für Elektrifizierung und Energiewende geworden – und zum entscheidenden Kostentreiber. Dies gilt mehr noch für die Stromverteilnetze als für die sogenannten „Stromautobahnen“ der Übertragungsnetze. Doch die Energiewende findet vor allem in Verteilnetz statt. Aktuell verursachen die Verteilnetze ca. 60% der Netzkosten insgesamt, mit einem prognostizierten Anstieg dieses Anteils bis auf 70% im Jahr 2045 [1]. Die vorliegende Studie konzentriert sich daher auf die Verteilnetze.

² In der öffentlichen Diskussion wird die Energiewende und werden die erneuerbaren Energien häufig als Auslöser für die Strompreissteigerungen der vergangenen Jahre angeführt. Doch im Großhandel für Strom senken erneuerbare Energien die Preise. Der deutliche Anstieg der Großhandelspreise seit 2020 ist auf die gestiegenen Preise für Erdgas nach dem russischen Angriff auf die Ukraine zurückzuführen sowie auf gestiegene CO₂-Preise, die beide in die Stromerzeugungskosten aus Erdgas und damit aufgrund des Merit Order Prinzips auf die Strompreise wirken. In Summe aus preisdämpfenden Effekten der Erneuerbare Energien und preistreibenden fossiler Stromerzeugung ist der Großhandelspreis seit 2020 um ca. 7 ct/kWh gestiegen. Der parallel seit 2020 erfolgte Anstieg der Netzentgelte ist mit 1,5 ct/kWh für Industriekunden im Vergleich dazu relativ moderat.

Kostenmanagement und Zukunftsstrategien brauchen Zahlen – doch die sind Mangelware

Heute zeigt sich, was in den Jahren zuvor versäumt wurde: den passenden Managementrahmen für den Netzbetrieb für das durch die Energiewende stark veränderte Umfeld zu schaffen. Dies ist auch daran zu erkennen, dass zur Quantifizierung der entscheidenden Einsparhebel für Kostensenkung im Verteilnetz kaum systematische Untersuchungen existieren. Transparenz in Form öffentlich verfügbarer Daten ist kaum gegeben, teilweise fehlen selbst Kennzahlensysteme, auf deren Grundlage Kosteneffizienz unter den veränderten Bedingungen überhaupt adäquat ermittelt werden könnte. Auch in der öffentlichen Debatte scheint das Verständnis der Zusammenhänge und Treiber kaum ausgeprägt, die für die heute auch im internationalen Vergleich hohen Netzkosten in Deutschland verantwortlich sind [4]. Ebenfalls wird kaum betrachtet, welchen Beitrag zu Wachstum und Wirtschaft die Modernisierung und Elektrifizierung unserer Volkswirtschaft leisten. Gleichzeitig ist nach Auswertungen der Bundesnetzagentur ein größerer Teil des prognostizierten Ausbaubedarfes der Verteilnetze eher dem Anschluss neuer Verbraucher zuzuordnen als dem Ausbau Erneuerbarer Energien [5]. Und dass der zukünftige Erfolg des Exportweltmeisters Deutschlands auch von der Elektrifizierung und Digitalisierung weiter Teile seiner eigenen Infrastruktur und Volkswirtschaft abhängen wird, scheint naheliegend.

Die Debatte ignoriert, dass auch das Management der Verteilnetze weiterentwickelt werden muss

Zu den hier untersuchten Hebeln zur Kostensenkung wurden umfassende Literaturrecherchen durchgeführt sowie eigene Auswertungen der von Netzbetreibern zu veröffentlichenden Daten. Doch obwohl diese Kostenhebel aus Managementperspektive große Bedeutung haben, ist die Studienlage erstaunlich dünn. So fehlen beispielsweise in der Literatur systematische Untersuchungen heutiger Netzauslastungen sowie der Potentiale zur zukünftigen Steigerung dieser Auslastungen und der entsprechenden Einspareffekte. Die meisten Szenarien und Prognosen zu zukünftigen Kostenentwicklungen des Verteilnetzbetriebes und der sich daraus ergebenden Netzentgelte schreiben vielmehr Grundsätze heutiger Planungs- und Betriebslogiken fort [1], [6], [7]. Auch solche Untersuchungen leisten wichtige Beiträge, indem sie Entwicklungen aufzeigen, die bei einem politischen und regulatorischen Nicht-Handeln drohen. Doch die eingeforderten Folgeschritte, den Rahmen für die Messung, Bewertung und das Management von Verteilnetzen weiterzuentwickeln sowie die notwendige Transparenz dafür zu schaffen, bleiben aus oder gehen nur sehr langsam voran.

Auch die öffentliche Diskussion von Untersuchungen wie der genannten Studien zur drohenden Netzentgeltentwicklung bei Fortschreibung des Status-Quo blendet meist diesen entscheidenden Punkt aus. Solche Studien werden zitiert mit Aussagen wie „Netzentgelte verdoppeln sich“ (wenn wir so weitermachen wie bisher) anstatt mit „das Management der Verteilnetze muss modernisiert werden“.

Hebel #1: Digitalisierung und Flexibilisierung schlagen Kupfer: höhere Netzauslastung senkt Kosten

Die heutige Auslastung der Verteilnetze bleibt deutlich unter ihren Möglichkeiten. Digitalisierung und Flexibilisierung entsprechen nicht dem Stand der Technik und des Notwendigen in Anbetracht eines Stromsystems mit einem Anteil erneuerbarer Energien von knapp 60%. So werden im täglichen Netzbetrieb reale Auslastungen von Verteilnetzen insbesondere auf Niederspannungsebene und teilweise auf Mittelspannungsebene nicht ausreichend erfasst und mit planerischen Annahmen abgeglichen. Auch verhindern regulatorische Vorgaben und wirtschaftliche Fehlanreize die höhere Auslastung von Netzausläufern. Doch ein Netzabschnitt, der ausschließlich zur Anbindung einer Solaranlage genutzt wird, wird gerade einmal zu gut 10% ausgelastet (vor allem im Sommer und nur tagsüber), ein Netzabschnitt zur Anbindung einer Windkraftanlage um die 20%, der Netzanschluss eines einzelnen Haushaltes zu wenigen Prozent. Eine höhere Auslastung von Transformatoren, Kabeln, Schaltanlagen etc. senkt aber unmittelbar die spezifischen Kosten pro kWh Strom, die ausgeliefert und pro kW Leistung, die bereitgestellt wurde.

Wie hoch reale Netzauslastungen heute sind und wie weit sie mit entsprechender Modernisierung von Technik, aber auch von neuen Anreizen, Preis- und Geschäftsmodellen gesteigert werden könnten, ist erstaunlich wenig untersucht und öffentlich dokumentiert. Gemäß Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) weisen Studien jedoch gegenüber der heutigen Praxis im Mittel 30% geringere Investitionsbedarfe aus, wenn die Verteilnetze entsprechend digitalisiert und flexibilisiert würden [2]. Ein konkretes Zielbild und Managementkennzahlen, Maßnahmen und Zeitpläne zur Nutzung dieser Potentiale fehlen jedoch. Auch das bemängelt der Monitoringbericht. Es ist wichtig, dass die Bundesnetzagentur mit dem NEST- und AgNes-Prozess einige dieser Themen aufgreift und in neue Anreizsysteme gießt, die ab 2029 stärker in Richtung Digitalisierung und Flexibilisierung wirken sollen. In Anbetracht der Größe der auch in dieser Studie dargestellten Kostensenkungspotentiale scheint dies jedoch nur einer von vielen notwendigen Schritten. Und in Anbetracht des immensen Handlungsdruckes in den Verteilnetzen und den weiter unten beschriebenen Strukturen der heutigen Organisation von Netzbetrieb scheint das Tempo deutlich zu gering.

Hebel #2: Neues Denken und strukturelle Reformen des 850-Teile-Puzzles statt „mehr vom Selben“

Dass weder Umfang der Diskussion über Kostensenkungspotentiale und Modernisierung des Netzbetriebes noch Geschwindigkeit der Umsetzung der Größenordnung der möglichen Einsparungen und den Erfordernissen der Energiewende gerecht werden, mag auch an der Größe der Reformaufgabe selbst liegen. Denn die erfordert tiefe Eingriffe in heutige Strukturen. Aktuell gibt es 851 Verteilnetzbetreiber in Deutschland. Diese verfügen über große Eigenständigkeit bei der Festlegung von technischen Vorgaben und Geschäftsprozessen, Regeln für Netzzugang und -nutzung etc. Sie betreiben dafür hunderte eigenständiger Softwaresysteme in ebenso vielen Prozessvarianten, müssen eigenes Know-How, eigene Teams und Dienstleisterstrukturen aufbauen und führen. Um den täglichen Betrieb zu bewältigen, müssen sie massenhafte Netzanschlussanfragen und halbjährlich vorgegebene System-Updates bearbeiten und parallel die Weiterentwicklung ihrer Unternehmen und Strukturen in die Welt des 21. Jahrhunderts stemmen: mit digitalen Zwillingen des Netzes, dem Aufbau von Messdatenerfassung der heute als „black box“ betriebenen Niederspannungs- und teilweise auch Mittelspannungsnetze sowie die Einführung vollständig digitalisierter Geschäftsprozesse. Diese kursorische Aufzählung verdeutlicht bereits die heute unnötig hohen Kosten von Doppel- und Mehrfachstrukturen sowie gleichermaßen die Komplexität des Systems und der Reformaufgabe in Verhandlungen mit 851 Geschäftsführungen, Eigentümern sowie deren Verbandsvertretungen. Aus Management- und Kostensicht sind solche Reformen jedoch unumgänglich.

Hebel #3: Kalkulatorische und reale Eigenkapitalrenditen gehen weit auseinander

Der Betrieb von Verteilnetzen ist kapitalintensiv. Entsprechend bedeutsam ist die Eigenkapitalverzinsung sowohl zur Mobilisierung der erforderlichen Investitionsmittel als auch als Erlösquelle für kommunale und private Eigentümer der Netzbetreiber. Reale Eigenkapitalrenditen von Netzbetreibern liegen jedoch nicht nur weit über den kalkulatorischen Vorgaben der Anreizregulierung von aktuell 3,5 % bis 5,1%, sondern auch weit über den marktüblichen Renditen sicherer Anlageklassen. Netzbetrieb ist mit geringem Risiko verbunden, da es sich um natürliche Monopole handelt und Erlöse über die Netzentgelte gesichert sind. Dennoch weisen die handelsrechtlichen Jahresabschlüsse von 22 in der vorliegenden Studie untersuchten Verteilnetzbetreibern des Jahres 2024 im Durchschnitt eine Eigenkapitalrendite von 24% vor Steuern aus. Auch die Absenkung der realen Eigenkapitalrenditen auf ein Niveau, das für die Finanzierung z.B. durch Infrastruktur- oder Pensionsfonds attraktiv sein sollte, scheint entsprechendes Kostensenkungspotential und gleichzeitig noch ausreichend Anreiz für Investitionen zu bieten.

Paradigmenwechsel: Deutschland braucht einen transparenten und ambitionierten Rahmen zum aktiven Kostenmanagement und für Leistungsanreize in den Stromverteilnetzen

Natürlich werden auch heute Kostenentwicklungen in den Stromverteilnetzen überprüft und Netzentgelte auf Basis von Effizienzvergleichen berechnet. Doch dies findet alles im relativen Vergleich zwischen Netzbetreibern und auf Basis heutiger Planungs- und Betriebslogiken statt, also vor allem entlang der technischen und regulatorischen Möglichkeiten der Vergangenheit. Die bisherige Logik der Anreizregulierung entspricht der eines input-basierten Systems ohne klare Zielvorgabe. Es beantwortet die Frage:

„Welchen Aufwand benötigen Verteilnetzbetreiber im relativen Vergleich untereinander, um eine gegebene Versorgungsaufgabe zu lösen?“

Tatsächlich war früher die Versorgungsaufgabe, also gesichert bereitzustellende Strommengen und Lastspitzen sowie gesicherte Aufnahme von Einspeisemengen, kaum gestaltbar. Die Infrastruktur sollte sich daher stets der Versorgungsaufgabe anpassen. Doch im zukünftigen Energiesystem besitzt selbst die Versorgungsaufgabe eine gewisse Flexibilität. Wann genau wie viel Leistung eingespeist oder dem Netz entnommen wird, wird auch davon abhängen, welche lokalen Preissignale z.B. über dynamische Netzentgelte auf die Nutzung des Netzes wirken. Anders als heute bekommen Netzungspässe so einen Preis und kann dieser Preis Netznutzung und Netzausbau verschieben, überflüssig machen und vor allem auch: finanzieren.

Doch die Umsetzung solcher Preissignale auch in Netzentgelte und damit in Marktgeschehen braucht Digitalisierung. Im Vergleich wird diese jedoch weniger angereizt als Investitionen in Leitungen, Transformatoren und andere netztechnische Ausrüstung. Denn gemäß der Anreizregulierung fließen diese stärker in die realisierbaren Erlöse und Renditen von Netzbetreibern ein als es Investitionen in Messtechnik und Digitalisierung tun. Somit ist der Anreizregulierung heute immer noch ein Prinzip „Netzausbau vor Digitalisierung“ eingebaut, das den Ausbau technischer Netzkapazität stärker in den Fokus nimmt als die Auslastung bestehender Kapazitäten durch Digitalisierung und Flexibilisierung.

Insgesamt führt die bestehende Anreizregulierung nicht ausreichend dazu, dass bestehende Planungs- und Betriebslogiken innoviert werden. Digitalisierung und Flexibilisierung sparen Netzausbau, doch Netzausbau wird stärker angereizt und bestimmt die Rendite der Kommunen und Eigentümer aus dem Netzbetrieb. So werden längst vorhandene technische Möglichkeiten nur schleppend erschlossen.

Entsprechend sollten Regulierung, Rechtsrahmen und Aufsicht der veränderten energietechnischen und energiewirtschaftlichen Realität angepasst werden. Dabei sollte insbesondere die Perspektive der Netzkunden gestärkt werden, die heute gegenüber den natürlichen Monopolen von Netzbetreibern relativ wenig Transparenz und durchsetzbare Rechte mit Blick auf Information, Service und reale Leistungserbringung haben. Ein neues, auch output-basiertes System für Planung und Betrieb der Verteilnetze sollte daher zusätzlich eine weitere Frage beantworten:

„Welche Leistung für Netzkunden erzielen Verteilnetzbetreiber im Vergleich zum Aufwand und zu jeweils aktuellen technischen Möglichkeiten?“

Handlungsempfehlung 1: „Agenda 2030“ zur umfassenden Reform des Netzbetriebes und Erschließung der Kostensenkungspotentiale

Die heutigen Strukturen, Gewohnheiten und Vorgaben treiben nicht nur die Kosten des Netzbetriebes und den Aufwand für alle Netzkunden und Dienstleister. Die heutigen Strukturen bremsen auch die Erarbeitung neuer Planungs- und Betriebsstandards zur Steigerung der Netzauslastung. Selbst kleine Weiterentwicklungen brauchen oft viele Jahre. Der Betrieb der Verteilnetze in Deutschland muss aber tiefgreifend, konsequent und zügig auf die Anforderungen von Elektrifizierung und Energiewende umgebaut werden. Bereits heute genügen die Verteilnetze und die Organisation ihres Betriebes nicht mehr den Anforderungen eines modernen, sich elektrifizierenden Industrielandes. Auch als Teil wirtschaftlicher Reformen wird daher eine tiefgreifende „Agenda 2030“ als gemeinschaftliches Reformprojekt von Politik, Aufsichtsbehörde, Netzbetreibern und Eigentümern empfohlen³.

Handlungsempfehlung 2: Modellierungs- und Wissenslücken schließen, Transparenz durch Systemstudien schaffen und Fokus auf Kostensenkungspotentiale und -maßnahmen legen

Die Entwicklung der im Rahmen einer solchen Agenda neu zu setzenden Standards für die Organisation des Netzbetriebes, aber auch für die Entwicklung und Durchsetzung moderner Planungs- und Betriebsvorgaben braucht ein höheres Maß an Datentransparenz und Verständnis der bestehenden techno-ökonomischen Mechaniken und Kostensenkungspotentiale. Als Basis für ein zielorientiertes Management und für die Ausrichtung von Anreizsystemen müssen daher mindestens die in dieser Bestandsaufnahme adressierten Einsparhebel für Kostensenkungen mit detaillierten wissenschaftlichen Studien hinterlegt und Lücken in der Datenlage geschlossen werden. In einer umfassenden Gesamtbetrachtung „Optimierter Verteilnetzbetrieb 2030“ sollte die Konsistenz der Einzelmaßnahmen sichergestellt werden.

AgNes und NEST: Die Bundesnetzagentur greift einige Kostenhebel auf – aber nicht ausreichend

Mit dem aktuellen AgNes-Prozess (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom), der im Jahr 2026 abgeschlossen werden soll, arbeitet die Bundesnetzagentur an einer großen und grundsätzlichen Reform der Netzentgeltberechnung. Diese soll auch oben genannte Punkte aufgreifen und die weitreichenden systemischen Veränderungen würdigen, die unser Stromsystem bereits erfahren hat. Anreize und Steuerungswirkung sollen ab 2029 zumindest schrittweise so geändert werden, dass Planung und Betriebsweise von Verteilnetzen zukünftig besser an die veränderten Bedingungen der Energiewende angepasst werden. Agnes kann und wird aber die in dieser Studie beschriebenen Kostensenkungspotentiale nicht umfänglich heben, nicht dafür notwendige Standardisierungen vorantreiben etc..

Auch der von der Bundesnetzagentur gestartete NEST-Prozess (Netzentwicklungsplan Strom) soll und wird einige hier genannte Punkte adressieren. Bei diesem Prozess geht es um die strukturierte Abstimmung von Netzentwicklungsplanungen auf übergreifende Szenario-Rahmen und Transformationspfade. Insofern dürften Themen wie Sektorenkopplung und Flexibilisierung dadurch zumindest teilweise kohärenter in die Planungen der Netzbetreiber einfließen. Auch dies dürfte jedoch nur einen kleinen Ausschnitt der hier aufgezeigten Kostensenkungspotentiale adressieren. Der Reformbedarf des regulatorischen Rahmens für Verteilnetzbetrieb, der wirtschaftlichen Anreize und des Instrumentariums von Aufsicht geht deutlich über die aktuellen Prozesse der Bundesnetzagentur und den ihr durch die Politik gesetzten Rahmen hinaus – vermutlich auch über die ihr zur Verfügung stehenden Mittel.

³ In UK wird ein ambitioniertes Programm zur Modernisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung sowohl auf ministerieller Ebene abgestimmt als auch durch eine eigens dafür eingerichtete „Mission Control“ als Zentrale zur Koordination. Auch die deutschen Reformbemühungen könnten von einer ähnlich klaren Agenda und Koordination profitieren.

Hinweis zur Methodik, Beitrag und Limitierungen der vorliegenden Studie

Diese Studie gibt einen Überblick über Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz und zeigt Indikationen für deren jeweilige Größenordnung auf. Ziel ist es, die große Diskrepanz zwischen Kostensenkungspotentialen auf der einen und der geringen Aufmerksamkeit in Regulierungspraxis und Öffentlichkeit auf der anderen Seite deutlich zu machen. Gleichzeitig soll diese Studie Multiplikatorinnen und Multiplikatoren verständliche Erläuterungen von Zusammenhängen für ihre weitere Arbeit an die Hand geben. In den einzelnen Abschnitten werden daher vor den Herleitungen von Kostensenkungspotentialen die jeweils relevanten sachlichen Hintergründe des komplexen Themas „Verteilnetze“ anschaulich erläutert.

Auch aufgrund der geringen Aufmerksamkeit ist die Studien- und Datenlage zur Quantifizierung von Kostensenkungspotentialen im Verteilnetz dünn. Gleichzeitig können im Rahmen einer Bestandsaufnahme keine wissenschaftlich fundierten Berechnungen durchgeführt oder detaillierte Systembetrachtungen für alle relevanten Beträge einzelner Kostenhebel angestellt werden. Diese Studie leitet daher auf Basis der verfügbaren Studienlage und eigenen Abschätzungen Indikationen für jeweils drei grobe Szenarien ab (Basis-Fall, untere und obere Grenze) und plausibilisiert diese. Sie soll so Größenordnungen deutlich machen und den Bedarf und Lohn vertiefter Untersuchungen und Analysen aufzeigen.

Inhaltsverzeichnis der vollständigen Studie

1. Einführung: Netzbetrieb in Deutschland und Aufbau der Studie.....	6
2. Historische und prognostizierte Entwicklung von Netzentgelten und Investitionen.....	10
3. Einsparhebel #1: Bessere Auslastung von Verteilnetzen.....	15
4. Einsparhebel #2: Effizientere Organisation des Verteilnetzbetriebes.....	27
5. Einsparhebel #3: Abschmelzen von Eigenkapitalrenditen.....	33
6. Verteilungshebel #4: Bemessungsgrundlage.....	39
7. Gesamtkostensenkungspotential, Fazit und Empfehlungen.....	42
8. Über 3EPunkt / Dr. Tim Meyer.....	46
9. Literaturverzeichnis.....	47
Anhang: für detailliertere Auswertungen in der Studie ausgewählte VNB.....	49
Anhang: Lastfaktoren der für die Studie ausgewählten VNB.....	50

Literaturverzeichnis

(hier werden nur die in der Zusammenfassung genutzten Quellen aufgeführt)

- [1] BDEW, Frontier Economics & Consentec im Auftrag des BMWi, „Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom,“ 2024.
- [2] BET, EWI im Auftrag des BMWi, „Energiewende.Effizient.Machen,“ 2025.
- [3] Bundesnetzagentur BNetzA, „Monitoringbericht 2025,“ 2025.
- [4] BET, aecoute, „Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom,“ 2025.
- [5] SMARD.DE, „Update: Verteilernetze bis 2045 auf SMARD.DE,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544>. [Zugriff am 02.02.2026].
- [6] EWI, ef.Ruhr, Consentec, „Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg,“ 2024.
- [7] VBEW Bayern, „Entwicklung der Netzentgelte in Bayern,“ 2025.
- [8] Neon Neue Energieökonomik GmbH im Auftrag von TenneT, „Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte“, 2024.