

Whitepaper

Kosten und Tarife im Verteilnetz

Verein Smart Grid Schweiz VSGS, November 2023

Dr. Andreas Beer, Dr. Maurus Bachmann

#Netzkosten #Tarifizierung #Regulierung #Netznutzungsentgelte

- **Netzbetreiber bauen und betreiben die Elektrizitätsnetze sicher und effizient. Die Kosten dafür betragen heute rund 4 Mrd. CHF jährlich.**
- **Die hohe Verfügbarkeit für jeden einzelnen Netznutzer wird durch das Gesamtsystem sichergestellt.**
- **Für das Verteilnetz der Zukunft sind die Investitionen bereits heute zu tätigen. Das Kapital dafür ist langfristig gebunden und kostet entsprechend.**
- **Die Kosten sind im Wesentlichen bestimmt durch die Ausdehnung, die Leistungsdimensionierung und die gewünschte Qualität der Stromversorgung.**
- **Die Kosten sind gemäss dem gesetzlich vorgegebenen distanzunabhängigen Auspreisemodell zu tragen.**
- **Netztarife sollen den Nutzungsgrad bemessen und Anreize für ein netzkostenoptimierendes Verbrauchsverhalten liefern. Die Bezugsleistung ist dafür die geeignetste Bemessungsgrösse.**

Inhaltsverzeichnis

1. Was das Verteilnetz der Zukunft können muss	3
2. Kostenentstehung	4
2.1 Kostenbestandteile	4
2.2 Einflussfaktoren der Kostenentstehung	8
3. Kostentragung	11
3.1 Anschluss an das Verteilnetz	11
3.2 Wiederkehrende Netznutzung	12
3.3 Messgrößen der Kostentragung	15
4. Zusammenfassung und Fazit	20
Zu den Autoren	21
Verein Smart Grid Schweiz	22

1. Was das Verteilnetz der Zukunft können muss

99.996%, das ist die heutige Verfügbarkeit der Stromversorgung der Schweiz. Durchschnittlich 20 Minuten pro Jahr sind die Stromkunden von einem Unterbruch betroffen. Die Hälfte davon sind geplante, z.B. für Wartungen und Erneuerungen, die andere Hälfte unvorhergesehene Unterbrüche. Damit ist die Schweiz führend in Europa. Es wird erwartet, dass das Netz auch in Zukunft an jedem Anschlusspunkt jederzeit genügend Leistung erbringen kann und die Spannungsqualität innerhalb der Normen dauernd gewährleistet ist. Das ist die Dienstleistung des Netzes: jederzeitige Leistungs- und Spannungsbereitstellung am Anschlusspunkt.

Die Energiestrategie 2050 des Bundes sieht einen Ausbau der dezentralen erneuerbaren Erzeugung, im Wesentlichen der Photovoltaik, auf rund 45 TWh/Jahr vor. Damit sollen die rund 20 TWh Bandenergieproduktion der Kernkraftwerke ersetzt und der zukünftig zunehmende Bedarf befriedigt werden. Photovoltaik produziert durchschnittlich zu 1000 Vollaststunden im Jahr. Windkraftwerke und andere Produktionen aus neuen erneuerbaren Energien haben eine etwas höhere Nutzungsdauer. Die für 45 TWh benötigte installierte Leistung liegt damit schweizweit bei über 30 GW. Diese Leistung wird oft gleichzeitig eingespeist.

Die heutige maximale Einspeisung liegt bei rund 12 GW und der maximale Verbrauch bei 10 GW. Die über 30 GW bedeuten also eine Erhöhung der gleichzeitigen Produktionsleistung um mehr als den Faktor 3 gegenüber heute. Der Hauptteil der neuen Einspeisungen erfolgt dezentral auf Niederspannung. Damit ist – im Gegensatz zu den Einspeisungen der Grosskraftwerke auf höheren Netzebenen – das gesamte Verteilnetz betroffen. Durch eine geeignete Limitierung der Einspeiseleistungen kann der dezentrale Netzausbaubedarf und damit die resultierenden höheren Netzkosten beschränkt werden.

Auch auf der Verbrauchsseite erhöht sich der Bedarf an elektrischer Energie und Leistung erheblich. Zwar wird durch die Substitution der fossilen Energieträger im Verkehr und in der Gebäudeheizung eine höhere Energieeffizienz erreicht, der Strombedarf, und dabei insbesondere der gleichzeitige Leistungsbedarf aus dem Netz, wird aber stark gesteigert. Im Verteilnetz wird es auch bei intelligenter Steuerung und Verhaltensanpassung im Sommer viele Stunden mit sehr hoher PV-Einspeiseleistung und einem gleichzeitig sehr geringen lokalen Verbrauch geben. Im Winter werden Wärmepumpen und Elektroladestationen auch dann hohe Leistungen beziehen, wenn gleichzeitig keine lokale Produktion vorliegt. Das lokale Verteilnetz muss auf diese Grenzsituationen ausgelegt werden, sowohl betreffend Leistungsdimensionierung als auch betreffend Spannungshaltung.

Auf der Energieseite liegt die grösste Herausforderung unbestritten darin, genügend Strom zum richtigen Zeitpunkt über das ganze Jahr bereitzustellen, insbesondere aber für den Winter. Beim Verteilnetz liegt die Herausforderung darin, diese hohen Leistungen aufnehmen zu

können, so dass die physikalischen Grenzwerte eingehalten werden. Unterstützung kann eine intelligente Steuerung sowie Verhaltensbeeinflussung der Leistungsbezüger bieten. Entscheidend für das Reduktionspotential des nötigen Netzausbaus durch Flexibilitäten ist der Anteil, der lokal am gewünschten Netzknoten nachhaltig verfügbar ist.

Das Verteilnetz der Zukunft wird bereits heute gebaut. In diesem Whitepaper wollen wir nun erörtern, was die Kosten im Netz verursacht und wie diese Kosten am sinnvollsten auf die Kunden verteilt werden. Wir unterscheiden Kostenentstehung und Kostentragung. Diese Unterscheidung ist entscheidend, um eine zielführende Tarifierung für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu erreichen.

2. Kostenentstehung

Die Netzkosten bestehen einerseits aus Kapitalkosten, welche den jährlichen Kosten des für die Investitionen in die Anlagen investierten Kapitals entsprechen, und andererseits aus Betriebs- und Verwaltungskosten, welche die kontinuierlich anfallenden Kosten für den Unterhalt, die Störungsbehebung, die Überwachung und die Verwaltung der Netze und der Netzkunden beinhalten.

2.1 Kostenbestandteile

Investitionen in Netzanlagen

Zur Erbringung der Netzdienstleistung «Jederzeitige Leistungs- und Spannungsbereitstellung am Anschlusspunkt» ist das System Netz über mehrere Spannungsebenen aufgebaut. Die meisten Kunden beziehen die Netzdienstleistung in direkt anwendbarer Form von Niederspannung (230 Volt). Bei dieser Spannung sind die Ströme höher als bei höheren Spannungen. Durch die Ströme entstehen Spannungsunterschiede, was die Einhaltung der Grenzwerte an den Anschlusspunkten erschwert. Eine höhere Leistungsdimensionierung der Netzanlagen reduziert die Verluste und auch die Spannungsabfälle im Netz, verteuert aber die Anlagen. Die Netzgebiete werden darum so weit wie möglich über höhere Spannungsebenen erschlossen. Je tiefer die Spannung, umso herausfordernder ist es, die Dienstleistung Netz gemäss den Vorgaben zu erbringen, und umso teurer wird diese Dienstleistung. Das Netzebenenmodell widerspiegelt diese Tatsache bei der Kostentragung (siehe Kapitel 3).

Das Stromnetz besteht aus verschiedenen Netzanlagen und -komponenten. Die Spannungs-Umformungsstationen beinhalten als Primärtechnik einen Transformator und Schaltanlagen je auf der Oberspannungs- und auf der Unterspannungsseite der Transformation. Die Sekundärtechnik beinhaltet Schutz-, Mess- und Regeltechnik. Das Ganze wird in einem Gebäude auf einem Grundstück erstellt, was ebenfalls langfristige Investitionskosten bedeutet. Leitun-

gen verbinden die Umformungsstationen und übertragen die Leistung über Distanzen. Leitungen bestehen in der Schweiz vorwiegend aus Kabelanlagen mit Tiefbaukosten für die Rohanlagen und Kabelkosten für Material und Verlegung. Die Verteilung und Übertragung der Leistungen über weite Strecken erfolgt auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. Aus Kostengründen sind dies Anlagen als Freileitung, bestehend aus Masten, Isolatoren und Stahlseilen aufgebaut. Das Recht an der Nutzung der Trassen muss wie bei den Kabelanlagen durchgehend über Dienstbarkeitsverträge sichergestellt werden.

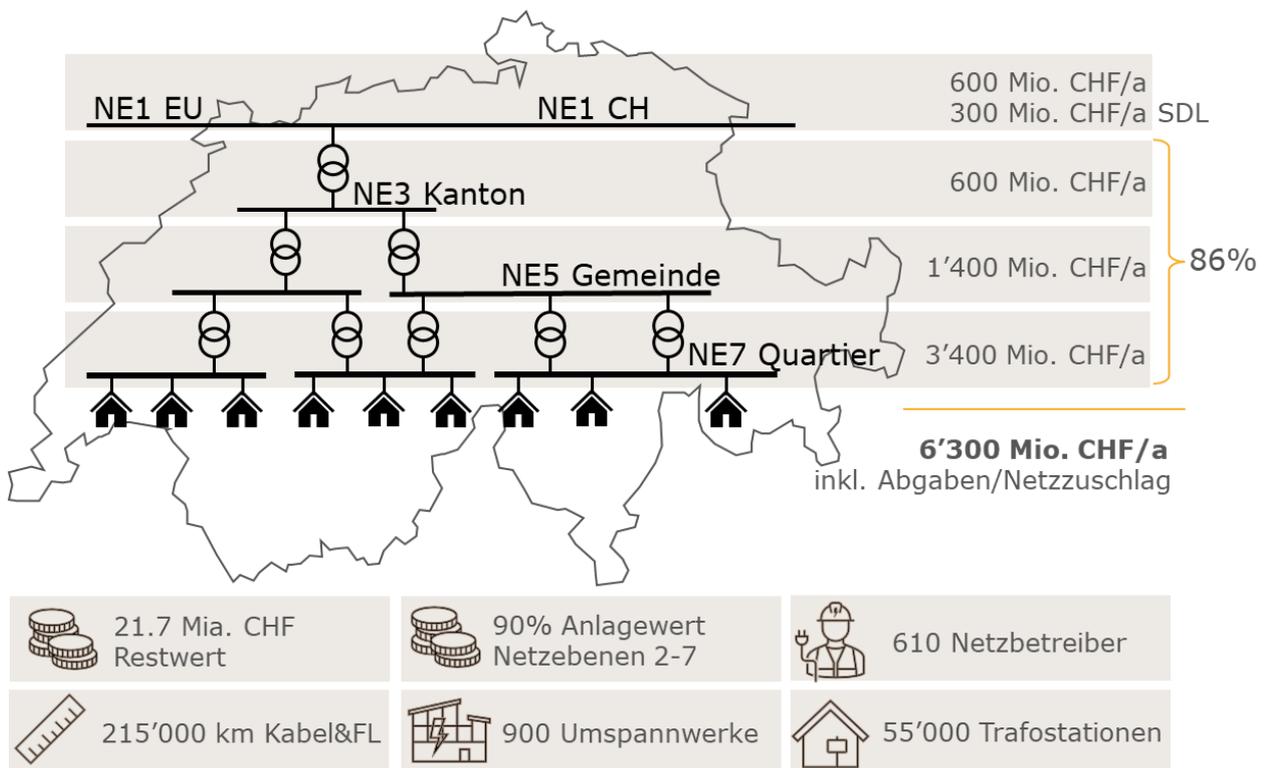


Abbildung 1: Gesamtkosten und Mengengerüst des schweizerischen Stromnetzes (Datenquelle: ECom-Jahresbericht 2022, gerundet)

Die Höhe der entstehenden jährlichen Gesamtkosten des Stromnetzes sind in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Der Aufwand verdoppelt sich mit jeder ungeraden Netzebene. Er besteht aus der jährlichen Abschreibung der Anlagen sowie dem Kapitalzins zur Deckung der Kosten für die langfristige Kapitalbeschaffung.

Der jährliche Investitionsbedarf in die Netze liegt heute bei rund 1.4 Mrd. Franken. Er ist höher als die jährlichen Abschreibungen. Es wird laufend mehr Kapital benötigt, weil einerseits das Netz zusätzlich zum Ersatz der Anlagen dauernd ausgebaut wird, und weil andererseits die Erstellungskosten aufgrund der Inflation stetig ansteigen. Anlagen, die vor 40 Jahren erstellt wurden, müssen heute durch Anlagen ersetzt werden, welche oft leistungsstärker sind, meist eine höhere Ausdehnung aufweisen und höhere Erstellungskosten als damals haben. Auch werden früher als Freileitung ausgeführte Leitungen oft teurer als Kabelleitungen ausgeführt. Dies zeigt die folgende Grafik aus dem ECom-Tätigkeitsbericht 2022.

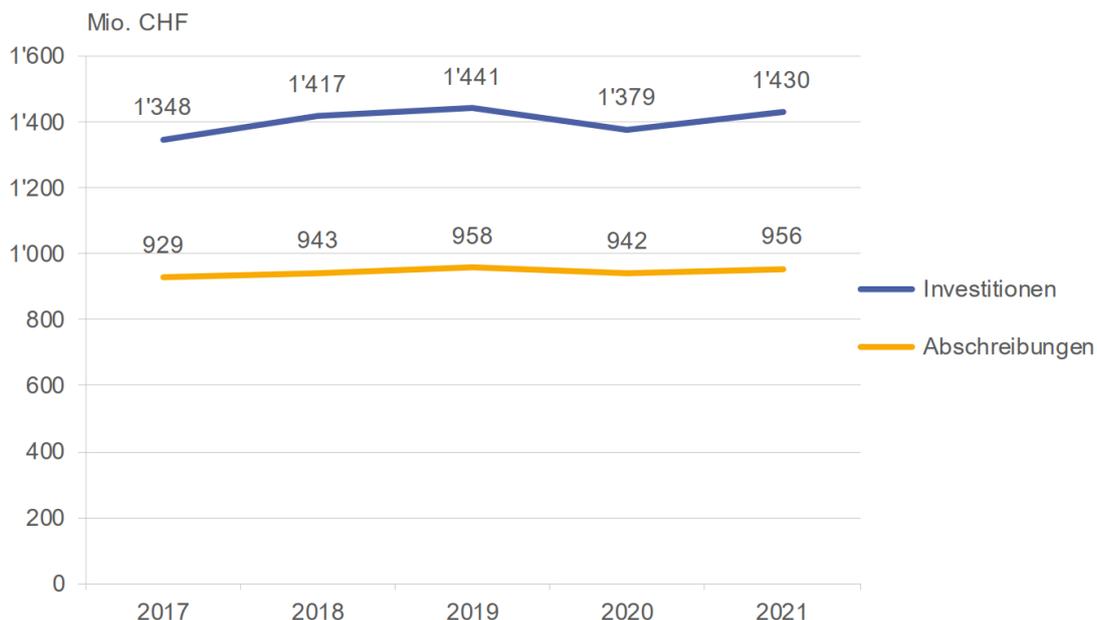


Abbildung 2: Jährliche Erneuerungskosten und jährliche Abschreibungen der Stromnetze in der Schweiz (Quelle: ECom Tätigkeitsbericht 2022)

Kapitalverzinsung und angemessener Betriebsgewinn

Mit den Kapitalkosten werden die jährliche Abschreibung der Netze und die Zinsen für die Kapitalbindung gedeckt. Der anzuwendende Zinssatz wird vom UVEK jährlich festgelegt. Er soll primär die Kosten und Risiken der Kapitalbeschaffung bzw. -bereitstellung über die gesamte Nutzungsdauer von rund 40 Jahren decken. Der Zinssatz für die Kapitalrendite soll eine angemessene Entschädigung für das lange Zeit gebundene Kapital geben. Daneben wird der Zinssatz heute regulatorisch auch als der anrechenbare angemessene Betriebsgewinn für die Netzbetreiber angesehen. Auf die Betriebsleistungen ist gemäss heutiger Auslegung kein Gewinn anrechenbar. Der Kapitalzinssatz wird finanztechnisch auf Basis einer risikogerechten Kapitalverzinsung berechnet und festgelegt.

Angesichts der steigenden Herausforderungen und der anstehenden Investitionen in die Netze erscheint die aktuelle Diskussion um eine Reduktion des anrechenbaren Zinssatzes eher kontraproduktiv, zumal der überwiegende Grossteil der Verteilnetzbetreiber in öffentlicher Hand ist und allfällige Gewinne wieder an die Öffentlichkeit zurückfliessen würden. Wesentlich ist, dass die Netzbetreiber genügend Kapital für die Investitionen beschaffen können. Dafür ist eine angemessene Kapitalverzinsung wichtig.

Die Bemessung der Kapitalverzinsung soll die langfristige Kapitalbeschaffung am Kapitalmarkt sicherstellen. Der angemessene Gewinn steht dem Netzbetreiber zu für den effizienten und nachhaltig sicheren Netzbetrieb.

Betriebskosten und Abgaben

Die Kapitalkosten, d.h. die jährlichen Kosten für die getätigten Investitionen, machen etwa einen Drittel der jährlichen Netzkosten aus. Ein weiteres Drittel entsteht durch den Unterhalt und Betrieb der Netze. Darunter fallen Instandhaltungsmassnahmen mit Inspektion, Wartung, Instandsetzung und Optimierung, der Netzbetrieb mit Netzüberwachung und Störungsbehebung sowie die Verwaltungskosten mit Messung und Verrechnung der Netznutzung. Das letzte Drittel der Kosten betreffen die öffentlichen Abgaben. Darunter fallen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie der Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG. Der weitaus grösste Teil dieses letzten Drittels bildet der Netzzuschlag des Bundes für die Förderung erneuerbarer Energie. Dieser hat trotz der Bezeichnung nichts mit den Netzkosten zu tun. Er ist aber von den Netzbetreibern bei den Endverbrauchern einzufordern und gänzlich an die vom Bund beauftragte Organisation (heute Pronovo AG) zur Verwaltung und Ausschüttung an die Empfänger abzuliefern. Ab dem Tarifjahr 2024 kommt eine weitere Abgabe für die Deckung der Kosten der vom Bund beschlossenen Stromreserve für Strommangellagen hinzu. Dazu kommen kommunale Abgaben für die Nutzung von öffentlichem Grund und Boden sowie allenfalls direkte Steuern.

Kapitalkosten (ca. 33%)	<ul style="list-style-type: none"> • Abschreibungen • Verzinsung gebundenes Kapital • Verzinsung Nettoumlaufvermögen • angemessener «Betriebsgewinn»
Operative Kosten (ca. 34%)	<ul style="list-style-type: none"> • Wartung und Unterhalt • Betriebsführung, Überwachung • Störungsbehebungen, Pikettdienst • Systemdienstleistungen (Übertragungs- und Verteilnetz) • Messwesen • Verwaltungskosten, Verrechnung
Öffentliche Abgaben (ca. 34%)	<ul style="list-style-type: none"> • Bund: Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG • Gemeinde: Nutzung von öffentlichem Grund und Boden • Direkte Steuern • Neu ab Tarifjahr 2024: Kosten für Stromreserve

Tabelle 1: Zusammenfassung der heute entstehenden Netzkosten¹

¹ Anteile gemäss ECom-Tätigkeitsbericht 2022

2.2 Einflussfaktoren der Kostenentstehung

Viele Einflussfaktoren sind nicht direkt einem Nutzer zuweisbar, sondern werden bestimmt von der Notwendigkeit des Gesamtsystems, die jederzeitigen Anforderungen der Gesamtheit aller Nutzer zu erfüllen. In folgender Tabelle 2 sind die wichtigsten Einflussfaktoren der Kostenentstehung aufgeführt. In der Folge wird der Teil der öffentlichen Abgaben nicht betrachtet. Die beiden Teile Kapitalkosten und Betriebskosten machen dann je ca. 50% der Netzkosten aus.

Kostenkategorie	Kostenfaktoren	Einflussfaktoren
Netzanlagen / Kapitalkosten (ca. 50% der Netzkosten)	Ausdehnung des Netzes	<ul style="list-style-type: none"> • Siedlungsstruktur und -entwicklung • Gesellschaftliche Bedarfsentwicklung • Produktionsstandorte / Energiestrategie • Landschaftstopologie / Geografie
	Dimensionierung der Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Erforderliche Netzkapazität je Netzpunkt • Entwicklung Leistungsbedarf am Anschluss (E-Mobilität, Wärmepumpen, dezentrale Einspeisung) • Spannungshaltung je Anschlusspunkt • Netztopologie • Netzausbauplanung / Investitionsstrategie • Netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten
	Ausbaustandard	<ul style="list-style-type: none"> • Gesellschaftlich erwartete Stromverfügbarkeit • Gewählte Netzstruktur (Stern, Ring); • Redundanz (n-1) / Reserveleistung • Kabelanteil / Freileitungsanteil • Anlagenqualität / Technologie / Sicherheit
Netzbetrieb / Betriebskosten (ca. 50% der Netzkosten)	Wartung / Unterhalt	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanlagen (Struktur, Dimensionierung, Qualität) • Instandhaltungsstrategie • Organisation / Effizienz des Netzbetreibers
	Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanlagen (Struktur, Dimensionierung, Qualität) • Technologie zu Netzüberwachung / Fernwirktechnik • Gewünschte Anlagenverfügbarkeit • Auflagen wie IT-Security, Vogelschutz etc.
	Störungsanfälligkeit und -behebung	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanlagen (Struktur, Dimensionierung, Qualität) • Instandhaltungsstrategie • Dritteinwirkungen, Naturereignisse • Gewünschte Stromverfügbarkeit • Effizienz des Netzbetreibers
	Netzverluste	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanlagen (Struktur, Dimensionierung, Qualität) • Transportierte Energiemenge (proportional) • Transportierte Leistung (quadratisch) • Strombeschaffungspreise
	Administration / Verwaltung / Systeme	<ul style="list-style-type: none"> • Unternehmensgrösse, Skaleneffekte • Professionalität • Strategie, Innovationsgrad • Gesetzliche Vorgaben wie ZEV, LEG, Messwesen • Bewilligungsverfahren, ElCom-Reporting • Servicequalität

Tabelle 2: Einflussfaktoren der Kostenentstehung

Die *Ausdehnung des Netzes* ergibt sich aufgrund der Besiedlung und der Standorte von Bezü-
ger und Einspeiser. Sie wird im Wesentlichen durch gesellschaftliche Faktoren beeinflusst,
also durch die Siedlungsentwicklung mit Wohn- und Industriestandorten, sowie durch die
Siedlungsdichte und die Topologie der entsprechenden Gegend (städtisch, ländlich, Gebirge).

Die *Dimensionierung der Anlagen* erfolgt auf Basis der heutigen und zukünftigen Leistungs-
ansprüche und der Bedarfsentwicklung der Netznutzer. Diese beeinflussen auch die erforder-
liche Netzstruktur, beispielsweise durch die Standortwahl der Transformationen. Damit die
Netze jederzeit funktionieren ist eine genügend hohe Leistungsauslegung aller Elemente auf
allen Netzebenen bzw. an jedem Netzknoten erforderlich. Die Leistungsauslegung und damit
die vorhandene Netzkapazität hat einen wesentlichen Einfluss auf die Einhaltung der physika-
lischen Grenzwerte wie die Spannungsqualität. Wegen den hohen Aufwendungen und der
Langlebigkeit der Anlagen ist eine frühzeitige Ausbauplanung mit Auslegung auf zukünftige
Bedürfnisse sicherzustellen.

Künftig bestimmt die dezentrale Produktion vermehrt die Dimensionierung der Netze. Die
auftretenden maximalen Stromflüsse in beide Richtungen können kostentreibend sein. Für
die Spannungshaltung² ist der gesamte auftretende Leistungsbereich (negativ bis positiv)
entscheidend. Die Einspeisungen beeinflussen die Netzkosten also auch dann, wenn die ma-
ximalen Einspeiseleistungen tiefer liegen als die maximalen Bezugsleistungen, weil diese an
einem Netzknoten zu unterschiedlichen Zeiten auftreten können. Die oft erwähnte Netzkosten-
reduktion durch dezentrale Einspeisungen lässt sich höchstens mit der Reduktion der Netz-
verluste zu gewissen Zeiten begründen. Die Reduktion wird aber bereits bei relativ tiefer Ein-
speiseleistung durch die zusätzlichen Aufwendungen zur Spannungshaltung kompensiert.

Der gewünschte *Ausbaustandard* wird durch die erforderliche Spannungsqualität und die ge-
wünschte Verfügbarkeit der benötigten Leistung am Anschlusspunkt bestimmt. Bei der Span-
nungsqualität müssen Normen eingehalten werden, damit die angeschlossenen Geräte und
Anwendungen schadenfrei funktionieren. Dies kann wie im vorhergehenden Abschnitt be-
schrieben durch genügende Dimensionierung erreicht werden. In einem geringeren Umfang
kann die Spannungshaltung durch Steuerung von Anlagen unterstützt werden, beispielsweise
bei PV-Wechselrichtern ($P(U)$ und $Q(U)$). Die gewünschte Verfügbarkeit der Stromversorgung
ist durch gesellschaftliche Ansprüche vorgegeben. Heute haben wir eine hohe Verfügbarkeit
in der Schweiz. Der Verzicht auf Verfügbarkeit, d.h. die Akzeptanz, dass nicht dauernd die
gesamte Leistung am Anschlusspunkt verfügbar ist, würde die Umsetzung der Energiestrategie
2050 vereinfachen. Smart Grids bedingen genauso diese gesellschaftliche Akzeptanz. Bei-
spiel dafür sind die Limitierung von hohen nicht gleichzeitig nutzbare Einspeiseleistungen
oder die Steuerung von Ladevorgängen der E-Mobilität so, dass sie mit weniger Leistung und

² Die Spannung muss am Anschlusspunkt dauernd innerhalb von normierten Grenzen sein, damit die angeschlosse-
nen Geräte nicht zu Schaden kommen. Einspeisungen heben die Spannung an, Bezüge drücken die Spannung nach
unten. Je höher die Bezugs- oder Einspeiseleistungen, und je geringer die Dimensionierung der Anlagen, umso stär-
ker verändert sich die Spannung und umso eher liegt sie ausserhalb des Normbereichs.

zu Schwachlastzeiten erfolgen. Auch der Verzicht auf ein bis zwei Grad Wärme würde den Leistungsbedarf der Wärmepumpen und damit die Kosten des zukünftigen Netzes reduzieren.

Die *Betriebskosten* sind im Wesentlichen wie die Kapitalkosten von den Einflussfaktoren Netzstruktur, -dimensionierung und -qualität abhängig. Daneben sind auch unternehmerische Faktoren entscheidend, wie bspw. die Nutzung von Skaleneffekten, die mittel- und langfristige Investitions- und Instandhaltungsstrategie oder die Professionalität und die Effizienz des Unternehmens, aber auch gesellschaftliche Erwartungen an die Verfügbarkeit und gesetzliche Auflagen wie die Ermöglichung von Eigenverbrauchsgemeinschaften oder die regulatorischen Ausweispflichten, die zu höherem administrativen Aufwand führen.

Nicht alle Einflussfaktoren der Kostenentstehung lassen sich durch die Netznutzer direkt beeinflussen. Es lassen sich grundsätzlich **strukturelle Kosten** von **nutzungsabhängigen Kosten** unterscheiden. Die strukturellen Kosten sind durch die Siedlungsentwicklung, durch die Entwicklung des Leistungsbedarfs der Gesellschaft, durch topologische und geografische Verhältnisse oder auch durch Witterung oder Umwelteinflüsse wie Schneefall oder Blitzschläge beeinflusst. Nutzungsbezogene Kosten sind durch den heutigen und zukünftigen Bedarf nach Netzleistung inkl. Einspeisung der dezentralen Produktion und jederzeitiger Verfügbarkeit der Netzdienstleistung bestimmt. Die Netzkosten in den verschiedenen Netzgebieten unterscheiden sich aufgrund der strukturellen und topologischen Unterschiede, aber auch aufgrund unterschiedlicher Nutzerstruktur und -bedürfnisse. Alle Kosten müssen von den Netznutzern getragen werden, welche Strom aus dem Netz beziehen, d.h. auch die strukturellen Kosten und die Kosten, die aufgrund der benötigten Einspeiseleistungen entstehen. Im folgenden Kapitel geht es nun darum, geeignete Ziele und Bemessungsgrundlagen für die Kostentragung zu eruieren.

3. Kostentragung

Bei der Kostentragung der Netzkosten (ohne Abgaben) unterscheiden wir zwischen Netzananschlusskosten und Netznutzungskosten. Netzananschlusskosten entstehen durch die Anbindung einer Liegenschaft oder Anlage an das Verteilnetz. Sie sind durch den Leistungsbedarf und die Lage des jeweiligen Anschlusses bestimmt. Die Kosten der Anschlussleitung werden dem jeweiligen Anschlussnehmer direkt zugewiesen (Netzananschlussbeitrag). Ebenfalls direkt dem Anschlussnehmer zugewiesen wird ein Teil der Kosten, die aufgrund der bestellten Anschlussleistung in der Quartiererschliessung entstehen (Netzkostenbeitrag). Die übrigen Netzkosten werden über Netznutzungstarife entsprechend dem Nutzungsgrad gedeckt (Netznutzungsentgelte).

3.1 Anschluss an das Verteilnetz

Der Anschluss einer Liegenschaft oder einer Anlage an das Verteilnetz beinhaltet die Anschlussleitung und, je nach Anschlussleistung, zusätzliche Einrichtungen wie eine Transformation, die allein zum Anschluss der Liegenschaft an das Verteilnetz nötig ist und die allein auf die über diesen Netzananschluss benötigte Leistung dimensioniert wird.

Gemäss dem Branchendokument des VSE zu den Netzan schlüssen (NA/RR-CH) werden zwei Beitragskomponenten für den Anschluss unterschieden:

- **Netzananschlussbeitrag:** deckt 100% der Erstellungskosten der Anschlussleitung vom (Haus-)Anschluss bis zum Verknüpfungspunkt an das Verteilnetz.
- **Netzkostenbeitrag:** deckt 30% der Grob- und 70% der Feinerschliessung. Sie wird in Abhängigkeit der bestellten/vereinbarten Anschlussleistung verrechnet.

Der **Netzananschlussbeitrag** deckt sämtliche Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der Anlagen für den Anschluss einer Liegenschaft oder Anlage an das Verteilnetz. Innerhalb der Bauzone werden die Netzananschlussbeiträge in Form von Pauschalen je Anschlussleistung verrechnet. Netzananschlussnehmern mit grossen Parzellen wird allenfalls ein Mehrlängenzuschlag verrechnet. Die Anschlusspauschalen decken in Summe 100% aller Anschlusskosten innerhalb der Bauzone. Dadurch werden die Anschlussnehmer innerhalb der Bauzone gleichbehandelt, unabhängig davon, wo im Quartier der Verknüpfungspunkt liegt bzw. wo die Verteilkabine durch den Netzbetreiber platziert wird. Ausserhalb der Bauzone sind die Aufwendungen sehr unterschiedlich und eine Pauschale daher nicht sachgerecht. Daher werden Anschlusskosten ausserhalb der Bauzone entsprechend den effektiven Anschlusskosten verrechnet.

Der **Netzkostenbeitrag** deckt einen Teil der Kosten der direkt dahinterliegenden Quartiererschliessung auf Basis der bestellten bzw. vereinbarten Anschlussleistung. Die Bestellung verursacht Kosten, selbst wenn die Leistung später nicht genutzt wird. Der Bauherr erhält einen Anreiz bereits bei der Bestellung die Anschlussleistung zu optimieren. Der Netzkostenbeitrag

verhindert damit einen unnötigen Ausbau der Quartierserschliessung. Die Bemessung des Beitrags stützt sich dabei auf das Wohnbau- und Eigentumsförderungsgesetz (WEG).

Die übrigen Netzkosten, darunter in der Regel auch die Erneuerung von Anschlussleitungen, werden über ein **von der Nutzung des Netzes abhängiges Netznutzungsentgelt** durch die Strombezügler gedeckt.

3.2 Wiederkehrende Netznutzung

Zielsetzung der Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte sollen so bemessen werden, dass sie ein leistungsfähiges effizientes Netz unterstützen. Dies wird wie folgt erreicht:

- **Deckung sämtlicher Netzkosten**
- **Anreize für ein netzkostenoptimierendes Bezugsverhalten³**

Gesetzliche Vorgaben

Diese Zielvorgaben sind auf Stufe des Gesetzes formuliert. Zusätzlich sind weitere Ziele für die Netznutzungsentgelte und -tarife formuliert. Und auf Stufe Verordnung sind weitere Umsetzungs- und Gestaltungsvorgaben an die Netztarife festgelegt.

Die heutige und leider voraussichtlich auch die zukünftige Gesetzgebung engt damit die Möglichkeiten für sinnvolle Netznutzungsentgelte stark ein. So sollen vermehrt Ziele der Energiestrategie, welche die effiziente Elektrizitätsverwendung und den Zubau von Photovoltaik fördern sollen und nicht primär die netzkostenoptimierende Netznutzung, über Gesetzesvorgaben für die Netznutzungsentgelte erreicht werden. Darunter fällt die Reduktion von Netznutzungsentgelten für verschiedene Möglichkeiten des Eigenverbrauchs. Ebenso die Vorgabe, dass Netznutzungsentgelte einer effizienten Elektrizitätsverwendung dienen müssen und gemäss Verordnung daher zu einem Grossteil verbrauchsabhängig in Rp./kWh bemessen werden müssen. Durch die prinzipielle regulatorische Einschränkung auf die Bemessung in Rp./kWh wird die Zielerreichung eines netzkostenoptimierendes Bezugsverhaltens erschwert. Angesichts des steigenden Elektrizitäts- und insbesondere Leistungsbedarfs wie beispielsweise durch die Elektromobilität und dem gleichzeitigen Ruf nach «Smart Grids» zur Behebung dieser Problematik, sind solche Einschränkungen letzten Endes kontraproduktiv.

Im Folgenden diskutieren wir, unabhängig von der heutigen Gesetzgebung, eine sinnvolle Kostentragung.

³ Ein netzkostenoptimierendes Bezugsverhalten, oft auch als «netzdienliches» Bezugsverhalten bezeichnet, soll helfen, den nötigen Netzausbau aufgrund des mit der Umsetzung der Energiestrategie zu erwartenden starken Leistungsanstiegs zu minimieren.

Grundprinzipien

Für die Zuteilung der Netzkosten auf die kostentragenden Netznutzer sind folgende Grundprinzipien zu beachten:

- Ausspeiseprinzip
- Distanzunabhängigkeit
- Netzebenenmodell

Diese Grundprinzipien basieren auf dem grundsätzlichen Verständnis der Netzfunktion als eine Dienstleistung für den Stromkonsumenten. Sie entsprechen einer Europaweiten Konvention. Nachfolgend werden diese Prinzipien erläutert und beurteilt. Dies ist für die Kostentragung entscheidend.

Ausspeiseprinzip

Für die Kostentragung ist das Ausspeiseprinzip vorgegeben. Das bedeutet, dass sämtliche Kosten des Netzes durch diejenigen Nutzer getragen werden, welche Strom aus dem Netz beziehen. Produzenten zahlen für die Nutzung des Netzes zur Einspeisung des produzierten Stroms keine Netznutzungsentgelte. Sie tragen lediglich die Kosten für den Anschluss ihrer Anlage⁴. Prosumer, welche sowohl Strom produzieren als auch als Endverbraucher konsumieren, tragen ebenfalls die Anschlusskosten und die Netznutzung für den Bezug aus dem Netz, nicht aber für die Einspeisung in das Netz. Die übliche Begründung dafür ist, dass die Ware Strom unabhängig vom Transport gehandelt und vertrieben werden soll. Der Produzent trägt Gestehungskosten für die Erzeugung des Stromes. Die Netzkosten werden durch den Endkonsumenten getragen, und zwar nicht als Teil der Stromerzeugungskosten, sondern getrennt als Netznutzungsentgelt. Im übrigen Europa wird dieses Prinzip, mit einzelnen Ausnahmeregelungen, angewendet. Für Schweizer Produzenten wäre es somit ein Wettbewerbsnachteil, müssten sie in ihre Stromkosten auch Netzkosten einrechnen.

Distanzunabhängigkeit

Distanzunabhängigkeit bedeutet, dass die Netznutzer derselben Netzebene die gleichen Nutzungsbedingungen haben, unabhängig davon, wo sie am Netz angeschlossen sind. Die zu tragenden Netzkosten sollen also nicht auf Basis von «Wegen und Distanzen», die der Strom von der Produktion zum Verbraucher zurücklegt, bemessen werden. Das Netz wird als Dienstleistung «jederzeitige Leistungs- und Spannungsbereitstellung am Anschlusspunkt» verstanden. Die Begründung für dieses Prinzip ist, ähnlich wie beim Ausspeiseprinzip, dass die Marktteilnahme diskriminierungsfrei erfolgen soll. Der entferntere Produzent soll gegenüber dem näher liegenden am Markt nicht diskriminiert werden. Die Stromkunden können den Strom unabhängig von der Distanz von der Einspeisung beziehen. Abgesehen von dieser Begründung wäre ein Pfadmodell praktisch nicht umsetzbar. Strombezug und -produktion

⁴ Im Rahmen des Mantelerlasses wurde beschlossen, zur Förderung des Zubaus von dezentraler erneuerbarer Erzeugung bei Anlagen mit einer Leistung über 50 kW ebenfalls ein Teil der Kosten für die Anschlussverstärkung dem Netz anzurechnen.

können physikalisch nicht zugeordnet werden. Strom wird nicht über einen Weg von A nach B verteilt. Das Stromnetz hat eine viel komplexere Funktionsweise. Es funktioniert nur in seiner Gesamtheit. Jeder Netznutzer, aber auch jede Netzebene oder jedes Quartier, ist ohne eigene aufwendige Ausgleichseinrichtung dauernd unausgeglichen. Über- oder Unterdeckung werden über die Gesamtheit der Nutzer ausgeglichen. Dazu braucht es zu jedem Zeitpunkt das gesamte Verteil- und Übertragungsnetz und seine Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung. Die zeitweise Deckung des Ausgleichs über eine private Batterie bedingt genauso die dauernde Betriebsbereitschaft und Funktionstüchtigkeit des gesamten Netzes. Das Netz verteilt also nicht nur den Strom, sondern liefert die Dienstleistung «dauernde Leistungs- und Spannungsbereitstellung nach Bedarf am Anschlusspunkt», unabhängig davon, woher der Strom zu jedem Zeitpunkt kommt. Die Notwendigkeit der dauernden Spannungs- und Leistungsbereitstellung wird dann offensichtlich, wenn man versucht, ein Arealnetz autark ohne Anbindung an das Verteilnetz zu betreiben.

Netzebenenmodell

Die Dienstleistung Netz ist als «dauernde Leistungs- und Spannungsbereitstellung am Anschlusspunkt» zu verstehen. Auf welcher Spannungs- bzw. Netzebenen dieser Anschlusspunkt liegt, bestimmt, in welcher «Granularität» diese Dienstleistung erbracht wird. Je höher die Netzebene (im Sinne von höherer Spannung), desto «grober» wird sie durch das Netz erbracht. Umso günstiger ist die Dienstleistung Netz für den Anschluss auf der höheren Netzebene. Im Gegenzug muss der Netznutzer die Spannung in die für ihn geeignete «feinere» Anwendungsspannung umwandeln. Die Wälzung der Netzkosten übernimmt die Aufgabe, die auf allen Netzebenen entstandenen Kosten den angeschlossenen Kundengruppen entsprechend dem Umfang der beanspruchten Dienstleistung «dauernde Leistungs- und Spannungsbereitstellung» zuzuweisen. Das bedeutet, dass Kunden auf der Netzebene 3 anteilig Kosten der Netzebene 3 sowie der vorliegenden Netzebenen 2 und 1 zu tragen haben, da diese Netzebenen für die Erbringung der Dienstleistung auf der Netzebene 3 verantwortlich sind, unabhängig davon ob zeitweise Energie von nachgelagerten Netzebenen zum Anschluss fließt. Der Einbezug der Energieflüsse von unten in ein Netzebenenmodell wäre möglich, wäre aber wieder ein Pfadmodell. Die heutigen regulatorischen Kostenwälzungsregeln⁵ basieren im Wesentlichen auf der Nettobezugsleistung. Sie ergeben Kosten auf den Bezüger-Netzebenen, die sich mit jeder ungeraden Netzebene verdoppeln. Sie bilden damit die Kostenentstehung relativ gut ab.

⁵ Die Kostenwälzung zwischen Bezüger auf der gleichen Netzebenen und Weitergabe an die Bezüger der tieferen Netzebenen erfolgt heute nach folgendem Schlüssel: 70% der Kosten der betreffenden und der höheren Netzebenen werden auf Basis des Verhältnisses der Nettobezugsleistung zwischen Ausspeisungen auf der Netzebene und Ausspeisung an die nächsttiefer Netzebene aufgeteilt, die anderen 30% der Kosten werden auf Basis des Verhältnisses der brutto verbrauchten Energiemenge hinter der Ausspeisung zu der hinter den tieferen Netzebenen aufgeteilt. Aktuell wird die Anpassung der Schlüssel auf 90% Nettobezugsleistung und 10% Betragsnettoverbrauch diskutiert.

3.3 Messgrößen der Kostentragung

Das Ziel ist es, geeignete Messgrößen für die Bemessung der Kostentragung zu finden, welche einen Anreiz geben, mit einem angepassten Verbrauchsverhalten die Netzausbaukosten zu reduzieren. Dies kommt einer gesetzlich geforderten verursachergerechten Kostentragung am nächsten⁶. Die verwendeten Messgrößen müssen mit vernünftigem Aufwand ermittelt werden können. In Frage kommen somit Bemessungsgrößen gemäss Tabelle 3, vorausgesetzt dass intelligente Messsysteme flächendeckend vorhanden sind und daher überall Lastgänge in 15-Minuten-Auflösung verfügbar sind.

Das Netznutzungsentgelt bzw. der Netznutzungstarif besteht schliesslich aus einer Kombination oder Auswahl dieser Bemessungsmöglichkeiten. Es müssen unter den vorhandenen Bemessungsmöglichkeiten diejenigen mit entsprechendem Gewicht gewählt werden, welche am besten die Einflussfaktoren der Kostenentstehung abbilden bzw. kostenreflexiv sind und damit Anreize zur Optimierung der Netzkosten geben, sowohl der nutzungsabhängigen wie auch der strukturabhängigen Kosten.

Mögliche Bemessungsgrösse	Anwendung
Bezugseinheit (Wohnung, Anlage)	Jede Bezugseinheit bildet eine Abrechnungseinheit, die beispielsweise mit einem Grundpreis pro Monat belastet werden kann.
Vereinbarte Bezugsleistung	Jeder Netzbezüger kann eine maximale Bezugsleistung mit dem Netzbetreiber vereinbaren. Der Grundpreis richtet sich nach der Höhe dieser vereinbarten Bezugsleistung. Festzulegen ist, was bei Überschreitung der vereinbarten Leistung passiert. Das könnte, wie beispielsweise in Italien, eine Abschaltung sein, oder die Verrechnung eines Malus.
Gemessene Bezugsleistung	Die Bezugsleistung wird mit einem intelligenten Messsystem als Lastgang in 15-Minuten-Auflösung erfasst. So lässt sich die Bezugsleistung zu jeder Viertelstunde ermitteln und beispielsweise die höchste Bezugsleistung innerhalb eines Zeitraums oder eines Zeitabschnitts wie Tag und Nacht verrechnen.
Gemessene Bezugsmenge	Die bezogene Energiemenge innerhalb eines Zeitraums wird erfasst. Es können auch Bezugsmengen innerhalb eines Zeitabschnitts wie Tag und Nacht in einem Zeitraum erfasst werden. Genauso können Bezugsmengen zu verschiedenen Bezugsleistungen in einem Zeitraum ermittelt werden, beispielsweise die Bezugsmenge mit bis zu 3 kW Leistung und die Bezugsmenge mit mehr als 3 kW Leistung.

Tabelle 3: Mögliche Bemessungsgrößen und Anwendung

⁶ Wie in der Kostenentstehungs-Analyse erläutert, sind viele verschiedene Faktoren Verursacher der Netzkosten, darunter auch die Gesellschaftsentwicklung, Naturereignisse wie Blitzeinschläge, oder Einspeiseleistungen, die keine Netzkosten zu tragen haben oder tragen können. Eine verursachergerechte Kostentragung bedeutet daher nicht, die Kosten den Verursachern der Kostenentstehung 1:1 zuzuordnen, sondern Bemessungsgrößen zu finden, welche den Nutzungsgrad unter allen kostentragenden Netzbezügern repräsentativ abbilden. Aus diesem Grund müssen die Faktoren der Kostenentstehung von den Bemessungsgrößen der Kostentragung getrennt betrachtet werden.

Die Kostenreflexivität wurde in einer aktuellen BFE-Studie⁷ untersucht. Die Kostenreflexivität wurde anhand einer differentiellen Betrachtung ermittelt. Dabei geht man vom bestehenden Netz gemäss bestehender Struktur und Dimensionierung aus und ermittelt, wie stark sich die Kosten des Netzes im Verhältnis zur Veränderung der entsprechenden Messgrösse verhalten.

Zur in der BFE-Studie verwendeten Methodik sind hier zwei Anmerkungen zu machen, welche die Gültigkeit der Studienresultate zumindest begrenzen. Erstens: Zur Neudimensionierung des Netzes wird gedanklich nicht das bestehende Netz erweitert. Es wird vielmehr mit der neuen Dimensionierung neu gebaut. Auf diese Weise kann das neue Netz kostengünstiger gebaut werden, als wenn das Netz inkrementell ausgebaut wird. Die untersuchten Kostenanteile werden dadurch im Vergleich zur Realität systematisch unterschätzt. Konkrete Untersuchungen an realen Werten von zwei unserer Mitglieder zeigen, dass die Kostenreflexivität der bezogenen Leistungen um den Faktor 3 – 4 höher ist als der in der Studie ausgewiesene Wert.

Zweitens: Der Kostenanteil, der sich zu den betrachteten Messgrössen nicht reflexiv verhält, wird in der Studie ohne Reflexivitätsbetrachtung kurzerhand den strukturellen Kosten zugeschrieben. Diese seien durch die Netztopologie bzw. durch die Lage der Anschlusspunkte sowohl von Strombezügler als auch von Erzeuger bestimmt. Diese Kosten seien also beeinflusst durch Faktoren wie Siedlungsstruktur und damit abhängig von der längerfristigen Ausbauplanung und Dimensionierung der Anlagen. Diese Interpretation ist methodisch falsch. Mathematisch untersucht die Studie die partiellen Ableitungen bezüglich den untersuchten Parametern Leistung und Energie im gewählten Arbeitspunkt, dem bestehenden Netz. Die Schlussfolgerung, dass die Extrapolation bis zu Null dann strukturelle Fixkosten ergebe, darf so nicht gemacht werden.

Die Reflexivitätsbetrachtung der Studie ist unseres Erachtens darum nicht abschliessend. Einzig zum Einfluss der beiden Messgrössen Höchstlast und transportierte Strommenge werden auf Basis der Reflexivitätsanalyse Aussagen gemacht. Das Ergebnis ist in Tabelle 4 zusammengefasst:

Einflussfaktor / Messgrösse	Kostenreflexivität
Höchstlast	20-30%
Transportierte Strommenge	0-10%

Tabelle 4: In BFE-Studie⁷ untersuchte Kostenreflexivitäten des bestehenden Netzes

Die Bezugsleistung beeinflusst die Kosten also etwa dreimal mehr als die Bezugsmenge. Die Wahl, welche Messgrösse mit welchem Anteil in den Netznutzungsentgelten verwendet wird, hängt davon ab, welche Ziele man mit der Tarifierung erreichen will. Will man die Anreize für die Netzkostenoptimierung, d.h. für die Minimierung des nötigen Netzausbaus, möglichst gut abbilden, so würde sich wohl folgende Bemessung ergeben:

⁷ «Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie», BFE / Consentec et. al., 2021, Bern

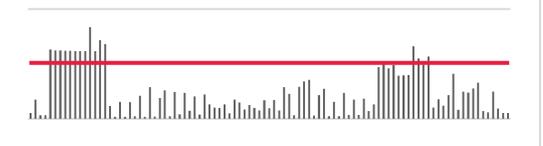
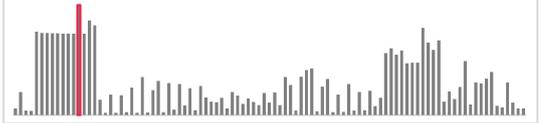
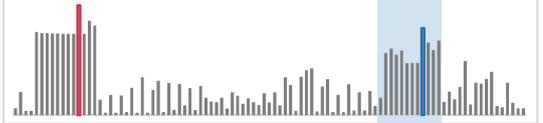
Messgrösse	Anteil an Netzkosten	Kostenreflexivität
Anschluss an das Verteilnetz	20%	Entspricht in etwa der heutigen Anrechnung
Netzanschlussbeitrag Anschluss [pauschal / nach Aufwand]	50%	Effektive Kosten der Netzan-schlüsse
Netzkostenbeitrag Anschluss [CHF/vereinbarte kVA]	50%	Gemäss Branchenempfehlung NA/RR-CH bzw. WEG
Netznutzung	80%	Entspricht in etwa der heutigen Anrechnung
Grundpreis je Bezugseinheit [CHF/Einheit]	0-20%	Effektive Kosten für Messung und Administration
Preis abhängig von der Bezugsleistung [CHF/kW]	60-75%	Übrige Netzkosten im Verhältnis 30:10 der reflexiven Messgrössen gemäss BFE-Studie
Preis abhängig von der bezogenen Strommenge [Rp./kWh]	20-25%	

Tabelle 5: Mögliche Gewichtung der Bemessungsgrössen

Die Bepreisung in Abhängigkeit der Bezugsleistung wie auch der bezogenen Strommenge kann sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Es können auch verschiedene Varianten kombiniert werden. Für die Wahl der richtigen Variante bzw. der richtigen Kombination mehrerer Varianten sollten folgende Faktoren beachtet werden:

- Wirkung des gewünschten Verhaltensanreizes
- Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand
- Nachvollziehbarkeit durch den Kunden

Folgende Tarifierungsvarianten mit Einbezug der Leistung stehen mit den beschriebenen möglichen Bemessungsgrössen grundsätzlich zur Verfügung:

<p>1. Leistungsgrundpreis Fixer Betrag in Abhängigkeit der vereinbarten Bezugsleistung. Massnahme bei Überschreitung zu definieren (z.B. Bepreisung Überbezug gemäss Varianten 2-5).</p>	
<p>2. Leistungspreis Bepreisung des Leistungsmaximums in einem festgelegten Abrechnungsintervall (pro Tag, Woche, Monat, Jahr)</p>	
<p>3. Zeitabhängiger Leistungspreis Bepreisung des Leistungsmaximums zu unterschiedlichen Zeitabschnitten eines Abrechnungsintervalls (Hochlast- / Tieflastzeiten)</p>	

<p>4. Leistungsabhängiger Arbeitspreis Bepreisung der bezogenen Menge in Rp./kWh in Abhängigkeit der Bezugsleistung je Viertelstunde (z.B. höherer Preis bei Bezug höher als vereinbarte Leistung gemäss Variante 1).</p>	
<p>5. Leistungs- und zeitabhängiger Arbeitspreis Bepreisung der bezogenen Menge in Rp./kWh in Abhängigkeit der Bezugsleistung und des Bezugszeitpunkts (Hochlast- / Tieflastzeiten).</p>	
<p>6. Dynamische Preise: Zeit- und Leistungsabhängigkeiten der Leistungspreise können dynamisch auf Basis vom Netzzustand (Auslastung, Spannung) angepasst werden.</p>	

Tabelle 6: Varianten der Leistungsbemessung in den Tarifen

Eine abschliessende Beurteilung ist nur schwierig machbar. Vielmehr sollte die Wirkung anhand von Pilotprojekten durch die Netzbetreiber erprobt und entsprechend justiert werden können. Ihnen sollte dafür auch genügend regulatorischer Freiraum zugestanden werden.

Leistungspreis vs. Energieeffizienz

Gemäss Gesetz müssen die Netznutzungsentgelte auch einer effizienten Elektrizitätsanwendung Rechnung tragen. Entgegen der Vorstellung, dass dies zwingend eine mengenabhängige Bepreisung in Rp./kWh bedingt, was tatsächlich auch regulatorisch in StromVV Art. 18 mit einem Anteil von 70% so für die Basiskundengruppe vorgeschrieben ist, haben Pilotprojekte unserer Mitglieder gezeigt, dass auch leistungsabhängige Netznutzungsentgelte die Energieeffizienz verbessern, mitunter sogar stärker als mit mengenbezogener Bepreisung. Dies lässt sich dadurch erklären, dass je nach Tarifierungsvariante der Kunde sich wesentlich mehr mit dem Verbrauchsverhalten auseinandersetzt und dadurch sein Verhalten generell optimiert, also auch betreffend Bezugsmenge und Energieeffizienz.

Jahreshöchstlast Netz vs. individuelle Leistungsoptimierung

Um die Gesamtlast im Netz zu optimieren ist es nötig, dass die Netzlast dauernd und nachhaltig optimiert wird. Die Betrachtung und Zuteilung der Kosten allein aufgrund der Jahreshöchstlast ist weder gerecht noch zielführend. Die Netzbelastung erfolgt nämlich nicht nur zum einen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, sondern an sehr vielen sehr ähnlichen Höchstlasten zu unterschiedlichen Zeitpunkten, zu denen andere Konstellationen von Netznutzern beitragen. Die Optimierung der einen Jahreshöchstlast hat damit nicht zur Folge, dass die anderen Höchstlasten ebenfalls optimiert werden. Tarife, die das individuelle Verhalten bepreisen, allenfalls durch unterschiedliche Preise je nach Hochlastzeit (Peak Pricing) oder variabel aufgrund der aktuellen Netzlast als dynamische Tarife, optimieren somit die Gesamtlast am bes-

ten. Die Bepreisung ist darüber hinaus für den einzelnen Netznutzer nachvollziehbar und verbessert so die Wirkung der Tarifierung. Ausserdem ist die Bepreisung der individuellen Leistungsbeanspruchung wesentlich einfacher umsetzbar als eine Bepreisung nach der Jahreshöchstlast.

Nutzung von Flexibilitäten zur Netzkostenoptimierung

Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten soll eine Reduktion des nötigen Netzausbaus und damit der Netzkosten bewirken. Die Wirkung der netzdienlichen Flexibilität auf die Netzkosten ist auf den Teil beschränkt, der lokal am jeweiligen Netzpunkt erbracht werden kann und nachhaltig abgerufen werden kann. Die grösste Wirkung auf ein netzkostenoptimiertes Flexibilitätsverhalten dürften sinnvolle Tarife haben. Sie werden vom Netzbetreiber langfristig geplant und adressieren alle Netzkunden. Die Verhaltensanpassung durch Tarifierungen wird Demand Response bezeichnet. Einfluss nehmen können die Strombezüger auf ihr Verhalten entsprechend der anreizgebenden Tarifkomponente wie folgt:

- Auf den **Leistungsbezug** durch Reduktion der gleichzeitigen Last (z.B. Das Elektroauto über eine längere Zeit langsam laden)
- Auf den **zeitlichen Bezug** durch Verschiebung des Bezugs auf eine günstigere Zeit
- Auf den **Leistungsbezug und die Bezugsmenge** durch Reduktion des Gesamtbezugs.

Über das intelligente Messsystem oder über ein privates Lastmanagement im Haus kann der Kunde die entsprechende, auf die Tarife abgestimmte und optimierte Steuerung der wichtigsten steuerbaren Anwendungen im Haus automatisieren. Alternativ kann er die Steuerung dem Netzbetreiber überlassen, sofern er sie nicht Dritten für einen anderen Nutzen veräussert. Er erhält eine Entschädigung für die Flexibilitätsnutzung. Diese Entschädigung sollte sachgerecht den Mehrwert der Flexibilitätsnutzung abbilden. Im Gegensatz zu anderen Flexibilitätsmärkten, wie beispielsweise dem Regelenergiemarkt, dient nur der Anteil der Netzkostenoptimierung, der lokal und nachhaltig verfügbar ist. Durch eine Opt-Out-Regelung, mit welcher der Netzbetreiber Flexibilitäten zur Optimierung bis auf Widerruf durch den Kunden nutzen darf, würde vermieden, dass lokale Flexibilität ungenutzt brach liegt.

4. Zusammenfassung und Fazit

Netzkosten entstehen, weil Netzanlagen dauernd ausgebaut, ersetzt, gewartet, unterhalten und betrieben werden müssen. Zudem entstehen Kosten für die Verwaltung der Netze und der Netzkunden. Netzanlagen sind teuer und leben vergleichsweise lange, im Durchschnitt rund 40 Jahre. Das bedeutet, dass die Anlagen, die heute gebaut werden, auch die Anforderungen der nächsten 40 Jahre erfüllen müssen. Mit den Veränderungen des Stromsystems durch dezentrale Einspeisungen, Elektrifizierung des Verkehrs und der fossilen Heizungen ist neben der stetigen Erneuerung und Verstärkung der bestehenden Anlagen auch ein Netzausbau und damit zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur nötig. Dieser Ausbau muss heute angegangen werden. Dies bedingt einen langfristigen Planungshorizont und Investitionsanreize durch eine angemessene Kapitalrendite für die Sicherstellung von genügend langfristig verfügbarem Kapital.

Stromkunden mit ihrem Verbrauchsverhalten können und müssen zur Sicherung der Versorgungssicherheit und zur Kostenoptimierung miteinbezogen werden. Die Netztarifierung sollte in erster Linie die Anreize für ein netzkostenoptimierendes und damit netzausbauminimierendes Bezugsverhalten schaffen. Ein Grossteil der Kostenentstehung kann nicht direkt den Kunden zugeordnet werden. Die Grundprinzipien der Kostentragung sind das geltende Netznutzungsmodell mit ausspeiseseitiger Kostentragung und die Distanzunabhängigkeit. Diese Prinzipien sind für die Diskriminierungsfreiheit im Strommarkt und wegen des Verständnisses «Netz als Dienstleistung für dauernde Leistungs- und Spannungsbereitstellung am Anschlusspunkt» sinnvoll und beizubehalten. Als Bemessungsgrössen der Netznutzung kommen das Vorhandensein und die vereinbarte Leistung einer Bezugseinheit, die gemessene Leistung und die gemessene Bezugsmenge je Bezugseinheit in Frage. Diese sollten in dem Masse in den Tarifen berücksichtigt werden, dass entsprechende Verhaltensanpassungen zur Netzkostenoptimierung erreicht werden. Die Wirkung kann noch ungenügend beurteilt werden. Sie sollte via Pilotprojekte analysiert werden. Der Leistungsbezug als wesentliche Messgrösse kann dabei auf verschiedene Weise in die Tarifierung einfließen. Wichtig bei der Wahl der Tarifkomponenten sind weitere Faktoren wie die Umsetzbarkeit und die Nachvollziehbarkeit durch den Kunden, damit dieser auf die Tarifanreize reagieren kann und eine Wirkung auf die Netzkostenoptimierung erreicht wird.

Zusätzlich zu den Netztarifen kann der Netzbetreiber Kunden-Flexibilitäten nutzen und vergüten. Sinnvolle Tarife ergeben direkt einen Anreiz für ein netzkostenoptimierendes Verhalten. Bedingungen und Vergütung für zusätzliche Steuerungen durch den Netzbetreiber sollten entsprechend dem Nutzen sein und die Netz-Tarifierung in der Anreizgebung unterstützen. Dazu braucht der Netzbetreiber genügend Freiraum für die Tarifgestaltung. Einspeisungen können nicht über Netztarife beeinflusst werden. Darum muss zudem die Möglichkeit bestehen, hohe nicht gleichzeitig nutzbare Einspeiseleistungen zu limitieren.

Zu den Autoren



Dr. Andreas Beer, Geschäftsführer

andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

Andreas Beer ist Geschäftsführer des Vereins Smart Grid Schweiz und Geschäftsführer der Alevor GmbH und als Dozent und Experte an Fachhochschulen tätig. Seine Expertise im Bereich Verteilnetz hat er unter anderem als Leiter Netz bei Repower und Mitglied in der VSE Netzwirtschaftskommission erarbeitet. Er hat an der ETH Zürich Elektrotechnik studiert und auf dem Gebiet der Leistungselektronik für die Stromübertragung promoviert.



Dr. Maurus Bachmann, Geschäftsführer

maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Maurus Bachmann bringt über 25 Jahre Erfahrung in Forschung und Entwicklung sowie aus der Telekommunikationsindustrie mit und ist Experte für Smart Grid und Digitalisierung. Bevor er 2011 die VSGS Geschäftsführung übernommen hat, leitete er bei Swissmem als Mitglied der Geschäftsleitung den Bereich Fachgruppen. Seit der Gründung der Swisseldex AG Anfang 2018 verantwortet er als Geschäftsführer und Projektleiter den Aufbau des Datahubs. Er hat an der ETH Zürich Physik studiert und auf dem Gebiet der integrierten Optik promoviert.

Verein Smart Grid Schweiz

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) bündelt und vertritt die Interessen der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz innerhalb der Branche und nach aussen. Im Umfeld der technologischen und gesellschaftlichen Entwicklungen ist der VSGS Ansprechpartner und Kompetenzzentrum für übergreifende Verteilnetzthemen. Er setzt sich dafür ein, dass die Entwicklung des Verteilnetzes vorausschauend, einheitlich, sicher, nachhaltig und nach gemeinsamen Standards erfolgt. Der VSGS unterstützt die digitale Transformation der Schweizer Verteilnetzlandschaft zur Nutzung branchenweiter Synergien. Der VSGS orientiert sich an der wirtschaftlich, gesellschaftlich und technisch optimalen Umsetzung des Verteilnetzes der Zukunft. Diesen Prozess gestaltet der VSGS offen, fair und transparent. Er lädt alle Stakeholder zu einer aktiven Beteiligung ein.

Kontakt

Geschäftsstelle VSGS

Dr. Maurus Bachmann, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 219 91 53
maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Dr. Andreas Beer, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 827 65 56
andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

info@smartgrid-schweiz.ch

www.smartgrid-schweiz.ch