

Überlegungen zur Ausgestaltung von Netzentgelten unter den Rahmenbedingungen der ökologischen Transformation des Energiesystems

Michael Böheim, Claudia Kettner

Abstract

Die Liberalisierung des Energiemarktes und die fortschreitende Elektrifizierung stellen die traditionelle Finanzierung und Struktur der Netzentgelte vor erhebliche Herausforderungen. Unter den Bedingungen einer dezentralen, erneuerbaren Stromerzeugung und der Netznutzung durch zahlreiche Prosumer ist das bisher bewährte überwiegend verbrauchsabhängige Umlageverfahren weder effizient noch fair. Dieses Working Paper bietet einen Überblick über die regulatorischen Rahmenbedingungen in Österreich und diskutiert unterschiedliche Optionen für eine Reform der Ausgestaltung der Netzentgelte unter den Gesichtspunkten ökonomische und ökologische Effizienz, Versorgungssicherheit sowie Leistbarkeit. Die Analyse zeigt, dass mengenbasierte Tarife zwar administrativ einfach sind, aber Lastspitzen und Steuerungsanreize nicht ausreichend abbilden; leistungsbasierte Tarife eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung und Lastglättung ermöglichen, dafür aber umfangreiche Messinfrastruktur erfordern; zeitabhängige (Time-of-Use) Tarife die Netzauslastung durch Tages-/Wochen-/Saisondifferenzierung verbessern; und dynamische Tarife durch kurzfristig und teils räumlich angepasste Preise präzise Signale liefern, jedoch technisch komplex sind und Akzeptanzrisiken bergen.

1. Einführung

Im Zuge der europäischen Energiemarktliberalisierung 2002 wurden die vormals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Netzgesellschaften einerseits und Vertriebsgesellschaften andererseits getrennt. Der früher einheitliche Energiepreis wurde in die drei Komponenten Netzentgelt, Energiepreis sowie Steuern und Abgaben aufgespalten.

Ziel der Liberalisierung war es, marktwirtschaftlichen Wettbewerb auf den Energiemärkten zu etablieren. Da die Netze aufgrund ihrer speziellen Kostenstruktur natürliche Monopole darstellen, macht es betriebswirtschaftlich keinen Sinn mehr als ein Netz in einem Versorgungsgebiet zu betreiben. So können mehrere Vertriebsgesellschaften das natürliche Monopolnetz nutzen, um unabhängig voneinander Energie an ihre Kunden zu liefern. Während Kunden ihren Energieanbieter auf dem liberalisierten Markt frei wählen können, bleiben sie an ihren Netzbetreiber gebunden. Somit sind die Kunden hinsichtlich der Netzentgelte reine Preisnehmer ohne Einfluss auf deren tatsächliche Höhe.

Damit allen interessierten Anbietern ein diskriminierungsfreier Zugang zum Energienetz gewährleistet wird, ist der Netzzugang reguliert. Dafür verantwortlich ist in Österreich die Energie-Control Austria (E-Control), deren vorgelagerte Regulierungskommission die Netztarife über Verordnung für jedes Netzgebiet (s. Abschnitt 2.2) auf der Basis einer Kostenprüfung individuell festlegt. Das hat zur Folge, dass es in Österreich keine bundesweit einheitlichen Netztarife gibt, sondern systemimmanent netzbetreiberspezifische Entgelte.

Die Netzentgelte variieren je nach Netzgebiet und Nutzer:innengruppe bzw. Netzebene. Mit fortschreitender Elektrifizierung erhöhen sich die Anforderungen an die Netzinfrastuktur, die massiv nach- und aufgerüstet werden muss, um den Umstieg von (fossiler) zentraler auf dezentrale (erneuerbare) Erzeugung

von Elektrizität bewältigen zu können. Durch den höheren Anteil erneuerbarer Energieträger ist zukünftig zudem von einem sinkenden Anteil des Arbeitspreises am Gesamtpreis auszugehen, sodass *ceteris paribus* Netzkosten einen immer größeren Anteil an den Stromkosten für Verbraucher:innen darstellen werden.

Bisher wurde der Netzausbau wesentlich durch die Endkunden gemäß ihren am tatsächlichen Verbrauch bemessenen Netzentgelte finanziert. Dieses Umlageverfahren stößt nunmehr zunehmend an seine Grenzen, nicht zuletzt, weil immer mehr Haushalte und Unternehmen als Prosumer agieren (werden), also Elektrizität nicht nur konsumieren, sondern auch mittels PV-Anlage erzeugen und in das Stromnetz einspeisen werden. Dadurch beziehen immer mehr Endkunden nur mehr einen geringen Teil der Elektrizität über das Netz und belasten gleichzeitig vor allem zu Spitzenzeiten das Netz durch die Einspeisung von selbst erzeugter, aber nicht selbst verbrauchter Energie, ohne bisher dafür für die Netznutzung einen nennenswerten Beitrag zu Spitzenzeiten zu leisten. Insbesondere kann das bisherige Umlagemodell unter den Rahmenbedingungen der ökologischen Transformation des Energiesystems zu sozialen Schieflagen führen, weil vulnerable Gruppen (für die die Anschaffung einer PV-Anlage aus finanziellen und/oder rechtlichen Gründen nicht möglich ist) nicht von den Vorteilen der Eigenenergieerzeugung profitieren können, aber die Nachteile über *ceteris paribus* steigende Netzentgelte voll zu tragen hätten (Haubiz et al., 2025).

Nachfolgend wird vor diesem Hintergrund in Grundzügen dargestellt, wie die Gestaltung der Netzentgelte dazu beitragen kann, die mitunter konfligierenden Ziele ökologische Transformation des Energiesystems, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit miteinander weitestgehend in Einklang zu bringen, indem die Zielkonflikte („trade-offs“) abgemildert werden.

2. Definition und rechtlicher Rahmen

2.1 Definition

Netzentgelte sind Kosten, die für die Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze anfallen. Im (bisher in Österreich angewandten) Umlageverfahren werden diese Kosten zur Deckung der Ausgaben für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netzinfrastuktur von allen Energiekunden getragen. Sie unterscheiden sich grundlegend von den reinen Energiepreisen, die am Markt gebildet werden, sowie von Steuern und Umlagen, die von der öffentlichen Hand festgelegt und „on top“ erhoben werden. Netzbetreiber müssen sich direkt aus den Einnahmen der Netzentgelte finanzieren, um die laufenden Betriebskosten zu decken und notwendige Investitionen in die Infrastruktur vorzunehmen (Kaczmarczyk & Krebs, 2025).

2.2 Europäischer Rechtsrahmen

Die Netzentgelte werden in der Europäischen Union durch die Richtlinie (EU) 2019/944 zum Strombinnenmarkt geregelt. Sie legt fest, dass die Entgelte kostenorientiert ausgestaltet sein müssen und somit die tatsächlichen Aufwendungen für den Bau, Betrieb und die Erhaltung der Netze widerspiegeln sollen. Die Richtlinie verlangt zudem Transparenz und Nichtdiskriminierung, um sicherzustellen, dass alle Nutzer:innen gleichermaßen behandelt werden und die Berechnungsgrundlagen nachvollziehbar sind. Zudem hebt sie hervor, wie wichtig Effizienzanreize sind. Netzgebühren sollten nicht nur die aktuellen Kosten abdecken, sondern auch netzdienliches Verhalten fördern, etwa durch die Reduzierung von Lastspitzen oder die Unterstützung von Investitionen in dezentrale Einspeisung. Um zu verhindern, dass es zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen unterschiedlichen Erzeugungs- oder Verbrauchstechnologien kommt, wird außerdem die technologische Neutralität gefordert. Die Richtlinie verlangt die

Implementierung intelligenter Messsysteme, die eine differenzierte und flexiblere Tarifgestaltung ermöglichen (Buhl et al., 2025; Directive (EU) 2019/944).

2.3 Struktur der Netzentgelte in Österreich

In Österreich ist die E-Control für die Regulierung der Energienetze und damit für die regulatorisch determinierten Netzentgelte zuständig. Bisher war die einschlägige Rechtsgrundlage das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) aus dem Jahr 2010 (BGBl. I Nr. 110/2010 i.d.g.F.), das im Jahr 2026 durch das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) abgelöst wurde. Grundsätzlich werden die von den Netzbetreibern eingereichten Kosten von der E-Control einer Überprüfung unterzogen und auf Grundlage der anerkannten Kosten die Netzentgelte per Verordnung durch die Regulierungskommission der E-Control verfügt (E-Control, 2021).

Die gegenwärtige Struktur der Netzentgelte in Österreich setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, deren Kosten variieren, je nachdem, welche Rolle der Netzbewerber:innen spielt (Abbildung 1).

Abbildung 1: Aktuelle Netzentgeltstruktur in Österreich

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer					Entnehmer		

Quelle: E-Control (2021).

Die Anschlussentgelte umfassen das Netzzutrittsentgelt für die erstmalige Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses sowie das Netzbereitstellungsentgelt, das pauschal für erforderliche Netzausbauten erhoben wird. Das

Netznutzungsentgelt setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: einer leistungsabhängigen Komponente, die auf der maximal beanspruchten Leistung (kW) basiert, und einer arbeitsabhängigen Komponente, die den tatsächlichen Energieverbrauch (in Kilowattstunden) berücksichtigt. Zusätzlich werden die Kosten für physikalische Verluste im Netz über das Netzverlustentgelt abgedeckt. Mit dem Systemdienstleistungsentgelt werden Aufgaben wie Frequenzhaltung und Regelenergie finanziert, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Außerdem sind das Entgelt für Zähleinrichtungen und weitere Kosten zu berücksichtigen, wie zum Beispiel für zusätzliche Services oder Mahnungen. Entnehmer:innen tragen grundsätzlich alle Komponenten, während Einspeiser sich nur an bestimmten Entgeltarten beteiligen (E-Control, 2021).

Wie in zahlreichen anderen europäischen Ländern variieren die Netzentgelte auch in Österreich regional, da die Kosten für den Bau, den Betrieb und die Wartung der Netze je nach Standort unterschiedlich sind. Solche Unterschiede spiegeln strukturelle und geografische Aspekte wider, wie die Dichte der Nutzer:innen, die Distanz zu Erzeugungszentren, die Netzarchitektur sowie die Art der Infrastruktur, wie etwa das Vorherrschen von Freileitungen oder Erdkabel. Die regional variierenden Grenzkosten, die durch Kapazitätsengpässe oder Netzüberlastungen entstehen, wirken sich ebenfalls auf die Höhe der Entgelte aus. Regionale Differenzierungen sollen demnach den Verbraucher:innen lokale Preissignale nahebringen, die auf die tatsächliche Auslastung und Effizienz des Netzes hinweisen.

Österreich hat eine gesetzliche Regelung zur regionalen Differenzierung der Netzentgelte implementiert, die dem Prinzip der Kostenwahrheit folgt. Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018 i.d.g.F 2025) legt die genaue Bestimmung und Abrechnung der Entgelte gemäß den gesetzlichen Grundlagen (bis 2025: EIWOG; ab 2026: EIWG) fest. Im Rahmen der so genannten

Kostenwälzung wird bestimmt, wie die Netzkosten auf die verschiedenen Netzebenen und einzelnen Netzbereiche verteilt werden. Diese Methode hat zur Folge, dass die Netzentgelte regional variieren, da die Kostenstrukturen und Investitionsbedarfe der Netzbetreiber voneinander abweichen. So werden etwa bei den Übertragungsnetzen unterschiedliche Kostenanteile berücksichtigt, darunter 37% für Österreich, 20% für Tirol und 55% für Vorarlberg (§ 3 Abs. 1 SNE-V). Die Kostenweitergabe im Verteilnetz erfolgt ebenfalls entlang der Netzebenen an die Endverbraucher, was zu regionalen Differenzen bei den Stromnetzentgelten führt. Dieses System gewährleistet, dass die Netznutzungsentgelte mit den tatsächlichen betrieblichen und infrastrukturellen Gegebenheiten der jeweiligen Netzregion übereinstimmen und somit eine regionalisierte, kostenreflektierende Tarifstruktur bieten (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 - Bundesrecht Konsolidiert, Fassung Vom 01.01.2026, n.d.).

In Österreich betragen die Netzgebühren ungefähr ein Drittel der Stromrechnung eines durchschnittlichen Haushalts. Für große oder energieintensive Unternehmen fällt der Anteil hingegen geringer aus, da sie an höheren Netzebenen angeschlossen sind und somit weniger Netzkosten tragen müssen (Kreidelmeyer, S., et al., 2025).

3. Grundprinzipien der Tarifgestaltung

Indem Netztarife Preissignale generieren, bestimmen sie maßgeblich das Verhalten von Verbraucher:innen mit und beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit von Gewerbe und Industrie. Die regulatorische Festsetzung der Netzentgelte muss deshalb mit Blick auf Prinzipien gestaltet werden, die Versorgungssicherheit, ökonomische Effizienz und Verteilungsgerechtigkeit sicherstellen. Allfällige Konflikte („trade offs“) zwischen diesen Zielen bedürfen einer angemessenen

Adressierung durch die Regulierungsbehörde (Hofmann et al., 2025; Verhaeghe, 2016).

Ergänzend zur Richtlinie (EU) 2019/944 wurden von der europäischen Regulierungsagentur ACER und dem Zusammenschluss der nationalen Regulierungsbehörden CEER zehn Leitprinzipien für eine gute Tarifgestaltung entwickelt (ACER, 2025; CEER, 2020):

1. Kostendeckung
2. Verursachungsgerechtigkeit
3. Nichtdiskriminierung
4. Effizienzorientierung
5. Transparenz
6. Stabilität
7. Technologische Neutralität
8. Vorhersehbarkeit
9. Kohärenz mit anderen Politiken
10. Anreizkompatibilität für neue Technologien (Innovation)

Obgleich diese Leitlinien keine rechtliche Bindung entfalten, stellen sie für die nationalen Regulierungsbehörden einen wichtigen Maßstab dar, um ihre Entscheidungen am europäischen Rahmen koordinierend auszurichten (ACER, 2025; CEER, 2020).

Die folgenden Unterabschnitte vertiefen drei zentrale Prinzipien, die die Ausgestaltung regulierter Netztarife hauptsächlich leiten: Kostenorientierung (3.1), Verursachungsgerechtigkeit (3.2) und Effizienz- und Anreizkompatibilität (3.3).

3.1 Kostenorientierung

Die Kostenorientierung stellt ein fundamentales Prinzip der ökonomisch rationalen Tarifgestaltung dar. Netzentgelte sollen demnach die tatsächlichen Kosten widerspiegeln, die durch Nutzer:innen im System verursacht werden („cost reflectiveness“). Dies bedeutet, dass Fixkosten wie die für Investitionen oder Wartung langfristig durch Grundentgelte gedeckt werden, während variable Kosten wie Verluste, Engpässe oder kurzfristige Netzmaßnahmen möglichst verursachergerecht über leistungs- oder lastabhängige Komponenten zugeordnet werden. Dadurch werden falsche Preissignale verhindert, die ökonomische Effizienz gesteigert und Quersubventionen unter den Nutzer:innengruppen verringert. Tarife, die den tatsächlichen Nutzungskosten entsprechen, sind entscheidend für eine bessere Ressourcenallokation und eine höhere Effizienz im Netzbetrieb (Borenstein et al., 2002).

3.2 Verursachungsgerechtigkeit

Das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit ergänzt die Kostenorientierung, indem es fordert, dass jene Nutzer:innen, die Netzkapazitäten stärker oder zu kostenintensiven Zeiten („peak“) beanspruchen, auch entsprechend höhere Entgelte zu entrichten haben. Ein Haushalt mit hohen simultanen Lastspitzen verursacht beispielsweise höhere Dimensionierungs- und Betriebskosten pro Kilowattstunde (kWh), während ein Industrieunternehmen mit stabiler Grundlast das Netz entlastet und geringere relative Kosten pro Kilowattstunde verursacht. Deshalb widerspricht das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit jenen Tarifen, die sich ausschließlich auf Verbrauchsmengen stützen. An der Verursachergerechtigkeit orientierte Entgelte sollen nach Leistung, Zeit oder Ort unterschieden werden (ACER, 2025).

3.3 Effizienz- und Anreizkompatibilität

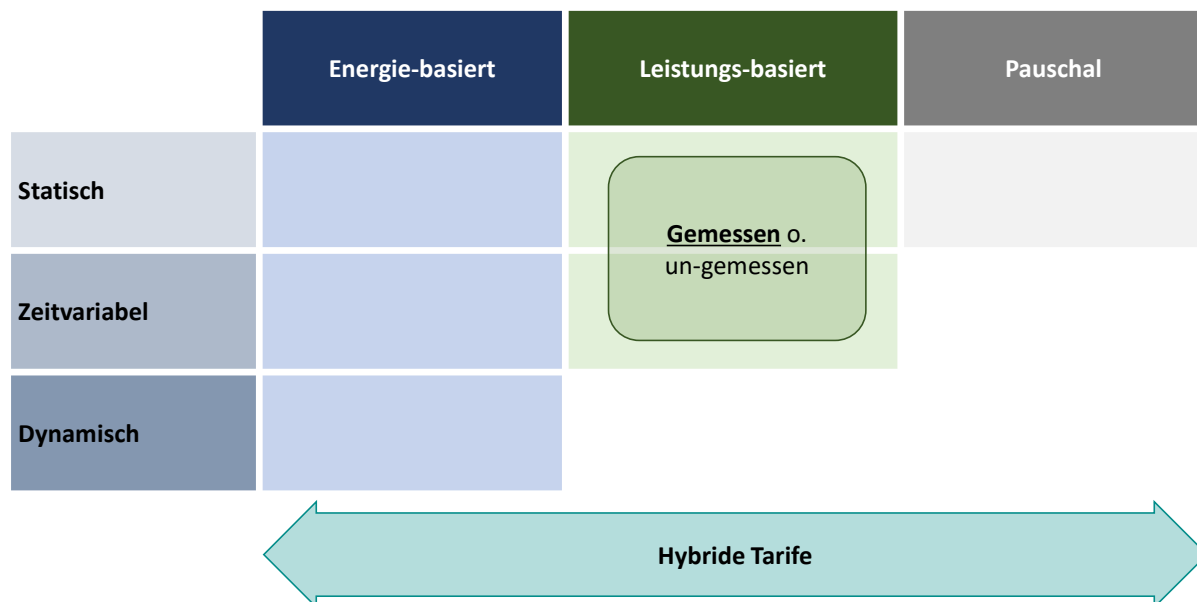
Ein faires Tarifsysteem soll nicht nur die gerechte Verteilung der Kosten auf die verschiedenen Nutzergruppen widerspiegeln, sondern auch auf zielgerichtetes Verhalten hinwirken. Dies umfasst Anreize zur Netzoptimierung, wie etwa durch Lastverschiebung oder erhöhten Eigenverbrauch, sowie zur Vermeidung zusätzlicher Investitionen, die bloß zur Abdeckung von Spitzenverbräuchen notwendig werden, indem Spitzenlasten gekappt werden („Peak Shaving“) und verstärkt in die Nutzung von Speichern investiert wird.

Außerdem sollte die Festlegung der Tarife ohne Bevorzugung auf bestimmte Technologien erfolgen („Technologieneutralität“), damit nicht spezifische Gruppen von Verbraucher:innen, wie etwa diejenigen, die Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen oder Elektrofahrzeuge nutzen (können), systematisch benachteiligt werden. Vor allem zeitvariable Tarife, wie Peak- und Off-Peak-Modelle, können kurzfristige Netzengepässe verringern, ohne dass zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur notwendig sind. Auch Grundpreise, die sich an der Leistung orientieren, wirken sich auf die Verteuerung von Lastspitzen aus und fördern somit Investitionen in Flexibilitätsoptionen (ACER, 2025).

4. Tarifmodelle im Überblick

Ökonomisch relevant ist nicht nur das Niveau der Entgelte, sondern vor allem deren Struktur. Im Wesentlichen können Tarife leistungsabhängig oder zeitabhängig gestaltet werden. Pauschaltarife ohne Anreize zur Flexibilität werden als ineffizient und innovationshemmend angesehen (CEER, 2021). In der Praxis werden zumeist energie- und leistungsabhängige Elemente kombiniert (Abbildung 2). Darüber hinaus können die Tarife statisch, zeitvariabel (mit fixen Zeitfenstern) oder dynamisch gestaltet sein.

Abbildung 2. Generelle Optionen für die Gestaltung von Netztarifen



Quelle: WIFO-Abbildung.

4.1 Mengenbasierte Tarife

Die am weitesten verbreitete Form der Netzentgelte sind mengenbasierte Tarife. Ihr alleiniger Maßstab ist der Stromverbrauch in Kilowattstunden (kWh). Dieses Modell ist vorteilhaft, weil es leicht verständlich und administrativ einfach handhabbar ist. Es erfordert keine gesonderte Erhebung von Lastprofilen, und vergleichbare Verbräuche führen zu einer gleichmäßigen Belastung. Solche Tarife berücksichtigen allerdings nicht die tatsächliche Beanspruchung des Netzes, vor allem nicht in Form von Lastspitzen. Außerdem bieten sie keine Anreize für ein netzdienliches Verhalten (ACER, 2025).

In Österreich sind die Standardlastprofile für Haushalte (Netzebene 7) ausschließlich auf verbrauchsabhängige Nutzung ausgelegt. Somit besteht derzeit

keine Gelegenheit für Haushaltskunden, ihre monetäre Belastung durch Netzentgelte mit der tatsächlichen Netzbeanspruchung in Einklang zu bringen.

4.2 Leistungsbasierte Tarife

Die Berechnung der Netzentgelte bei leistungsbasierten (auch: kapazitätsbasierten) Tarifen erfolgt nicht auf Grundlage des Energieverbrauchs, sondern berücksichtigt die maximale Leistungsanforderung (in Kilowatt, kW) der Nutzer:innen. Leistungsorientierte Modelle schaffen – sofern sie auf der tatsächlich gemessenen Anschlussleistung basieren – einen stärkeren Zusammenhang zur Dimensionierung des Netzes, da Investitionen vor allem von Spitzenlasten und nicht vom Jahresverbrauch abhängen. Zu den Vorteilen gehören eine höhere Kostenwahrheit bei der Netzauslegung, eindeutige Anreize zur Glättung von Lastprofilen („peak shaving“) sowie eine fairere Kostenverteilung bei gleichmäßiger Nutzung. Gleichzeitig entstehen jedoch auch Nachteile: Für die Umsetzung ist eine effektive Messinfrastruktur wie Smart Meter notwendig, wobei in Österreich bereits mit Ende 2024 97% der Haushalte umgestellt wurden (ACER, 2025; Bobadilla et al., 2025; E-Control, 2025).

In Schweden beispielsweise sieht eine neue Regelung vor, dass ab 2027 alle Netzbetreiber eine gemessene leistungsbasierte Komponente („Power Fee“) in ihre Tarife aufnehmen müssen. Diese richtet sich an die langfristigen Kosten und soll Kunden dazu anregen, ihre Netznutzung zu optimieren, vor allem während Spitzenlastzeiten (Bobadilla et al., 2025).

4.3 Zeitabhängige Tarife

4.3.1 Zeitvariabel strukturierte Tarife

Bei zeitvariabel strukturierten Tarifen (Time-of-Use-(ToU-)Tarifen) werden im Voraus Zeitfenster festgelegt, in denen verschiedene Preise für die Netznutzung gelten. Typischerweise sind die Entgelte in Spitzenlastzeiten höher und in

Schwachlastzeiten niedriger. Mit dieser Tarifstruktur soll die Netzlast gleichmäßiger verteilt, Netzspitzen reduziert und die vorhandene Netzkapazität effizienter genutzt werden. Auf diese Weise können Investitionen in zusätzliche Netzverstärkungen, die hohe Kosten verursachen würden, vermieden werden (ACER, 2025).

ToU-Tarife sind in der europäischen Praxis weit verbreitet. Im Bereich der Verteilnetze nutzen 21 von 28 Mitgliedstaaten entsprechende Modelle, während im Bereich der Übertragungsnetze nur elf von 27 Ländern weniger häufig darauf zurückgreifen. Die Zeitfenster können auf verschiedene Weisen gestaltet werden. Neben einfachen Tag-/Nacht-Modellen (Peak-/Off-Peak) gibt es auch Unterscheidungen zwischen Wochentagen und Wochenenden sowie saisonale Varianten, bei denen etwa in den Wintermonaten (November bis März) höhere Preise als im Sommer gelten (ACER, 2025; Meese, 2018).

ToU-Tarife bieten den Vorteil, die Lastverschiebung zu fördern, indem sie Verbraucher:innen dazu anregen, ihren Stromverbrauch in günstigere Zeiträume zu verlagern. So können Netzüberlastungen verringert und die vorhandenen Kapazitäten effizienter verwendet werden. Dies führt auf lange Sicht auch zu einer Reduzierung der Kosten, da der Bedarf an kostspieligen Netzausbauarbeiten abnimmt. Dennoch sieht sich das Modell auch mit Herausforderungen konfrontiert. Um eine zeitabhängige Erfassung und Abrechnung zu ermöglichen, ist wie auch bei leistungsbasierten Tarifen eine umfassende Messinfrastruktur (Smart Meter) erforderlich. Außerdem wäre eine Vielzahl von verschiedenen Zeitfenstern mit ggf. unterschiedlichen Netztarifen für viele Verbraucher:innen nicht leicht zu erfassen. Schließlich ist auch die Akzeptanz begrenzt, da Haushaltskunden ohne flexible Lasten oft nur eingeschränkt auf Preissignale reagieren können. Intelligente Steuerungssysteme („smart home“) und Speicher können dabei Abhilfe schaffen, verursachen aber natürlich auch ihrerseits

wieder Anschaffungs-, Reparatur- und Wartungskosten (ACER, 2025; Meese, 2018).

Box 1. Beispiele für ToU-Tarife in Europa

In Spanien gibt es ein besonders differenziertes Modell für zeitvariable Netzentgelte. In diesem Zusammenhang wurde ein System mit unterschiedlichen Zeitfenstern etabliert, das Unterschiede nach Tageszeit, Wochentagen und Jahreszeiten berücksichtigt, und zwischen Groß- und Kleinverbrauchern unterscheidet. Die Zeitfenster unterscheiden sich dabei nach Region. Am Festland (Peninsula) werden für kleinere Verbraucher:innen (unter 15kW) werktags drei Perioden unterschieden: P1 (hoch/„punta“), 10:00–14:00 und 18:00–22:00; P2 (mittel/„llano“) 08:00–10:00, 14:00–18:00 und 22:00–24:00, und P3 (niedrig/„valle“) 00:00–08:00; das Wochenende und nationale Feiertage zählen vollständig zu P3. Für größere Verbraucher:innen, werden vier Jahreszeiten differenziert – auf dem Festland hoch (Januar, Februar, Juli, Dezember), mittel-hoch (März, November), mittel (Juni, August, September) und niedrig (April, Mai, Oktober). Zusätzlich wird nach Wochentag (Werktag vs. Wochenende und Feiertage) sowie Uhrzeit (sechs Zeitfenster) unterschieden. Das Ziel besteht darin, die Netznutzung effizienter zu machen und durch eindeutige Preissignale Lastverschiebungen zu fördern (ACER, 2025; 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, 2020).

Im Oktober 2024 implementierte Slowenien ebenfalls ein System mit zeitvariierenden Aspekten, das Tageszeit- und Saisonunterschiede miteinander vereint. Es werden zwei Jahreszeiten unterschieden: Hoch (Winter, November – Februar) und Niedrig (Sommer, März – Oktober). Innerhalb dieser Jahreszeiten werden jeweils fünf Zeitblöcke differenziert, die vom Wochentag (Arbeitstag vs. Wochenende / Feiertag) und der Uhrzeit abhängen. Während der Hochsaison sind an Werktagen während der Spitzenzeiten die Entgelte höher, während an Wochenenden und in Schwachlastzeiten niedrigere Preise gelten. Damit soll zum einen die Stabilität des Netzes gesteigert und zum anderen ein Anreiz für eine flexiblere Nutzung des Stromnetzes geschaffen werden (ACER, 2025).

Auf der Grundlage des (aktuell noch im Gesetzgebungsprozess befindlichen) EIWG bietet die E-Control ab 2026 auch in Österreich für den 6-monatigen Zeitraum April bis September im Zeitfenster von 10 Uhr bis 16 Uhr einen neuen reduzierten Sommer-Arbeitspreis (RSAP) vor. Die Netzentgelte werden in diesem Zeitfenster regulatorisch um 20 Prozent reduziert. Damit soll zusätzlicher Verbrauch in den Mittagsstunden incentiviert werden, wenn insbesondere PV-Anlagen viel Strom produzieren. Bisher wird dieser Strom oft nicht verbraucht, was die Ausgleichenergiekosten in die Höhe treibt.

4.3.2 Dynamische Tarife

Dynamische Stromtarife sind Modelle, die darauf abzielen, dass Verbraucher:innen ihren Energieverbrauch zeitlich so anpassen, dass sie Kosten sparen und gleichzeitig zur Netzstabilität beitragen. Sie basieren auf schwankenden Preisen, die sich nach Marktbedingungen oder der aktuellen Netzauslastung richten. Das zentrale Merkmal dynamischer Netztarife ist die Verbindung von zeitlicher und räumlicher Differenzierung. Je nach Uhrzeit und Netzregion unterscheiden sich die Netzentgelte. Bei Engpässen, Überlastungen oder schwankender Einspeisung können sie dynamisch angepasst werden. Zu den typischen Ausprägungen zählen „Critical Peak Pricing (CPP)“, bei dem während Belastungsspitzen besonders hohe Preise gelten, „Locational Tariffs“, die die regionalen Unterschiede einbeziehen, sowie „Dynamic Distribution Charges“, bei denen die Gebühren tages- oder monatsweise an die aktuelle Netzsituation angepasst werden. Diese Modelle bieten präzise Preissignale für die Netzsteuerung, die Möglichkeit, durch flexible Lastanpassungen erhebliche Kosten einzusparen, sowie die Schaffung einer Grundlage für zukünftige Flexibilitätsmärkte. Zugleich verlangen sie viel von der Automatisierungs- und Messtechnik. Ihre Kommunikation ist kompliziert und vor allem in Haushalten, die wenig

Steuerungsoptionen haben, kann es zu Problemen mit der Akzeptanz kommen (ACER, 2025; Meese, 2018).

5. Hauptaspekte einer fairen Gestaltung von Netzgebühren

5.1 Haushalte

Die Gestaltung der Netztarife kann auf Haushalte unterschiedliche Auswirkungen haben. Es ist zu beachten, dass nicht alle Haushalte auf Grund ihrer technischen Ausstattung in gleichem Maße auf komplexe oder dynamische Preisstrukturen reagieren (können). (Die wenigen verbleibenden) Haushalte, die noch keine moderne Technologie wie Smart Meter oder automatisierte Steuerungssysteme nutzen können, werden ihr Verbrauchsverhalten nur eingeschränkt ändern bzw. von einer Änderung profitieren können. Dies kann dazu führen, dass sie bei steigenden Netzentgelten trotz gesunkenem Verbrauch dennoch höhere Gesamtkosten haben. Vor allem Haushalte mit geringem Einkommen sind hiervon besonders betroffen.

Auf der anderen Seite eröffnen dynamische Tarife Chancen für Haushalte mit entsprechender technischer Ausstattung. Intelligente Steuerungssysteme können in Kombination mit Smart Metern über eine flexible Energienutzung den Stromverbrauch zeitlich anpassen und dadurch von niedrigeren Netzpreisen profitieren. Haushalte mit Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen könnten ebenfalls profitieren, wenn sie ihre Geräte gezielt während Zeiten geringer Netzauslastung verwenden. Wenn diese Option nicht genutzt wird, verursachen sie zusätzliche Belastungen des Netzes, was wiederum höhere Kosten nach sich ziehen kann (CEER, 2020). Das entspricht auch den Grundüberlegungen zu dem ab 2026 in Österreich in Aussicht gestellten reduzierten Sommer-Arbeitspreis (RSAP).

Mengenbasierte Tarife führen wie bereits angesprochen zu einer Verschiebung der Kosten zu jenen Verbrauchern, die nicht als Prosumer am Markt tätig werden können. Dieser Effekt kann durch leistungsbezogene Komponenten reduziert werden. Eine stärkere Beteiligung von Einspeisern an Netz- oder Zugriffskosten vermindert zudem Quersubventionen zwischen Kundengruppen und erhöht die Wahrnehmung von Fairness in der Tarifstruktur (Burger et al., 2018; Gunkel et al., 2023).

Vor dem Hintergrund der Energiepreiskrise hat eine sozial gerechte Gestaltung der Klima- und Energiewende an Bedeutung gewonnen. In Bezug auf den Stromverbrauch wurden daher in der jüngeren Vergangenheit „Sozialtarife“ eingeführt. Dabei handelt es sich um vergünstigte Tarife, deren Ziel es ist, einkommensschwache Haushalte zu entlasten, indem deren Stromkosten durch niedrigere Preise subventioniert werden. Bei Energie-Sozialtarifen sollen die Ausgaben für Kunden aus einkommensschwachen Gruppen gezielt verringert werden. Sozialtarife, die im Gegensatz zu sogenannten „Spartarifen“, die ökologische Lenkungswirkungen anstreben, zielen ausdrücklich auf soziale Belange ab und sollen Energiearmut bekämpfen (Deutscher Bundestag, 2012).

Die europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG erlaubt den Mitgliedstaaten, ihrerseits Energieversorgern gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen aufzuerlegen, um den Schutz „schutzbedürftiger Kunden“, etwa einkommensschwacher Haushalte, sicherzustellen (Viesgo Infraestructuras Energéticas SL gegen Administración General del Estado u a, 2021). In mehreren europäischen Ländern sind solche Modelle bereits gesetzlich verankert.

In Österreich wurde im Zuge der Strommarktneuordnung erstmals ein bundesweiter Sozialtarif (§ 36 EIWG-Entwurf: „Gestützter Preis für begünstigte Haushalte“) politisch akkordiert. Dieser Sozialtarif bezieht sich allerdings bloß auf den

reinen Energiepreis, Netzkosten werden nicht berücksichtigt: Ab 2026 sollen einkommensschwache Haushalte für die ersten 2.900 kWh Strom lediglich 6 Cent (netto) pro kWh bezahlen. Bis zu einer Gesamtsumme von 50 Mio. € wird die Belastung der Finanzierung gesetzlich den EVU auferlegt, die pro abgerechneten begünstigten Haushalt eine Administrationspauschale erhalten.

Eine Deckelung der Netzgebühren sowie der Steuern und Abgabe für begünstigte Haushalte ist demgegenüber im ElWG nicht vorgesehen, sodass vulnerable Gruppen von einer Dynamisierung der Netzentgelte durch Fortschreibung des verbrauchsabhängigen Umlageverfahrens besonders nachteilig betroffen wären.

5.2 Industrie

Für industrielle Nutzer stellen die Netzentgelte einen maßgeblichen Kosten- und Wettbewerbsfaktor dar. Da sie für gewöhnlich an höheren Spannungsebenen des Netzes (Netzebenen 1, 3 und 5) angeschlossen sind, ziehen sie Nutzen aus dem so genannten Kostenkaskadenprinzip. Es sieht vor, dass nur die Nutzung der eigenen und der darüber liegenden Spannungsebenen vergütet wird. Dies führt dazu, dass die durchschnittlichen Netzgebühren für die Industrie niedriger sind als für Haushalte, die auf niedrigeren Ebenen einspeisen oder entnehmen (CEER, 2020).

Außerdem wird zu erörtern sein, ob die Industrie als Ganzes stärker in die Finanzierung der Netzinfrastuktur einbezogen werden sollte. Die zunehmende Relevanz von dezentraler Erzeugung und flexiblen Lasten führt zur naheliegenden Überlegung, dass eine Erweiterung der Netzgebühren auf industrielle Produzenten zu einer faireren Kostenverteilung beitragen könnte. Gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr von Marktverzerrungen, die die Wettbewerbsfähigkeit industrieller Standorte gefährden könnten. Es gilt Modelle zu entwickeln, die

Verteilungsgerechtigkeit und internationale Wettbewerbsfähigkeit in Einklang miteinander bringen (CEER, 2020).

5.3 Stromproduzenten

Auch Stromerzeuger sollten im Sinne der Fairness einen Beitrag zur Erhaltung und dem Ausbau der Netze leisten, konkret sollten sie insbesondere die unmittelbaren Anschlusskosten tragen sowie anteilige Netznutzungsentgelte in Übertragungs- und Verteilnetzen übernehmen (Lehmann et al., 2012). Darüber hinaus sind verursachergerechte Beiträge zu Redispatch und Engpassmanagement sowie zu Ausgleichs- und Bilanzierungskosten angemessen (van der Veen & Hakvoort, 2016). Orts- und zeitabhängige Tarife sowie leistungsbezogene Komponenten können dabei richtige Investitions- und Betriebsanreize zu setzen (Lehmann et al., 2012).

Risiken bestehen in möglichen Investitionshemmnissen für erneuerbare Energien bei zu hoher Belastung, in Doppelbelastungen mit bestehenden Umlagen und Steuern sowie in standortbedingten Wettbewerbsverzerrungen (Lehmann et al., 2012).

6. Fazit

Höhe und Struktur der Netzentgelte sind entscheidend für deren ökonomische, ökologische und soziale Wirkung. Pauschalen führen zu Verzerrungen und einer sozial ungerechten Lastenverteilung. Im Gegensatz dazu können differenzierte und verursachungsgerechte Tarife Investitionen fördern, Lastenverschiebungen unterstützen und vulnerable Kundengruppen entlasten. Die Ausgestaltung der Tarife sollte v.a. von den Prinzipien der Kostenorientierung, der Verursachungsgerechtigkeit sowie der Effizienz- und Anreizkompatibilität getragen sein.

Die Analyse unterschiedlicher Tarifmodelle für Netzentgelte hinsichtlich ihrer Effizienz, Kostenwahrheit und Steuerungswirkung führt zu folgenden Ergebnissen. Mengenbasierte Tarife, die ausschließlich auf dem Stromverbrauch beruhen, sind administrativ einfach, bilden jedoch die tatsächliche Netzbeanspruchung – insbesondere durch Lastspitzen – nicht ab und setzen keine Anreize zur Lastverschiebung. Leistungsbasierte Tarife orientieren sich demgegenüber an der maximalen Anschlussleistung und weisen einen engeren Zusammenhang zur netzseitigen Dimensionierung auf. Sie fördern eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung und die Glättung von Lastprofilen, erfordern jedoch eine umfassende Messinfrastruktur. Zeitabhängige Tarife, insbesondere Time-of-Use-Modelle, zielen auf eine effizientere Netzauslastung, indem Netzentgelte nach Tageszeiten, Wochentagen oder Saisons differenziert werden. Dynamische Tarife erweitern diesen Ansatz durch eine kurzfristige, teils räumliche Anpassung der Entgelte an die aktuelle Netz- und Marktsituation. Sie ermöglichen präzise Preissignale, sind jedoch technisch komplex und mit Akzeptanzrisiken verbunden.

7. Literatur

- ACER (2025). Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe. ACER report on network tariff practices. ACER.
- Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018—Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 01.01.2026. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107&FassungVom=2026-01-01> (retrieved 09/02/2026)
- Bobadilla, R., Swenman, M., & Wallnerström, C. (2025). The Swedish regulation on designing network tariffs for an efficient utilization of the power grid. CIREN 2025 Paper 257. <https://ei.se/ei-in-english/publications/publications/other/cired-2025-paper-257-the-swedish-regulation-on-designing-network-tariffs-for-an-efficient-utilization-of-the-power-grid> (retrieved 10/02/2026).
- Borenstein, S., Jaske, M., & Rosenfeld, A. (2002). Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets. <https://escholarship.org/uc/item/11w8d6m4> (retrieved 10/02/2026).
- Buhl, H. U., Eble, D., Pichlmeier, M., Bockhacker, T., & Schneider, M. (2025). Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 49(1), 40–71. <https://doi.org/10.1007/s12398-025-1314-8>.
- Burger, S. P., Schneider, I., Botterud, A., & Pérez-Arriaga, I. (2018). Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://www.jstor.org/stable/resrep34611> (retrieved 05/02/2026).
- CEER (2020). CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition Systems. <https://www.semanticscholar.org/paper/CEER-Paper-on-Electricity-Distribution-Tariffs-the/7ea3d221b3294f44ab683e8287fff9284ca8b18a> (retrieved 10/02/2026).
- CEER (2021). CEER 2022–2025 strategy: Empowering consumers for the energy transition (C21-SSG-06-05).
- 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, Pub. L. No. Circular 3/2020, BOE-A-2020-1066 6953 (2020). <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3> (retrieved 04/02/2026)
- Deutscher Bundestag (2012). Stromschulden und Stromsperrungen in Deutschland und anderen Ländern (WD 5 – 3000-151/12).
- Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.), EP, CONSIL, 158 OJ L (2019). <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj> (retrieved 09/02/2026)
- E-Control (2021). „TARIFE 2.1“ Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich—Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control). E-Control.
- E-Control (2025). Unsere Energie öffnet neue Wege. Bericht zu Einführung der intelligenten Messgeräte 2025.
- Gunkel, P. A., Bergaentzlé, C.-M., Keles, D., Scheller, F., & Jacobsen, H. K. (2023). Grid tariff designs to address electrification and their allocative impacts. *Utilities Policy*, 85, 101676. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101676>.
- Haubiz, W., Glockengießer, O., Kroger, B., Stangl, T., & Orasch, W. (2025). Eine Simulationsstudie von Österreichs Energie.
- Hofmann, M., Bjarghov, S., Sæle, H., & Lindberg, K. B. (2025). Grid tariff design and peak demand shaving: A comparative tariff analysis with simulated demand response. *Energy Policy*, 198, 114475. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114475>.

- Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2025). Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. IMK Study, No. 98.
- Kreidelmeyer, S., Breitenstein, J., & Muralter, F. (2025). Internationaler Strompreisvergleich—Einordnung und Handlungsempfehlungen zu Stromkosten der österreichischen Industrie. Prognos. <https://www.prognos.com/de/projekt/internationaler-strompreisvergleich> (retrieved 09/02/2026).
- Lehmann, P., Creutzig, F., Ehlers, M.-H., Friedrichsen, N., Heuson, C., Hirth, L., & Pietzcker, R. (2012). Carbon Lock-Out: Advancing Renewable Energy Policy in Europe. *Energies*, 5(2), 323–354. <https://doi.org/10.3390/en5020323>.
- Meese, J. (2018). Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen / Jan Meese [Bergische Universität Wuppertal]. <http://elekpub.bib.uni-wuppertal.de/ubwhsmig/3555934> (retrieved 09/02/2026).
- van der Veen, R. A. C., & Hakvoort, R. A. (2016). The electricity balancing market: Exploring the design challenge. *Utilities Policy*, 43, 186–194. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008>.
- Verhaeghe, C. (2016). Distribution charges: Review of experiences on tariff structure and new challenges. "Energy markets, policy and regulation: evolution and revolution" EPRG Spring Seminar, Cambridge.
- Viesgo Infraestructuras Energéticas SL gegen Administración General del Estado u a, Rechtssache C-683/19 (ECJ 14 October 2021). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:62019CJ0683> (retrieved 09/02/2026)