

FfE

Systemintegration
von Elektrofahrzeugen –
Stromlieferverträge mit
nicht-statischen Tarifen

FfE Grundlagenpapier 2022-04

2022

Impressum

Herausgeber:



Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0

info@ffe.de,
www.ffe.de

Grundlagenpapier aus dem Projekt Trade-EVs II
Trade of Renewable, Aggregated and Distributed Energy by Electric Vehicles

Veröffentlicht am:

13. April 2022

Autor:innen der FfE:

Valerie Ziemsky
Florian Biedenbach

Autor von Schweizer Legal:

Alexander Matzner

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:

01MV20006E

Inhalt

1. Einleitung	6
2. Anwendungsfälle im Projekt Trade-EVs II	7
2.1. Systematische Einordnung.....	8
2.2. Anwendungsfall „Strompreisoptimiertes Laden“	8
3. Rechtlicher Rahmen der Stromlieferung.....	9
3.1. Rechtsnatur von Stromlieferverträgen.....	9
3.2. Der Strompreis und seine Bestandteile	12
3.2.1. Netzentgelte.....	14
3.2.2. Messentgelte.....	19
3.2.3. Energiepreis (Beschaffung/ Vertrieb/ Marge).....	19
3.2.4. Staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP).....	20
3.3. Stromtarife.....	22
3.3.1. Begriff	22
3.3.2. Ausgestaltung von Stromtarifen (Tarifierung).....	22
3.3.3. Pauschale Stromtarife (Flatrates).....	24
3.3.4. Einteilige Tarife (Zählertarife)	24
3.3.5. Statische Stromtarife (Klassische Stromtarife)	25
3.3.6. Nicht-statische Stromtarife	27
4. Herausforderungen für den Markthochlauf von nicht-statischen Stromtarifen	34
4.1. Rechtliche und regulatorische Herausforderungen	34
4.2. Wirtschaftliche Herausforderungen.....	35
4.3. Technische Herausforderungen.....	36
4.4. Kommunikative Herausforderungen und Akzeptanz	37
5. Fazit.....	38
6. Literaturverzeichnis	39

Anmerkung: Da derzeit in Gesetzen und Verordnungen das generische Maskulin für Personen- und Funktionsbezeichnungen verwendet wird, greift auch dieses Grundlagenpapier darauf zurück und meint damit alle Geschlechter. Bei nicht gesetzlich definierten Personenbezeichnungen wird auf geschlechtergerechte Sprache geachtet.

Systemintegration von Elektrofahrzeugen

Stromlieferverträge mit nicht-statischen Tarifen

Valerie Ziemsky^{a*}, Florian Biedenbach^a, Alexander Matzner^b

1. Einleitung

Im Sommer 2021 hat die EU-Kommission eine Neuausrichtung von Wirtschaft und Gesellschaft vorgeschlagen, um die Klimaziele zu erreichen.¹ Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden. Geplant ist ein Emissionshandel für neue Sektoren und strengere Auflagen im Rahmen des bestehenden Emissionshandelssystems, eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, mehr Energieeffizienz, eine Reform der Steuerpolitik, Maßnahmen zur Prävention der Verlagerung von CO₂-Emissionen sowie eine schnellere Einführung emissionsarmer Verkehrsträger. Mittels strengeren CO₂-Emissionsnormen für Kraftfahrzeuge soll der Übergang zu einer emissionsfreien Mobilität beschleunigt werden.²

Im Juni 2021 wurde das Klimaschutzgesetz um eine stärkere Emissionsreduktion novelliert. Die neue Bundesregierung beabsichtigt, das KSG weiterzuentwickeln.

Im Frühjahr 2021 hat das Bundesverfassungsgericht Teile des Klimaschutzgesetzes (KSG) über die nationalen Klimaschutzziele und die bis zum Jahr 2030 zulässigen Jahresemissionsmengen als mit dem Grundgesetz für unvereinbar erklärt, da hinreichende Maßgaben für die Emissionsreduktion ab dem Jahr 2031 fehlten.³ Der Gesetzgeber hat daraufhin das KSG im Juni 2021 novelliert. Für 2030 wird nun ein Zwischenziel von 65 % Treibhausgasreduzierung gegenüber dem Jahr 1990 vorgegeben.⁴ Bis zum Jahr 2040 soll die Minderung 88 % betragen und bis 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden.⁵ Die neue Bundesregierung will das KSG im Jahr 2022 mittels eines „Klimaschutz-Sofortprogramms“ weiterentwickeln.⁶

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes hat der Gesetzgeber unionsrechtliche Vorgaben in den nationalen Rechtsrahmen überführt. Neben der Regulierung von Wasserstoffnetzen⁷ erfolgte eine umfangreiche Änderung der Vorschriften für die Energielieferung an Letztverbraucher. Mit Blick auf die Systemintegration von Elektrofahrzeugen sind dabei die Regelungen zu nicht-statischen Stromtarifen von Bedeutung. Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen sind nunmehr gesetzlich definiert. Größere Stromlieferanten sind künftig verpflichtet, dynamische Stromtarife anzubieten.⁸

Von Bedeutung ist das Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) aus September 2021.⁹ Der EuGH hat festgestellt, dass die Bundesnetzagentur derzeit nicht über die Unabhängigkeit verfügt, die für nationale Regulierungsbehörden in den Richtlinien vorgesehen ist. In der Konsequenz muss die Netzentgeltregulierung in Deutschland reformiert werden.

^a Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., www.ffe.de

* Korrespondenzautorin

^b Schweizer Legal, www.schweizerlegal.de

¹ „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität, Mitteilung der Kommission vom 14.02.2021.

² Die durchschnittlichen jährl. Emissionen neuer Fahrzeuge müssen ab 2030 55 % und ab 2035 100 % niedriger sein.

³ Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 24.03.2021 - 1 BvR 2656/18 u.a.

⁴ Statt wie bisher 55 %.

⁵ Deutscher Bundestag, Drucksache 19/30949.

⁶ Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP (2021), Seite 55

⁷ §§ 28j bis 28q EnWG

⁸ § 41a EnWG

⁹ Europäischer Gerichtshof, Urteil vom 02.09.2021 - C-718/18

In Deutschland ist der Verkehrssektor im Jahr 2020 für knapp 20 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich und damit einer der großen Verursacher des menschengemachten Klimawandels.¹⁰ Um dem entgegenzuwirken beabsichtigt die neue Bundesregierung, in Deutschland einen Leitmarkt für Elektromobilität mit mindestens 15 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 zu etablieren. Zudem sollen bis zum Jahr 2030 eine Million öffentlich und frei zugängliche Ladepunkte verfügbar sein.¹¹

Bis zum Jahr 2030 soll in Deutschland ein Leitmarkt für Elektromobilität mit mindestens 15 Millionen Elektrofahrzeugen etabliert werden.

Das vorliegende Grundlagenpapier thematisiert Stromlieferverträgen mit nicht-statischen Tarifen und legt dabei den Fokus auf die Anwendung variabler Strompreistarife in Verbindung mit Elektrofahrzeugen. Zunächst erfolgt in Kapitel 2 eine kurze Einordnung in das Forschungsprojekt Trade-EVs II, im Rahmen dessen die vorliegende Untersuchung entstand. In Kapitel 3 wird der rechtliche Rahmen der Stromlieferung erläutert. Dabei wird ein Blick auf die Rechtsnatur von Stromlieferverträgen geworfen, die Bestandteile des Strompreises werden erläutert und verschiedene Formen von Stromtarifen kategorisiert. Zuletzt werden in Kapitel 4 verschiedene Herausforderungen bei der Umsetzung nicht-statischer Stromtarife diskutiert.

2. Anwendungsfälle im Projekt Trade-EVs II

Die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien einhergehende Zunahme der volatilen Stromerzeugung erfordert eine stärkere Flexibilisierung der Stromnachfrage.¹² Trotz der bereits bestehenden Fördermaßnahmen behindern die hohen Anschaffungskosten weiterhin eine zügigere Verbreitung von Elektrofahrzeugen.¹³ Privat genutzte Elektrofahrzeuge haben meist hohe Standzeiten und bieten im Gegensatz zu anderen elektrischen Verbrauchern die Möglichkeit zu einer flexiblen Lastnachfrage.¹⁴ Zudem stellen Batterien von Elektrofahrzeugen ein erhebliches Speicherpotenzial dar.¹⁵ Mittels einer Verschiebung der Ladevorgänge können Elektrofahrzeuge als flexible Stromverbraucher auftreten. Werden Elektrofahrzeuge etwa in Zeiten einer hohen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien geladen, befördert dies zum einen die Systemintegration der erneuerbaren Energien,¹⁶ zum anderen können niedrigere Strompreise genutzt und in der Konsequenz die Betriebskosten gesenkt werden.

Durch die optimierte Systemintegration von Elektrofahrzeugen können niedrigere Strompreise genutzt und die Fahrzeugbetriebskosten gesenkt werden.

Das Projekt *Trade-EVs II (Trade of Renewable, Aggregated and Distributed Energy by Electric Vehicles)* hat das Ziel, Flexibilitäten aus Elektrofahrzeugflotten zu aggregieren, preisoptimiert zu vermarkten und damit die Betriebskosten der Elektrofahrzeuge zu senken. Im Projekt werden Anwendungsfälle zu verschiedenen Ladestrategien untersucht und von den Projektpartnern in Form von neuen Geschäftsmodellen umgesetzt.

¹⁰ BMU, Pressemitteilung Nr. 042/21 vom 16.03.2021

¹¹ Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Seite 51

¹² von Oehsen, Sterner, Saint-Drenan und Gerhardt (2010). „Anforderungen an den Fluktuationsausgleich für die Stromversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien“, 11. Symposium Energieinnovation, Kassel, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Seite 1

¹³ Hose, Lübke, Nolte und Obermeier (2015). „Einführung von Elektromobilität in Deutschland - Eine Bestandsaufnahme von Barrieren und Lösungsansätzen“, Essen, MA Akademie Verlags und Druck-Gesellschaft mbH

¹⁴ ifas, DLR, IVT und ifas 360 (2018). „Mobilität in Deutschland“ (im Auftrag des BMVI)

¹⁵ Kortlüke, Pieprzyk und Müller (2011). „Elektromobilität und Erneuerbare Energien - eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht“, Seite 12

¹⁶ Neben einem marktpreisoptimierten Laden sind hierbei auch netzdienliche Lade-strategien denkbar, welche die steigende Belastung in den Verteilernetzen durch eine zunehmende Elektrifizierung von elektrischen Komponenten ausgleichen können, vgl. Lotze et al. (2020). „Stromnetz 2050.“ Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart, TransnetBW GmbH

2.1. Systematische Einordnung

Betreffend das (gesteuerte) Laden bzw. Entladen von Elektrofahrzeugen werden derzeit mehrere Anwendungsfälle untersucht und teilweise bereits in der Praxis umgesetzt. Die Anwendungsfälle lassen sich nach verschiedenen Kriterien voneinander abgrenzen, etwa der Kundengruppe (Privat-/ Unternehmenskunden), der Richtung des Leistungsflusses (uni-/bidirektional), dem Ort des Erlöses („*Vehicle-to-Home (V2H)*“/ „*Vehicle-to-Business (V2B)*“/ „*Vehicle-to-Grid (V2G)*“) oder der Art der Steuerung (Steuerung durch externe Steuersignale/ Steuerung durch externe Preissignale).¹⁷ Differenziert werden kann weiter zwischen einer direkten und einer indirekten Preissteuerung. Im Falle einer direkten Preissteuerung orientieren sich die Ladevorgänge allein an externen Preissignalen.¹⁸ Hingegen basiert die Ladestrategie im Fall einer indirekten Preissteuerung auf einer systemischen Optimierung, die neben Preissignalen auch anderen Faktoren berücksichtigt.¹⁹ So kann etwa eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zu einer Minderung der Strombezugskosten führen.²⁰ Wird das Laden der Elektrofahrzeuge in Zeiten einer geringeren Unternehmenslast durchgeführt, lassen sich mittels einer Kappung der Spitzenlasten und einem damit einhergehenden niedrigeren Leistungspreis die Netzentgelte reduzieren.²¹

2.2. Anwendungsfall „Strompreisoptimiertes Laden“

Der Anwendungsfall „*Strompreisoptimiertes Laden*“ von Elektrofahrzeugen verfolgt das Ziel, Elektrofahrzeuge möglichst kostenoptimiert zu laden. Der Ladevorgang erfolgt im Projekt im privaten und nicht-öffentlichen Bereich, z.B. am Eigenheim oder am Unternehmensstandort. Im Unternehmen wird nicht zwischen den Elektrofahrzeugen des Unternehmens und jenen der Mitarbeiter:innen unterschieden. Zweck des Anwendungsfalles ist es, die Elektrofahrzeuge gemäß den tatsächlichen Anforderungen der Fahrzeugnutzer:innen zu laden und die Kosten des Strombezugs für den/ die Eigenheimbesitzer:in bzw. für das Unternehmen zu reduzieren. Eine Optimierung des Energiesystems, gleich ob markt- oder netzdienlich, ist allenfalls Nebeneffekt der Ausrichtung des Ladevorgangs an Preissignalen.

Die rechtliche Umsetzung erfolgt mittels eines Stromlieferungsvertrages mit einem nicht-statischen Tarif. Dessen vornehmste Eigenschaft ist es, dass die Preiskomponenten verschiedene Zustände einnehmen können. Der Wechsel des Zustandes kann von verschiedenen Bedingungen abhängig gemacht werden. Denkbar ist eine Kopplung an die Zeit, etwa an die Jahreszeit oder die Tageszeit (Zeitfunktion). Zudem kann der Wechsel an die Last (Lastfunktion) oder den Verbrauch (Verbrauchsfunktion) geknüpft werden.

Ziel des „Strompreis-
optimierten Ladens“ ist die
Minimierung des
Gesamtladestrompreises

¹⁷ Faller, Sebastian et al. (2020). Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020, Seite 81. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE).

¹⁸ Johnsen et al. (2020). „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize - Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf“, TÜV Rheinland Consulting GmbH, Köln, Seite 15

¹⁹ Ebd., Seite 16

²⁰ Ebd., Seite 16

²¹ Ebd., Seite 16

3. Rechtlicher Rahmen der Stromlieferung

3.1. Rechtsnatur von Stromlieferverträgen

Die Lieferung von elektrischer Energie (Strom) erfolgt im Rahmen eines zivilrechtlichen Vertrages - eines Stromliefervertrages. Dessen Rechtsnatur bestimmt sich nach dem Kaufrecht, auch wenn es sich bei Strom nicht um eine Sache handelt.²² Der Stromliefervertrag ist ein gegenseitiger und auf Dauer angelegter Vertrag. Der Pflicht des Stromlieferanten zur Stromlieferung steht die Pflicht des Kunden zur Bezahlung des gelieferten Stroms gegenüber.²³ Parteien sind der Stromlieferant²⁴ und der Kunde,²⁵ wobei zwischen Großhändlern, Letztverbrauchern und sonstigen Unternehmen zu differenzieren ist.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) kennt bei Letztverbrauchern zwei Arten von Stromlieferverträgen: solche innerhalb und solche außerhalb der Grundversorgung. Grundversorgung meint die Stromlieferung an Haushaltskunden²⁶ zu allgemeinen, d.h. insbesondere wettbewerbsfähigen und diskriminierungsfreien Preisen,²⁷ die im Internet zu veröffentlichen sind und einer kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht sowie zivilrechtlichen Billigkeitskontrolle unterliegen.²⁸ Jeder Haushaltskunde hat einen Anspruch darauf, zu den allgemeinen Preisen und Bedingungen des zuständigen Grundversorgers beliefert zu werden.²⁹ Die Grundversorgung dient dem Schutz der Haushaltskunden und wegen der enormen Bedeutung der leitungsgebundenen Energieversorgung auch dem Gemeinwohl.³⁰

Erfolgt die Stromlieferung außerhalb der Grundversorgung, spricht man von Sonderkundenverträgen.³¹ Für Sonderkundenverträge besteht Vertragsfreiheit. Es steht den Parteien frei, ob, mit wem und zu welchen Bedingungen sie einen Sonderkundenvertrag abschließen.³² Nicht zuletzt gilt der Grundsatz, dass alle Kunden die Freiheit haben, Strom vom Stromlieferanten ihrer Wahl zu beziehen.³³

Stromlieferverträge können innerhalb oder außerhalb der Grundversorgung geschlossen werden. Bei letzterem spricht man von Sonderkundenverträgen.

²² Sachen im Sinne des § 90 BGB sind nur körperliche Gegenstände; Westermann in Säcker (2019). „Münchener Kommentar zum BGB“, 8. Auflage, § 433, Rn. 11; Bruhn in Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Band 1, 4. Auflage, § 41 Rn. 6

²³ Bruhn in Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Band 1, 4. Auflage, § 41 Rn. 6; de Wyl, in Schneider und Theobald (2021). „Recht der Energiewirtschaft“, 5. Auflage, § 12 Rn. 2

²⁴ § 3 Nr. 31a EnWG

²⁵ § 3 Nr. 24 EnWG

²⁶ Haushaltskunden sind Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen - vgl. § 3 Nr. 22 EnWG.

²⁷ Vgl. Art. 27 Absatz (1) Richtlinie (EU) 2019/944

²⁸ § 36 Abs. 1 EnWG; D

²⁹ In Deutschland ist gemäß § 36 Abs. 2 S. 1 EnWG der zuständige Grundversorger jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Trotz 20 Jahren Liberalisierung werden 26 % der Haushaltskunden im Rahmen der Grundversorgung beliefert. 40 % werden vom Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert. Nur 34 % der Haushaltskunden haben einen Vertrag bei einem Stromlieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vgl. Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn, S. 255

³⁰ Busche in Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Band 1, 4. Auflage, § 36 Rn. 2

³¹ BGH, Urteil vom 28.10.2009 - VIII ZR 320/07; Tüngler in Ball, beck-online.GROSSKOMMENTAR, § 433 BGB, Rn. 78

³² Westermann in Säcker (2019). „Münchener Kommentar zum BGB“, 8. Auflage, § 433, Rn. 11; Tüngler in Ball, beck-online.GROSSKOMMENTAR, § 433 BGB, Rn. 78; Schließt ein Haushaltskunde keinen Sonderkundenvertrag ab, kommt mit der Entnahme von Strom ein Grundversorgungsvertrag mit dem zuständigen Grundversorger zu Stande - vgl. § 2 Abs. 2 StromGVV.

³³ Art. 4 Richtlinie (EU) 2019/944

Veranlasst durch die unionsrechtlichen Vorgaben zum Verbraucherschutz³⁴ beinhaltet das EnWG inhaltliche Anforderungen an die Ausgestaltung von Stromlieferverträgen mit Letztverbrauchern.³⁵ Diese müssen einfach und verständlich sein sowie bestimmte Mindestangaben enthalten, etwa die Preise und die Vertragsdauer.³⁶ Preisänderungen durch den Stromlieferanten unterliegen formalen und zeitlichen Vorgaben.³⁷ Für Sonderkundenverträge mit Haushaltskunden gelten zusätzliche Anforderungen, diese dürfen z.B. nur in Textform abgeschlossen werden.³⁸

Sonderkundenverträge unterliegen der allgemeinen zivilrechtlichen Inhaltskontrolle.

Sonderkundenverträge unterliegen der allgemeinen zivilrechtlichen Inhaltskontrolle.³⁹ Bestimmungen in Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) sind unwirksam, wenn sie den Vertragspartner entgegen den Geboten von Treu und Glauben unangemessen benachteiligen. Etwa können Sonderkundenverträge maximal für eine Laufzeit von zwei Jahren abgeschlossen werden.⁴⁰ Verlängerungsklauseln sind künftig nur noch wirksam, wenn sie die Verlängerung des Stromliefervertrages auf unbestimmte Zeit vorsehen und dem Kunden ein vertragliches Kündigungsrecht dergestalt einräumen, dass er den Stromliefervertrag jederzeit mit einer Frist von höchstens einem Monat durch seine Kündigung beenden kann.⁴¹ Diese Beispiele gelten kraft Gesetzes zwar nur für Verbraucher,⁴² allerdings könnte der Rechtsgedanke von den Gerichten zukünftig auch für kleinere Unternehmen herangezogen werden (Indizwirkung).⁴³ Unabhängig davon kann eine Bestimmung in AGB unwirksam sein, wenn sie nicht klar und verständlich - mithin intransparent ist.⁴⁴

Stromlieferverträge unterscheiden sich weiter im Leistungsumfang und können entweder als *reiner Stromliefervertrag* oder als *All-inclusive-Stromliefervertrag* ausgestaltet werden.

Ein reiner Stromliefervertrag umfasst nur die Stromlieferung als solche.

Bei einem *reinen Stromliefervertrag* schuldet der Stromlieferant nur die Lieferung von Strom als solchem. Um den Messstellenbetrieb und die Netznutzung muss sich der Letztverbraucher selbst kümmern, d.h. mit dem Verteilnetzbetreiber einen Netznutzungsvertrag und mit dem Messstellenbetreiber einen Messstellenvertrag abschließen. Bei dieser Gestaltungsvariante spricht man bisher vom „*Doppelvertragsmodell*“.⁴⁵ Zukünftig wird man den Begriff „*Drei-Verträge-Modell*“ verwenden müssen, um auch den Messstellenvertrag zu umfassen.

³⁴ Richtlinie (EU) 2019/944

³⁵ § 41 EnWG

³⁶ § 41 Abs. 1 EnWG

³⁷ § 41 Abs. 5 EnWG

³⁸ § 41b Abs. 1 EnWG; Ist durch Gesetz Textform vorgeschrieben, so muss eine lesbare Erklärung, in der die Person des Erklärenden genannt ist, auf einem dauerhaften Datenträger abgegeben werden - vgl. § 126b BGB.

³⁹ §§ 307 bis 310 BGB

⁴⁰ § 309 Nr. 9 a) BGB

⁴¹ § 309 Nr. 9 BGB

⁴² § 13 BGB

⁴³ Fällt eine Klausel bei ihrer Verwendung gegenüber Verbrauchern unter eine Verbotsnorm des § 309 BGB, so ist dies ein Indiz dafür, dass sie auch im Falle der Verwendung gegenüber Unternehmen zu einer unangemessenen Benachteiligung führt, es sei denn, sie kann wegen der besonderen Interessen und Bedürfnissen des unternehmerischen Geschäftsverkehrs ausnahmsweise als angemessen angesehen werden, vgl. BGH, Versäumnisurteil vom 19.09.2007 - VIII ZR 141/06

⁴⁴ § 307 Abs. 1 BGB

⁴⁵ Linnemann (2021). „Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger“, Wiesbaden, Springer Vieweg, Seite 45

Hingegen beinhaltet ein *All-inclusive-Stromliefervertrag* (Abbildung 1) als Leistung nicht nur die Stromlieferung, sondern darüber hinaus die Netznutzung und den Messstellenbetrieb.⁴⁶ Konkret schließt der Stromlieferant mit dem Netzbetreiber einen Lieferantenrahmenvertrag⁴⁷ bzw. Netznutzungsvertrag⁴⁸ und mit dem Messstellenbetreiber⁴⁹ einen Messstellenvertrag ab. Der Stromlieferant gewährleistet folglich sowohl den Zugang zum Stromnetz als auch die Netznutzung und rechnet diese Leistungen gegenüber dem Letztverbraucher ab. Diese Vertragsgestaltung entspricht sowohl dem Interesse der Letztverbraucher, für die Stromlieferung nur einen Vertragspartner zu haben als auch jedem der Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber. Für letztere ist es deutlich einfacher, ihre Leistungen im Rahmen standardisierter Verfahren mit dem Stromlieferanten abzuwickeln.

All-inclusive-Stromlieferverträge umfassen neben der Stromlieferung auch die Netznutzung und den Messstellenbetrieb.

Stromlieferverträge können sich im Umfang der zu liefernden Strommenge unterscheiden. Bei einem Vollversorgungsvertrag deckt der Letztverbraucher seinen gesamten Bedarf bei einem Stromlieferanten. Dieser trägt das Risiko für eine möglichst genaue Beschaffung der Strommenge, die sich bei Vertragsschluss nur prognostizieren lässt. Der Letztverbraucher muss sich weder mit Marktpreisen noch mit Marktrisiken beschäftigen.⁵⁰ Hingegen bezieht der Letztverbraucher bei der Band- oder Programmlieferung nur eine bestimmte Strommenge für einen bestimmten Lieferzeitraum.⁵¹

Im Anwendungsfall „*Strompreisoptimiertes Laden*“ sind die folgenden energiewirtschaftlichen Marktrollen beteiligt: der Netzbetreiber,⁵² der Messstellenbetreiber,⁵³ der Stromlieferant⁵⁴ und das Unternehmen als Letztverbraucher.⁵⁵ Die Rolle des Netzbetreibers und des (grundzuständigen) Messstellenbetreibers wird von einem Rechtssubjekt wahrgenommen.⁵⁶ Ohne Belang bleiben die Fahrzeugnutzer:innen.⁵⁷

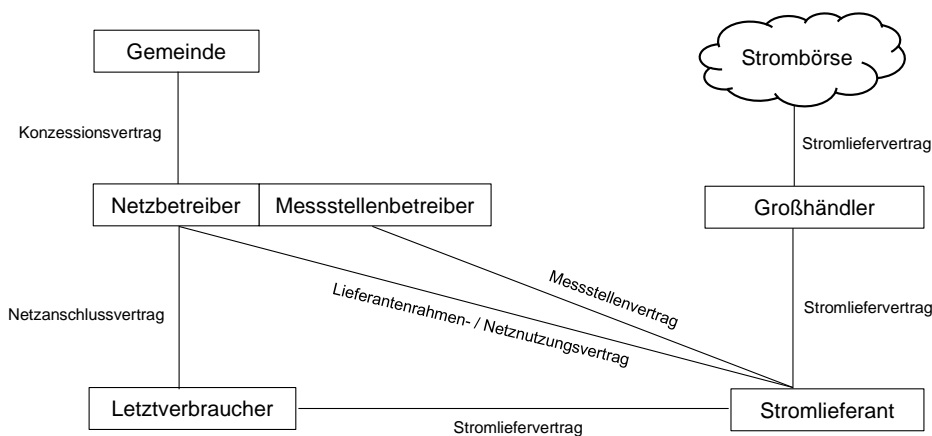


Abbildung 1: Leistungsbeziehungen im Rahmen eines All-inclusive-Stromliefervertrages

⁴⁶ Germer (2017). „Der Stromliefervertrag „All-inclusive“ nach Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes“, EnWZ 2017, Seite 67

⁴⁷ § 25 StromNZV

⁴⁸ § 24 StromNZV

⁴⁹ Der Stromlieferant hat insofern die Wahl, ob er einen Messstellenvertrag mit dem grundzuständigen Messstellenbetreiber oder aber einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber schließen möchte.

⁵⁰ de Wyl, in: Schneider und Theobald (2021). „Recht der Energiewirtschaft“, 5. Auflage, § 12 Rn. 9

⁵¹ de Wyl, in: Schneider und Theobald (2021). „Recht der Energiewirtschaft“, 5. Auflage, § 12 Rn. 14

⁵² § 3 Nr. 27, Nr. 3 EnWG

⁵³ § 3 Nr. 26a EnWG

⁵⁴ § 3 Nr. 31a EnWG

⁵⁵ § 3 Nr. 25 EnWG

⁵⁶ § 2 Nr. 4 MsbG

⁵⁷ § 3 Nr. 25 2. Hs. EnWG

3.2. Der Strompreis und seine Bestandteile

Ungeachtet der Art⁵⁸ oder dem Ort⁵⁹ der Erzeugung ist elektrischer Strom ein „*homogenes Gut*“ - es gibt keine Qualitätsunterschiede.⁶⁰ Gehandelt wird Strom auf spezialisierten Märkten: Dem Großhandel, bei dem Strom in großen Mengen getauscht wird, und dem Einzelhandel, der in kleineren Mengen die Nachfrage der Letztverbraucher bedient.⁶¹

In Deutschland besteht am Stromgroßhandelsmarkt keine Preisobergrenze

Die Höhe der Strompreise am Großhandelsmarkt, d.h. sowohl an den Strombörsen als auch im außerbörslichen Handel, wird regulatorisch nicht beschränkt.⁶² Der Strompreis bildet sich dort frei nach wettbewerblichen Grundsätzen⁶³ aus einem Vergleich des Angebots und der Nachfrage. Das kann im Rahmen einer Auktion (Auktionsmarkt) oder in Form eines kontinuierlichen Handels erfolgen.⁶⁴ Beim Day-Ahead-Markt für Strom der EEX handelt es sich um einen Auktionsmarkt; hingegen wird der Intraday-Markt in Form des kontinuierlichen Handels betrieben.⁶⁵ Dabei wird zunächst die nachgefragte Strommenge für eine bestimmte Viertelstunde ermittelt. Im Anschluss werden - ausgehend vom niedrigsten Angebotspreis - solange die jeweils nächstteueren Gebote hinzugenommen, bis die nachgefragte Strommenge erreicht ist.⁶⁶ Maßgeblich für den sogenannten Markträumungspreis ist somit das Kraftwerk mit den teuersten Grenzkosten. Der Großmarkthandel spielt sich auf Bilanzkreisebene mittels Fahrplangeschäften ab. Ein Netzanschluss ist nicht erforderlich, weshalb auch reine Stromhändler am physischen Handel teilnehmen können.⁶⁷

Der Strompreis besteht aus wettbewerblichen und regulierten Preisbestandteilen.

Es liegt auf der Hand, dass der Stromlieferant den zu zahlenden Großhandelspreis in die Preisbildung auf dem Einzelhandelsmarkt einfließen lassen muss. Dieser stellt aus seiner Sicht Kosten dar, die er möglichst vollumfänglich an die von ihm belieferten Letztverbraucher weitergeben muss, um selbst keine Verluste zu erwirtschaften. Die Lieferung von Strom auf dem Einzelhandelsmarkt erfolgt nicht abstrakt. Der Strom wird physikalisch tatsächlich geliefert, d.h. an einer bestimmten Entnahmestelle aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz entnommen. Bei *All-Inclusive*-Stromlieferverträgen müssen folglich die Netznutzungsentgelte und die Messentgelte Eingang die Preiskalkulation finden, denn die Netzinfrastruktur ist zwingende Voraussetzung für die Lieferung.⁶⁸ Zu berücksichtigen sind außerdem staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP), d.h. Abgaben, Umlagen und Steuern.

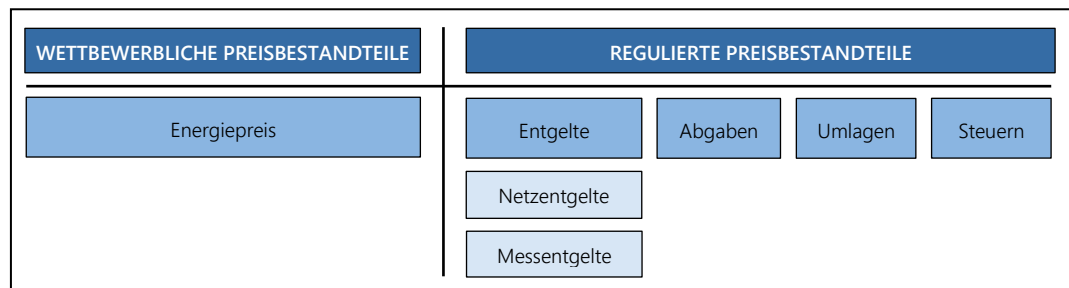


Abbildung 2: Übersicht der wettbewerblichen und der regulierten Preisbestandteile

⁵⁸ Zum sogenannten „Ökostromstrom“, vgl. § 79 EEG

⁵⁹ Zum sogenannten „Regionalstrom“ vgl. § 79a EEG

⁶⁰ Hufendiek, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 12

⁶¹ Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn; Hufendiek, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 8; de Wyl, in: Schneider und Theobald (2021). „Recht der Energiewirtschaft“, 5. Auflage, § 12 Rn. 2

⁶² §1a Abs. 1 Satz 2 EnWG

⁶³ §1a Abs. 1 Satz 1 EnWG

⁶⁴ Pilgram, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 309

⁶⁵ Pilgram, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 309

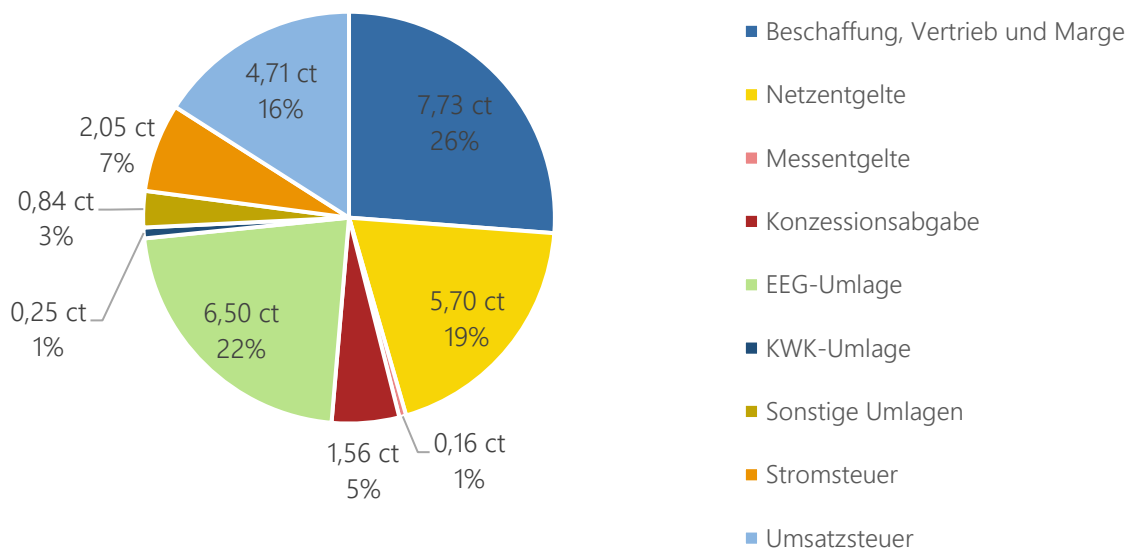
⁶⁶ Pritsche und Vacha (2016). „Energierrecht“, 1. Auflage, Seite 149

⁶⁷ Pilgram, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 317

⁶⁸ Im Drei-Verträge-Modell muss der Letztverbraucher die Netzentgelte direkt an den Netzbetreiber bezahlen.

Tabelle 1: Übersicht der verbrauchsunabhängigen und der verbrauchsabhängigen Preisbestandteile

	VERBRAUCHSUNABHÄNGIGE PREISBESTANDTEILE	VERBRAUCHSABHÄNGIGE PREISBESTANDTEILE
NETZENTGELTE		
Netzgrundpreis:	4 € / Monat	
Netzarbeitspreis:		6 Cent / kWh
MESSENTGELTE		
Messentgelte:	3,34 € / Monat	
ENERGIEPREIS		
Energiegrundpreis:	0,965 € / Monat	
Energiearbeitspreis:		7 Cent / kWh
SIP - (ABGABEN / UMLAGEN / STEUERN)		
Konzessionsabgabe:		1,56 Cent / kWh
EEG-Umlage:		6,50 Cent / kWh
KWKG-Umlage:		0,254 Cent / kWh
§ 19 StromNEV-Umlage:		0,432 Cent / kWh
Offshore-Netzumlage:		0,395 Cent / kWh
Abschaltbare-Lasten-Umlage:		0,009 Cent / kWh
Stromsteuer:		2,05 Cent / kWh
UMSATZSTEUER		
Gesetzliche Umsatzsteuer in Höhe von 19 %:	1,578 € / Monat	
Gesetzliche Umsatzsteuer in Höhe von 19 %:		4,21 Cent / kWh
GESAMTPREIS (BRUTTO)		
GRUNDPREIS (BRUTTO)	9,88 € / Monat	
ARBEITSPREIS (BRUTTO)		28,40 Cent / kWh



Quelle: Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2020, Seite 299

Abbildung 3: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden bei einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung und einem Verbrauch von 10.000 kWh bis 15.000 kWh

3.2.1. Netzentgelte

3.2.1.1 Das derzeitige System der Netzentgeltregulierung

Im Zuge der Liberalisierung und dem Paradigmenwechsel weg von einer monopolistischen Energieversorgung hin zu einer Leistungserbringung im Wettbewerb wurde der Betrieb der Energieversorgungsnetze aus den vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen herausgelöst.⁶⁹ Die Entflechtung, d.h. die Unabhängigkeit der Netzbetreiber war erforderlich, um einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzbetrieb zu ermöglichen.⁷⁰

Zentrales Wettbewerbsinstrument ist - neben dem direkten Leitungsbau⁷¹ - die Durchleitung, d.h. die Netznutzung durch Dritte. Die Netzbetreiber haben allen Zugang zu ihren Energieversorgungsnetzen auf der Basis transparenter und diskriminierungsfreier Bedingungen bzw. (Netz-)entgelten zu gewähren.⁷² Letztere ermitteln sich entlang ökonomischen Leitlinien, deren theoretische Grundlagen in den 1970er Jahren entwickelt wurden.⁷³ Neben dem Ziel einer möglichst „verursachungsgerechten Finanzierung“⁷⁴ besteht etwa die Intention, die Erlösstruktur an die Kostenstruktur anzupassen (allokative Effizienz).⁷⁵ Früh war erkannt worden, dass die Gestehungskosten von Strom aus drei Hauptteilen bestehen: Einem Anteil, der durch die höchste Beanspruchung der Betriebsmittel bestimmt wird (Leistungskosten), einem Betrag, der von der Zahl der erzeugten Arbeitseinheiten abhängt (Arbeitskosten) und einem von der Anzahl der Verbraucher abhängigen Betrag (Abnehmerkosten).⁷⁶

Der Netzbetrieb ist vorwiegend kapitalkostenbasiert.⁷⁷ Deren Höhe bemisst sich nach der Leistungsfähigkeit des Energieversorgungsnetzes⁷⁸ - gleich, wie viel Energie entnommen wird. Die kapitalintensive Kostenstruktur legt die Ausgestaltung einer zweiteiligen Entgeltstruktur nahe, bei der die hohen Fixkosten über einen verbrauchsunabhängigen Erlösbestandteil abgebildet werden.⁷⁹ Hingegen sollten die verbrauchsabhängigen Komponenten den variablen Kosten zugeordnet werden.⁸⁰ Verstärkt durch den Wunsch der Verbraucher nach Einfachheit und Transparenz etablierte sich eine Entgeltstruktur, die aus einem Betrag entsprechend der Beanspruchung der Betriebsmittel besteht und aus einem Betrag, der von dem Verbrauch an Arbeitseinheiten abhängt.⁸¹ Dies führte bei den Netzentgelten zu einem verbrauchsunabhängigen Leistungspreis⁸² und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis.⁸³ Bei Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh wird der Leistungspreis durch ein verbrauchsunabhängigen Grundpreis ersetzt.⁸⁴

Das Netzentgelt besteht aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Letztverbraucher bis zu 100.000 kWh zahlen statt dem Leistungspreis im Regelfall einen Grundpreis.

⁶⁹ Dorf, in Germer und Loibl (2007). „Energierrecht“, 2. Auflage, Seite 72

⁷⁰ § 6 Abs. 1 EnWG

⁷¹ § 46 Abs. 1 EnWG

⁷² Art. 6 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2019/944; §§ 20 ff. EnWG

⁷³ Vgl. Knieps (2003). „Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht“

⁷⁴ Oelmann und Roters (2015). „Tarifizierung in Netzsektoren: Zielsetzungen ausgewählter Tarifmodelle in Deutschland“, N&R 2015, Seite 14 (16); Anschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse nur einmalig an, nämlich bei der Errichtung und bei der Erweiterung der Kapazitäten des Anschlusses.

⁷⁵ Oelmann und Roters (2015). „Tarifizierung in Netzsektoren: Zielsetzungen ausgewählter Tarifmodelle in Deutschland“, N&R 2015, Seite 14 (16)

⁷⁶ Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage, Seite 133

⁷⁷ Kalkulatorischen Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Steuern, vgl. §§ 7 ff. StromNEV

⁷⁸ Genauer nach den Kosten der für die Erreichung der Höchstleistung erforderlichen technischen Betriebsmitteln

⁷⁹ Oelmann und Roters (2015). „Tarifizierung in Netzsektoren: Zielsetzungen ausgewählter Tarifmodelle in Deutschland“, N&R 2015, Seite 14 (16)

⁸⁰ Ebd., Seite 14 (16)

⁸¹ Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage, Seite 132

⁸² § 17 Abs. 2 Satz 2 StromNEV.

⁸³ § 17 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

⁸⁴ § 17 Abs. 6 Satz 2 StromNEV; Der Grundpreis bleibt stets gleich und ist - im Unterschied zum Leistungspreis - nicht von der Jahreshöchstlast abhängig.

Ein Letztverbraucher nutzt nicht nur die Netzebene, an die er unmittelbar angeschlossen ist, sondern auch die vorgelagerten Netzebenen. Die Höhe der Netzentgelte ist unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Einspeiseort und dem Entnahmeort.⁸⁵ Dabei sieht die deutsche Regulierung keine Netzentgelte für Erzeuger vor.⁸⁶

Derzeit werden die Netzentgelte im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt.⁸⁷ Dabei ermittelt jeder Netzbetreiber für sein Netzgebiet individuelle Netzentgelte aus einer für ihn regulierungsbehördlich festgelegten Erlösobergrenze.⁸⁸ Letztere wird auf der Grundlage der Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers gebildet.⁸⁹ Zu berücksichtigen sind zudem Anreize für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals.⁹⁰

In Deutschland werden die Netzentgelte im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt.

3.2.1.2 Sonderformen der Netznutzung

Es bestehen verschiedene Sonderfälle der Netzentgeltermittlung, die zu einer Reduzierung des Netzentgelts oder zu einer Befreiung von den Netzentgelten führen können.

Weicht der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der anderen Letztverbraucher ab (atypische Netznutzung), hat der Netzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten.⁹¹ Gleiches bei einer stromintensiven Netznutzung, d.h. wenn der Stromverbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt und eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht wird.⁹² Nutzt ein Letztverbraucher alle in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst, ist für ein gesondertes Netzentgelt festzulegen, das sich an den Kosten der singular genutzten Betriebsmittel orientiert.⁹³ Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ist ebenfalls ein individuelles Netzentgelt anzubieten (Rückverstromung).⁹⁴

Neu errichtete Speicher können von der Netzentgeltspflicht für den zwischengespeicherten Strom befreit werden.⁹⁵ Die Freistellung wird nur gewährt, wenn Strom zur Speicherung aus einem Netz entnommen und der zur Auspeisung zurückgewonnene Strom zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Von der Entgeltbefreiung sollen nur „echte“ Anlagen zur Stromspeicherung umfasst sein; nicht etwa unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.⁹⁶

Für Stromspeicher ist eine Befreiung von den Netzentgelten möglich.

Netzbetreiber haben den Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, mit denen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Dabei gelten als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gelten auch Elektrofahrzeuge.⁹⁷

⁸⁵ § 17 Abs. 1 Satz 1 StromNEV

⁸⁶ Consentec und Frauenhofer (2018). „Netzentgeltsystematik“, Seite 132

⁸⁷ § 1 Abs. 1 ARegV

⁸⁸ § 21 Abs. 1 StromNEV

⁸⁹ § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG; § 4 StromNEV

⁹⁰ § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG; § 4 StromNEV

⁹¹ § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

⁹² § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

⁹³ § 19 Abs. 3 StromNEV

⁹⁴ § 19 Abs. 4 StromNEV

⁹⁵ § 118 Abs. 6 EnWG

⁹⁶ Uibleisen in Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Band 1, 4. Auflage, § 108 Rn. 13

⁹⁷ § 14a EnWG

3.2.1.3 Zeitvariable Netzentgelte

Die Netzentgeltsystematik verfolgt derzeit im Schwerpunkt die Ziele der verursachungsgerechten Finanzierung und der allokativen Effizienz. Veranlasst durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien, deren Ausbau in den 2020er Jahren noch deutlich intensiviert werden wird,⁹⁸ stellt sich die Frage, inwieweit verbrauchsseitige Flexibilitäten zu einem kosteneffizienteren Betrieb des Gesamtsystems führen können.⁹⁹

Die Diskussion ist nicht neu: Seit Beginn der Elektrifizierung gibt es die Forderung, die Höhe des Strompreises mit dem Zeitpunkt der Entnahme zu verknüpfen oder einen Zuschlag für die Stromentnahme in Spitzenzeiten zu erheben. Auch damals bestanden tägliche und jährliche Verbrauchsschwankungen und mittels der Implementierung einer zeitabhängigen Preisgestaltung sollte ein gleichmäßiger Lastverlauf erreicht werden.¹⁰⁰ Im Jahr 1991 wurde bei der Reform der Konzessionsabgabenverordnung darauf geachtet, eine Verteuerung des Schwachlaststroms und eine daraus folgende Behinderung des erwünschten energiepolitisch Anreizes zur Verlagerung von Stromanwendungen in lastschwache Zeiten zu vermeiden.¹⁰¹

Eine flexible Lastnachfrage kann marktdienlich oder netzdienlich eingesetzt werden.

Das insoweit verwendete Stichwort *Demand-Side-Response* meint „eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve.“¹⁰² Verbrauchsseitige Flexibilitäten lassen sich sowohl für netzdienliche Zwecke als auch für marktorientierte Zwecke einsetzen.

Mit netzdienlichen Zwecken ist insbesondere das betriebliche Engpassmanagement gemeint. Zielsetzung ist eine Beeinflussung der Last oder der Erzeugung in den Stromversorgungsnetzen - wegen des Ortsbezugs vor allem innerhalb der Verteilernetze - mittels einer Steuerung nutzerseitiger Flexibilitäten durch die Verteilernetzbetreiber. In einem zweiten Schritt kann diese Flexibilität auch dem übergeordneten Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Die Steuerung kann dabei mittels eines Steuersignals - künftig etwa über intelligente Messsysteme - oder indirekt über ein Preissignal erfolgen.¹⁰³

Zu den marktorientierten Zwecken zählt man alle Mechanismen, die zur Stabilität des Gesamtsystems beitragen. Ausgangspunkt ist zum einen die Bewirtschaftung der Bilanzkreise, mittels derer ein stetiger Ausgleich zwischen Einspeisungen und Entnahmen sichergestellt werden soll.¹⁰⁴ Nutzerseitige Flexibilitäten können von den Bilanzkreisverantwortlichen eingesetzt werden, um ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. So kann in Zeiten hoher Einspeisung der Bezug kurzfristig erhöht werden.¹⁰⁵ Zum anderen umfasst sind die Regelleistungsmärkte, d.h. die Primärregelung, die Sekundärregelung und die Minutenreserve.¹⁰⁶ Diese sind eng an die Handelsmärkte angebunden. Beim marktorientierten Flexibilitätseinsatz hingegen spielt der Erbringungsort grundsätzlich keine Rolle.¹⁰⁷

⁹⁸ Die neue Bundesregierung richtet ihr Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 % aus Erneuerbaren Energien stammen, vgl. Koalitionsvertrag, Seite 56

⁹⁹ Consentec und Frauenhofer (2018). „Netzentgeltsystematik“, Seite 48; Hasberg (2019). „Vom Verteilernetz zum Netz des Zusammenspiels“, ZNER 2019, mit weiteren Nachweisen zum Stand der Diskussion

¹⁰⁰ Dittmann (2013). „Rückblick auf die Anfänge der Elektrifizierung“, UWF 2013, Seite 189 (195); Die Energieversorger haben beispielsweise Stufenzähler angeboten, die je nach Entnahmezeitpunkt verschiedene Preise berechneten.

¹⁰¹ Bundesgerichtshof, Urteil vom 20.07.2017 - EnZR 32/16 Rn. 15

¹⁰² von Roon und Gobmaier, „Demand Response in der Industrie“, FfE, München 2010, Seite 4

¹⁰³ Consentec und Frauenhofer (2018). „Netzentgeltsystematik“, Seite 48

¹⁰⁴ § 4 StromNZV

¹⁰⁵ § 7 StromNZV

¹⁰⁶ von Roon und Gobmaier (2010). „Demand Response in der Industrie“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, Seite 13

¹⁰⁷ Consentec und Frauenhofer (2018). „Netzentgeltsystematik“, Seite 48

Nach Ansicht von *Fritz, Maurer und Jahn* stellen zeitvariable Netzentgelte mit netz- und marktgetriebenem Preissignal einen vielversprechenden Ansatz zur Schaffung gezielter Flexibilitätsanreize dar. Unter diesem Begriff seien „*alle Ausgestaltungsformen zu verstehen, bei denen die Höhe des Arbeits- und/ oder Leistungspreises zeitlich veränderlich ist.*“ Wenn über diese Änderungen der Preishöhe kurzfristig entschieden wird, werde hingegen oft auch von dynamischen Netzentgelten gesprochen.¹⁰⁸

Das Unionsrecht setzt deutliche Signale betreffend eine zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte. So sollen die Regulierungsbehörden in jenen Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, in Erwägung ziehen, bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungsentgelten oder der entsprechenden Methode zeitlich abgestufte Netzentgelte in Erwägung ziehen und diese erforderlichenfalls einführen. Dadurch soll die Netznutzung auf eine für Letztverbraucher transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise erfolgen.¹⁰⁹

Ein konkretes Modell für zeitvariable Netzentgelte wurde jüngst von *Schuster, Leberwurst und Wittig* vorgeschlagen.¹¹⁰ Damit sollen zielgerichtete Anreize für ein netzentlastendes Verhalten geschaffen und insbesondere das bisherige Engpassmanagement ergänzt bzw. erweitert werden. Das Konzept basiert zum einen auf einem zeitvariablen Netzentgelt in der Niederspannung mit dem die aktuelle Netzbelastung reflektiert und bei den Netzkunden Anreize für ein netzentlastendes Verhalten gesetzt wird. Zum anderen auf einem ortsabhängigen Baukostenzuschuss für Einspeisungen, mittels dessen die Verursachungsgerechtigkeit verbessert und Anreize für eine aus netztopologischer Sicht optimalere Standortentscheidungen geschaffen werden sollen. In dem Modell sollen vor Jahresbeginn drei Entgeltstufen für zeitvariable Netzentgelte veröffentlicht werden. Sie werden auf Basis der Erlösobergrenze berechnet und unterscheiden zwischen einem Grund- und Arbeitspreis.

Ein Vorschlag für ein variables Netzentgeltmodell beinhaltet drei zeitvariable Entgeltstufen und einen ortsabhängigen Baukostenzuschuss.

Die drei Entgeltstufen beziehen sich nur auf die Arbeitspreise und müssen sich in der betragsmäßigen Höhe angemessen unterscheiden, um eine Änderung des Verbrauchsverhaltens anzureizen. Gleichzeitig muss die Zielsetzung der vollständigen Refinanzierung der Kosten sichergestellt werden, d.h. zwischen den Entgeltstufen muss so gewechselt werden, damit das aus der Erlösobergrenze abgeleitete Potenzial ausgeschöpft wird.¹¹¹

Innerhalb des Jahres wechselt der Zustand der Netzentgelte entsprechend der jeweiligen lokalen Engpasssituation. Die jeweils gültige Entgeltstufe soll den Letztverbrauchern mit einem zeitlichen Vorlauf von beispielsweise 72 Stunden mitgeteilt werden. Die niedrigste Entgeltstufe kommt zur Anwendung, wenn entsprechend den Prognosen eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien zu erwarten ist. Denn durch eine gleichzeitige Erhöhung des Verbrauchs können Netzengpässe vermieden werden.¹¹² Umgekehrt greift in Zeiten einer prognostizierten niedrigen Einspeisung die höchste Entgeltstufe, um gegenüber den Letztverbrauchern den Anreiz zu setzen, ihren Verbrauch zu reduzieren bzw. zeitlich zu verlagern und eine Kostensteigerung zu vermeiden. Befinden sich sowohl die Einspeisung als auch der Verbrauch auf normalem Niveau und ist eine Setzung von Anreizen zur Beeinflussung der Verbrauchsverhaltens nicht erforderlich gilt die mittlere Entgeltstufe.

Basierend auf der prognostizierten Netzsituation wechseln die Netzentgeltstufen und setzen Anreize zur Änderung der verbrauchseitigen Last.

¹⁰⁸ Fritz, Maurer und Jahn (2021). „Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation“, Agora-Energiewende, Seite 24

¹⁰⁹ Verordnung (EU) 2019/943, Art. 18 Abs. 7 Satz 2

¹¹⁰ Schuster, Leberwurst und Wittig (2019). „Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden“, e|m|w, Seite 1

¹¹¹ Ebd., Seite 4

¹¹² Ebd., Seite 4

3.2.1.4 Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021 – C-718/18

Bereits im Jahr 2014 hat die EU-Kommission eine Untersuchung gegen die Bundesrepublik Deutschland (BRD) eingeleitet, da sie der Auffassung war, dass deren nationales Recht nicht mit der Elektrizitäts- und der Gasbinnenmarkttrichtlinie in Einklang steht. Unter anderem wurde der BRD vorgeworfen, dass das EnWG der Bundesregierung Zuständigkeiten für die Festlegung der Netzentgelte zuweist, obwohl hierfür ausschließlich die nationale Regulierungsbehörde zuständig sein soll.¹¹³ Da die BRD das EnWG nicht geändert hat, erhob die EU-Kommission Klage vor dem EuGH.

Nach Ansicht des EuGH verfügt die Bundesnetzagentur nicht über die erforderliche Unabhängigkeit gegenüber Wirtschafts- teilnehmer:innen und öffentlichen Einrichtungen.

Der EuGH hat entschieden, dass die BRD die Richtlinien insoweit nicht richtig umgesetzt hat, als dass das EnWG keine völlige Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde gewährleistet. Eine solche Unabhängigkeit gegenüber Wirtschaftsteilnehmer:innen und öffentlichen Einrichtungen, gleich, ob es sich um Verwaltungsorgane oder Träger der exekutiven oder legislativen Gewalt handelt, sei aber notwendig, um zu gewährleisten, dass die getroffenen Entscheidungen unparteiisch und nicht diskriminierend sind, was die Möglichkeit einer bevorzugten Behandlung der mit der Regierung, der Mehrheit oder jedenfalls der politischen Macht verbundenen Unternehmen und wirtschaftlichen Interessen ausschließt. Für nationalrechtliche Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgelte sei kein Raum.¹¹⁴ Zudem gebe die Trennung von der politischen Macht der nationalen Regulierungs- behörde die Möglichkeit, bei ihrem Handeln eine langfristige Perspektive zu verfolgen.¹¹⁵

Das Urteil des EuGHs bedeutet, dass die deutsche Netzentgeltregulierung in formaler Hinsicht neugestaltet werden muss. Das bislang bestehende System der normativen Regulierung kann nicht fortgeführt werden,¹¹⁶ auch wenn die bestehenden Regelungen vorerst faktisch anwendbar bleiben dürften, da der EuGH nicht die Kompetenz hat, nationales Recht zu verwerfen.¹¹⁷ Inwieweit das auch für Regulierungsentscheidungen gilt, die erst nach dem Urteil des EuGHs getroffen werden, wie etwa die Festlegung der Höhe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, ist fraglich.¹¹⁸

Auch der Bundestag wird im Bereich der Netzentgeltregulierung künftig erheblich an Einfluss verlieren, denn eine Verlagerung der in den Netzentgeltverordnungen getroffenen Regelungen in das EnWG ist nicht zulässig, weil der EuGH die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde auch vom Gesetzgeber fordert.¹¹⁹ Vielmehr entscheiden die Regulierungsbehörden in Zukunft eigenverantwortlich über die Methoden der Netzentgelt- berechnung und sind allein den unionsrechtlichen Vorgaben verpflichtet.¹²⁰

Die deutsche Energiewirtschaft wird zukünftig noch stärker durch das Europarecht geprägt.

Die deutsche Energiewirtschaft wird noch stärker durch das Europarecht geprägt. Mit Blick auf die Fortentwicklung der Netzentgeltregulierung, etwa der Implementierung zeitvariabler Netzentgelte, sind daher die EU-Richtlinien und EU-Verordnungen in einem besonders hohen Maße relevant.¹²¹ Es bleibt daher abzuwarten, wie die neue Bundesregierung das von ihr formulierte Ziel, eine Reform der Netzentgelte voranzutreiben, umsetzen wird.¹²²

¹¹³ Genauer § 24 Satz 1 EnWG

¹¹⁴ Gemeint sind insbesondere die ARegV, die StromNEV und die GasNEV

¹¹⁵ EuGH, Urteil vom 02.09.2021 - C-718/18, Rn. 112

¹¹⁶ a. A. Missling (2021). IR 2021, Seite 250 (251)

¹¹⁷ BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76; Scholtka, EuZW 2021, Seite 893 (900)

¹¹⁸ Klahm und Fabritius (2021). „Das Aus für die normative Regulierung“, EnergieRecht 06/2021, Seite 238 (243)

¹¹⁹ Ebd., Seite 238 (243); Kritisch: Missling (2021). IR 2021, Seite 250 (251)

¹²⁰ Ungeklärt ist dabei, inwieweit die Regulierungsentscheidungen künftig gerichtlich überprüft werden können.

¹²¹ Verordnung (EU) 2019/943, Art. 18 Abs. 7 Satz 2

¹²² Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Seite 61

3.2.2. Messentgelte

Mit den Messentgelten werden die Kosten für den Einbau und den Betrieb von Messeinrichtungen gedeckt. Insoweit ist zwischen dem Betrieb konventioneller Messeinrichtungen und modernen Messeinrichtungen (mME) / intelligenten Messstellenbetrieb (iMSys) zu unterscheiden. Im Fall des konventionellen Messstellenbetriebs mit klassisch mechanischen Zählern ermittelt der Netzbetreiber / grundzuständige Messstellenbetreiber die Messentgelte zum 01.01. eines jeden Jahres auf Grundlage der behördlich festgelegten Erlösobergrenze. Beim intelligenten Messstellenbetrieb, bei dem moderne Messeinrichtungen¹²³ (mME) bzw. intelligente Messsysteme¹²⁴ (iMSys) zum Einsatz kommen, besteht eine besondere Kostenregulierung und die Messentgelte bestimmten sich nach den gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen.¹²⁵ Bei *All-inclusive*-Stromlieferverträgen werden die Messentgelte von den Stromlieferanten an die Letztverbraucher als verbrauchsunabhängige Preisbestandteile - meist als monatliche Abschläge - weiterberechnet.

3.2.3. Energiepreis (Beschaffung/ Vertrieb/ Marge)

Als *Energiepreis* stellen Stromlieferanten zunächst jene Kostenbestandteile in Rechnung, die ihnen durch die Beschaffung von Strom entstehen. Verfügt der Stromlieferant über eigene Erzeugungsanlagen, z.B. Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder Windparks, sind das die Kraftwerkskosten. Die wenigsten Stromlieferanten erzeugen den an die Letztverbraucher gelieferten Strom allerdings vollständig selbst, sondern kaufen diesen am Markt zu, wobei sich die Strombeschaffung in Deutschland an zwei Marktplätzen abspielt. Dem OTC-Handel¹²⁶ und dem Handel an der Strombörse. Unter OTC-Handel versteht man den bilateralen Handel, der zu einem direkten Vertragsschluss zwischen zwei Parteien führt.¹²⁷ Stromlieferverträge im OTC-Handel können mit Blick auf die Privatautonomie frei ausgehandelt und gestaltet werden. Gleichwohl hat sich ein System standardisierte Produkte und Rahmenvertragswerke entwickelt, das den OTC-Handel prägt. Zu nennen sind hier insbesondere die Rahmenverträge der *European Federation of Energy Traders (EFET)*. Im Unterschied zum OTC-Handel basiert der Handel an der Strombörse auf hoheitlichen Regeln.¹²⁸ Strombörsen sind als organisierte Handelsplätze zu verstehen und bilden damit einen integralen Bestandteil liberalisierter Märkte.¹²⁹ Kernelement der europäischen Strombörsen ist der Spotmarkt, auf dem Strom mit kurzfristiger physischer Erfüllung gehandelt wird.¹³⁰ Auf dem Day-Ahead-Markt findet der Stromhandel einen Tag vor der physischen Erfüllung statt. An der europäischen Strombörse EEX können noch kürzere Geschäfte getätigt werden: im Intraday-Markt sind solche noch bis zu fünf Minuten vor Lieferung möglich. Zusätzlich zu den Strombeschaffungskosten muss der Stromlieferant bei der Kalkulation des Energiepreises die ihm durch den Vertrieb entstehenden Kosten berücksichtigen, z.B. die Verwaltungs- und Personalkosten. Schließlich findet die vom Stromlieferanten angestrebte Marge, d.h. der Unternehmerlohn, Eingang in die Preiskalkulation. In der Grundversorgung können Stromlieferanten bei einer Marge von 6 %, bei Sonderkundenverträgen eine Marge von ca. 13 % erzielen.¹³¹

Der Energiepreis des Stromlieferanten bildet sich aus den Kosten für die Erzeugung aus eigenen Anlagen bzw. dem Preis für die Strombeschaffung an der Strombörse oder im OTC-Handel.

¹²³ § 2 Nr. 15 MsbG

¹²⁴ § 2 Nr. 7 MsbG

¹²⁵ § 7 MsbG

¹²⁶ Handel „over the counter“

¹²⁷ Hufendiek, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 43

¹²⁸ Fried, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 98

¹²⁹ Pilgram, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 285

¹³⁰ Pilgram, in Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage, Seite 285

¹³¹ Deloitte (2018). „Umbau oder Neubau, Herausforderungen auf Profitabilitäts- und Vertriebsseite“

3.2.4. Staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP)

Abgaben, Umlagen und Steuern belasten Die Lieferung von Strom an Letztverbraucher ist mit verschiedenen Abgaben, Umlagen und Steuern belastet. Das sind: Die Konzessionsabgabe, die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage, die Offshore-Netzumlage, die Abschaltbare Lasten-Umlage, die Stromsteuer und die Umsatzsteuer.

Die Höhe der Konzessionsabgabe hängt von den Kommunen im Konzessionsgebiet ab und unterscheidet nach Sondervertrags- und Tarifkunden.

Konzessionsabgaben werden von Kommunen gegenüber Netzbetreibern für die Einräumung der Wegenutzungsrechte für den Betrieb der Energieversorgungsnetze erhoben und von den Netzbetreibern gegenüber den Netznutzern in Rechnung gestellt. Die Höhe der Konzessionsabgabe richtet sich nach dem zwischen dem Netzbetreiber und der Gebietskörperschaft gemäß der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) vereinbarten Konzessionsabgabensatz. Die KAV unterscheidet zwischen Tarifkunden¹³² und Sondervertragskunden. Bei den Tarifkunden richtet sich die zulässige Höhe nach der Anzahl der Einwohner im jeweiligen Konzessionsgebiet;¹³³ die höchstzulässige Konzessionsabgabe im Fall der Landeshauptstadt München beträgt 2,39 Cent / kWh.¹³⁴ Bei Sondervertragskunden beträgt die höchstzulässige Konzessionsabgabe 0,11 Cent / kWh.¹³⁵ Zu beachten ist die sogenannte Tarifkundenfiktion: Denn Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz gelten stets als Lieferung an Tarifkunden, es sei denn, die gemessene Leistung des Kunden überschreitet in mindestens zwei Monate des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30.000 kWh.¹³⁶ Innerhalb der Gruppe der Tarifkunden ist für Schwachlasttarife eine reduzierte Konzessionsgabe in Höhe von 0,61 Cent / kWh vorgesehen. Relevanz hat die reduzierte Konzessionsabgabe bei den Nachtstromtarifen.¹³⁷

Mit der EEG-Umlage werden die Kosten der Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien; genauer die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung gedeckt.¹³⁸ Für das Jahr 2022 wurde die EEG-Umlage durch Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt auf 3,72 Cent / kWh gedeckelt. Ab dem 1. Juli 2022 soll die EEG-Umlage auf 0 Cent / kWh reduziert werden.¹³⁹

Mit der KWKG-Umlage werden die Kosten ausgeglichen, die den Übertragungsnetzbetreibern durch die Abwicklung der gesetzlichen Vorgaben zur Förderung der Strom-erzeugung aus Kraft-Wärme gekoppelten Kraftwerken, des Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen und von Wärme- und Kältespeichern nach Maßgabe des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) entstehen.¹⁴⁰ Seit dem 01.01.2022 beträgt die *KWKG-Umlage* 0,378 Cent / kWh.

Mit der § 19 StromNEV-Umlage werden die Kosten ausgeglichen, die den Übertragungsnetzbetreibern aus deren Verpflichtung entstehen, nachgelagerten Verteilernetzbetreibern entgangene Erlöse zu erstatten, die aus deren Verpflichtung resultieren, bestimmten Letztverbrauchern mit atypischem Verbrauchsverhalten oder besonders hohem Stromverbrauch individuelle Netzentgelte anzubieten.¹⁴¹ Seit dem 01.01.2022 beträgt die § 19 StromNEV-Umlage 0,437 Cent / kWh.

¹³² Tarifkunden sind Kunden, die im Rahmen von Grundversorgungsverträgen beliefert werden.

¹³³ Das Konzessionsgebiet entspricht dem Gemeindegebiet und ist vom Netzgebiet zu unterscheiden.

¹³⁴ § 2 Absatz 1 b) KAV

¹³⁵ § 2 Absatz 3 Nr. 1 KAV

¹³⁶ § 2 Absatz 7 KAV

¹³⁷ Vgl. Ziffer 3.3.6.1

¹³⁸ § 60 EEG

¹³⁹ § 60 Absatz 1a EEG-Entwurf, vgl. Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung (März 2022)

¹⁴⁰ § 26 KWKG

¹⁴¹ § 19 Absatz 2 StromNEV

Mit der Offshore-Netzumlage werden die Kosten gedeckt, die Übertragungsnetzbetreibern aufgrund von Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen bei Störung oder Verzögerung der Netzanbindung sowie aus der Planung, Errichtung und dem Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen entstehen.¹⁴² Seit 2022 beträgt die *Offshore-Netzumlage* 0,419 Cent / kWh.

Mit der Abschaltbare Lasten-Umlage werden die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung von Verbrauchsleistung durch Letztverbraucher auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität gedeckt.¹⁴³ Rechtliche Grundlage ist § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Seit 2022 beträgt die *Abschaltbare Lasten-Umlage* 0,003 Cent / kWh.

Die Lieferung von elektrischem Strom unterliegt der *Stromsteuer*.¹⁴⁴ Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer und entsteht dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz zum Selbstverbrauch entnimmt.¹⁴⁵ Die Steuer beträgt 20,50 € / MWh, was einem Betrag in Höhe von 2,05 Cent / kWh entspricht.

Die Lieferung von elektrischem Strom unterliegt zudem der Umsatzsteuer.¹⁴⁶ Die Steuer beträgt für jeden steuerpflichtigen Umsatz 19 % der Bemessungsgrundlage, d.h. der Summe der sonstigen Preisbestandteile.¹⁴⁷

Das bestehende System der staatlich induzierten Preisbestandteile im Energiesektor ist seit langem Gegenstand politischer Auseinandersetzungen. So hat etwa der Bundesrat im März 2021 seine Auffassung bekräftigt, dass eine Reform der Finanzierung der Energiewende mit einer grundsätzlichen Überarbeitung des Energiemarktdesigns, insbesondere der Förder-systematik einhergehen sollte.¹⁴⁸ Insbesondere betreffend die EEG-Umlage wird seit langem eine Absenkung, Deckelung oder Abschaffung gefordert. Diskutiert wurde auch eine dynamische Ausgestaltung der EEG-Umlage. Dabei sollte der stündliche Day-Ahead-Großhandelspreis für Strom mit einem jährlich festgelegten Faktor für die EEG-Umlage multipliziert werden, um den Strompreisanteil zu erhöhen und den finanziellen Anreiz zur Nachfrageverlagerung auf Seiten der Letztverbraucher zu verstärken.¹⁴⁹

Die Bundesregierung plant nunmehr, die staatlich induzierten Preisbestandteile im Energiesektor zu reformieren und auf möglichst verzerrungsfreie Wettbewerbsbedingungen abzielen, die Sektorenkopplung zu ermöglichen und so ein *Level-Playing-Field* für alle Energieträger und Sektoren zu schaffen. Dabei soll der CO₂-Preis eine zentrale Rolle spielen.¹⁵⁰ Hingegen soll die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis beendet werden und künftig über den Haushalt, genauer den Energie- und Klimafonds (EKF), erfolgen.¹⁵¹

Das System der staatlich induzierten Preisbestandteile soll grundlegend reformiert werden.

¹⁴² § 17f Absatz 5 EnWG

¹⁴³ § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

¹⁴⁴ § 1 Absatz 1 StromStG

¹⁴⁵ § 5 Absatz 1 StromStG

¹⁴⁶ § 1 Absatz 1 UStG

¹⁴⁷ § 12 Absatz 1 UStG

¹⁴⁸ Vgl. nur Beschluss des Bundesrates vom 26.03.2021, BR Drucksache 93/21, Ziffer 7

¹⁴⁹ Agora Energiewende (2014). „Der Strommarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage“, Kurzstudie, Agora Energiewende, Berlin

¹⁵⁰ Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Seite 62

¹⁵¹ Ebd., Seite 62

3.3. Stromtarife

3.3.1. Begriff

Der Begriff *Tarif* ist gesetzlich nicht definiert und wird unterschiedlich verwendet.

Der Begriff *Tarif* ist gesetzlich nicht definiert. Vor dem Energiewirtschaftsgesetz 2005 wurden als *Tarif* die Allgemeinen Preise im Bereich der Grundversorgung bezeichnet.¹⁵² Deshalb spricht die KAV auch heute noch von „*Tarifkunden*“ und meint damit die grundversorgten Haushaltskunden.¹⁵³ Die Verwendung des Begriffs ist nicht einheitlich. So wird ein *Tarif* auch verstanden als „*ein Energieprodukt, das den Bezug einer Energieform zu bestimmten Konditionen an einen definierten Netzanschlusspunkt vertraglich vereinbart*“¹⁵⁴ oder „*als ein Dokument, welches Geschäftsbedingungen auflistet, unter denen Konsumenten einer Klasse eine Dienstleistung, ein Produkt oder ein Nutzungsrecht erstehen können*“.¹⁵⁵ Die Bundesnetzagentur nutzt den Begriff ebenfalls bezogen auf verschiedene Merkmale eines Stromlieferungsvertrages, wie etwa die Art des Vertragsschlusses („*Online-Tarif*“), den Leistungsumfang („*gebündelte Tarife*“) oder die Preisgestaltung („*Tarife mit dynamischen Preisen*“).¹⁵⁶

Als *Stromtarif* sind die auf die Preisgestaltung bezogenen Bestimmungen eines Stromlieferungsvertrages zu verstehen.

Hingegen zielt das Energiewirtschaftsgesetz in erster Linie auf die Preisgestaltung ab, wenn es von *Stromtarifen* spricht.¹⁵⁷ Ein solches Verständnis legt der Wortlaut der gesetzliche Definition „*Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen*“ nahe.¹⁵⁸ Danach sind im geltenden Energiewirtschaftsrecht als *Stromtarif* die auf die Preisgestaltung bezogenen Bestimmungen eines Stromlieferungsvertrages zu verstehen, die meist allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB) des Stromlieferanten darstellen.¹⁵⁹ Dies deckt sich im Übrigen mit dem traditionellen Verständnis, nach welchem mit *Tarif* die „*Zusammenstellung der Verkaufspreis bezogenen Bestimmungen und Abstufungen gemeint ist*.“¹⁶⁰

Sollen weitere Merkmale einer Stromlieferbeziehung hervorgehoben werden, beispielsweise der Weg des Vertragsschlusses (persönlich, Telefon, Online etc.), der Umfang der vertraglichen Leistungen (Stromlieferung, Netznutzung, Messstellenbetrieb etc.), die Art und die Eigenschaft des zu liefernden Stroms (Ökostrom, Regionalstrom etc.) und die Vertragsdauer (Mindestdauer, Höchstdauer, Verlängerungsoptionen etc.) bietet es sich an, von einem *Stromprodukt* als aus Sicht des Stromlieferanten für eine Zielgruppe standardisierten Stromlieferungsvertrages zu sprechen (z.B. *Ökostromprodukt*).

3.3.2. Ausgestaltung von Stromtarifen (Tarifizierung)

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten von Stromtarifen sind ähnlich vielseitig wie die Ausgestaltungsmöglichkeiten von Stromlieferverträgen als solche.¹⁶¹ Dabei haben die Stromlieferanten betriebswirtschaftliche Grundsätze und rechtliche Vorgaben zu beachten.

¹⁵² Bruhn, in Säcker, EnWG, § 40 Rn 62; § 11 Abs. 1 EnWG 1998/ § 39 Abs. 1 EnWG 2021

¹⁵³ § 1 Abs. 3 KAV

¹⁵⁴ Nabe et al. (2009). „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Ecofys, Seite 42

¹⁵⁵ Oelmann und Roters (2015). „Tarifizierung in Netzsektoren: Zielsetzungen ausgewählter Tarifmodelle in Deutschland“, N&R 2015, Seite 14; Das Dokument soll dabei ein Verzeichnis aller Preis- und Gebührensätze, Zahlungsbedingungen, Informationen über Steuern, Leistungsbeschreibungen und Messmethoden sowie sonstige Regeln und Vorschriften beinhalten.

¹⁵⁶ Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn, Seite 267

¹⁵⁷ § 41a EnWG

¹⁵⁸ § 3 Nr. 31b EnWG; Das Adjektiv „dynamisch“ kann sich kaum auf weitere Merkmale eines Stromlieferungsvertrages wie etwa dem Leistungsumfang oder der Stromeigenschaft beziehen.

¹⁵⁹ Bruhn, in Säcker, EnWG, § 40 Rn 62

¹⁶⁰ Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage, Seite 130

¹⁶¹ Vgl. Ziffer 3.1

Das Interesse der Stromlieferanten besteht zunächst darin, in der Erlösstruktur ihre Kostenstruktur abzubilden. Mithin müssen alle Bestandteile des Strompreises in die Preiskalkulation bzw. Tarifgestaltung einfließen.¹⁶² Handelt es sich um einen integrierten Stromliefervertrag und schuldet der Stromlieferant dem Letztverbraucher neben der Stromlieferung die Netznutzung, muss er die zahlenden Netzentgelte an den Letztverbraucher weiterberechnen.

Unabhängig davon sind Stromlieferanten gesetzlich verpflichtet, bestimmte Stromtarife anzubieten. So schreibt das EnWG vor, dass Stromlieferanten einen Tarif anzubieten haben, der „einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt“.¹⁶³ Gleichzeitig haben Stromlieferanten für Haushaltskunden mindestens einen Stromtarif anzubieten, für den die Datenaufzeichnung und -übermittlung auf die Mitteilung der innerhalb eines bestimmten Zeitraums verbrauchten Gesamtstrommenge begrenzt bleibt.¹⁶⁴ Damit sollte verhindert werden, dass die Kunden einem faktischen Zwang unterliegen könnten, der Aufzeichnung, Übermittlung und Verarbeitung ihrer Verbrauchsdaten zustimmen zu müssen, um einen Stromliefervertrag abschließen zu können.¹⁶⁵ Künftig sind Stromlieferanten die eine bestimmte Mindestanzahl von Kunden beliefern zudem verpflichtet, Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen anzubieten.¹⁶⁶

Zukünftig sind Stromlieferanten ab einer bestimmten Kundenanzahl verpflichtet diesen einen dynamischen Tarif anzubieten.

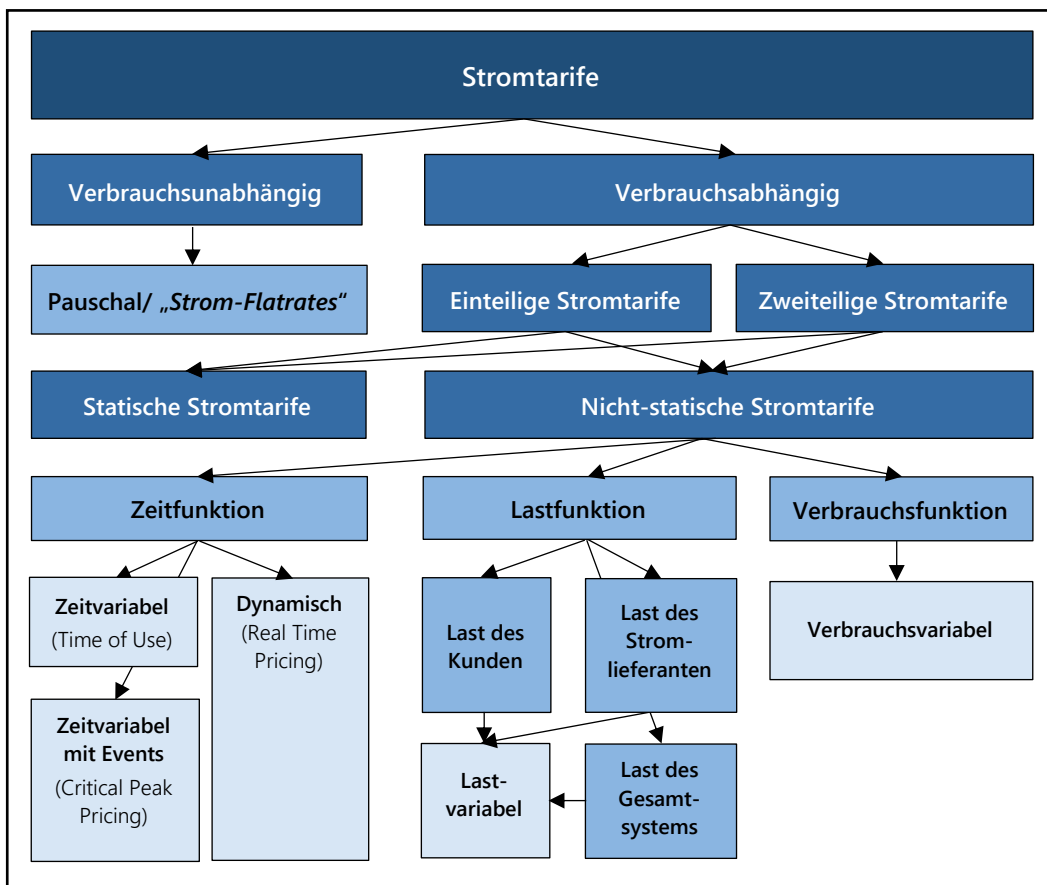


Abbildung 4: Übersicht der verbrauchsabhängigen und -unabhängigen Stromtarife

¹⁶² Weitere Tarifierungsziele sind: Kundenbindung, Wettbewerbsvermeidung und Nutzung von Verbundvorteilen

¹⁶³ § 41a Absatz 1 EnWG

¹⁶⁴ § 41a Absatz 1 EnWG; Datensparsame Tarife, vgl. auch Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Seite 74

¹⁶⁵ Bruhn in Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Band 1, 4. Auflage, § 41 Rn. 67

¹⁶⁶ § 41a Absatz 2 EnWG

Strom-Flatrates wurden bereits zu Beginn der Elektrifizierung eingesetzt und werden aktuell wieder diskutiert. Die rechtliche Zulässigkeit solcher Stromtarife ist unklar.

3.3.3. Pauschale Stromtarife (Flatrates)

Veranlasst durch den Erfolg im Telekommunikationssektor wird seit einigen Jahren wieder vermehrt diskutiert, inwieweit sogenannte *Strom-Flatrates* geeignet seien, im Haushaltskundensegment die klassischen verbrauchsabhängigen Tarife abzulösen.¹⁶⁷ Der Vorteil derartiger Tarife bestünde in dem damit einhergehenden Komfortgewinn für die Kunden. Ökologische Bedenken seien vernachlässigbar, sofern die Erzeugung des gelieferten Stroms mittels erneuerbarer Energien erfolge.¹⁶⁸ Denkbar sei auch, dass die Kunden statt mit Geld mit der Einwilligung in die Auswertung ihrer Energieverbrauchsdaten bezahlen.¹⁶⁹ Indes sind pauschale Stromtarife nichts neues, sondern waren zu Beginn der Elektrifizierung das Mittel der Wahl, um eine günstige Versorgung der einkommensschwächeren Bevölkerungsschichten zu ermöglichen; denn der teure Einbau von Stromzählern war obsolet.¹⁷⁰ Die Abrechnung erfolgte auf der Basis von Verbrauchsschätzungen, die mit Blick auf den Umstand, dass die Letztverbraucher die Verbrauchsgeräte (Glühlampen, Ventilatoren, Motoren etc.) meist vom Stromlieferanten mieteten, recht genau war.¹⁷¹ Pauschaltarife waren überall dort in großem Umfang verbreitet, wo die Arbeitskosten verschwindend klein waren, also insbesondere bei Wasserkraftanlagen in der Schweiz, in Frankreich oder Norwegen.¹⁷² Gleichwohl animierte die pauschale Abrechnung zu einem erhöhten Stromverbrauch, so dass die Stromlieferanten in den 1920er Jahren ihre Stromtarife auf eine verbrauchsabhängige Abrechnung umstellten.¹⁷³ Ob pauschale Stromtarife im geltenden Energiewirtschaftsrecht zulässig sind ist umstritten. *McCutcheon* sieht im Angebot von Strom-Flatrates einen Verstoß gegen die unionsrechtliche Vorgabe einer verbrauchsabhängigen Stromtarifizierung.¹⁷⁴

3.3.4. Einteilige Tarife (Zählertarife)

Bei einteiligen Tarifen erfolgt die Preisstellung ausschließlich auf der Grundlage der verbrauchten Arbeitseinheiten also den Kilowattstunden. Diese Tarife wurden als *Zählertarife* bezeichnet, weil die Messung eben durch einen Zähler erfolgte.¹⁷⁵ Die meisten Energieversorger sind dazu übergegangen, die Pauschaltarife durch verbrauchsabhängige Tarife zu ersetzen. Nicht zuletzt deshalb, weil die Mehrzahl der Letztverbraucher zur Einschätzung ihres Verbrauchsverhaltens sichtbare und nachprüfbare Messangaben bevorzugte.¹⁷⁶ Allerdings beruhte die Kalkulation einteiliger Tarife auf der Annahme, dass die Beanspruchung der Betriebsmittel seitens der einzelnen Letztverbraucher ungefähr gleich lange erfolgt; eine Annahme, die lediglich am Anfang der Elektrifizierung, als es sich hauptsächlich um die Versorgung gleichartiger Beleuchtungsanlagen handelte, annähernd zutreffend war.¹⁷⁷

¹⁶⁷ McCutcheon (2018). „Strom-Flatrates: Legales und legitimes Tarifmodell?“, EnWZ 2018, Seite 344

¹⁶⁸ Ebd., Seite 344 unter Verweis auf Eble (2014). ZfK 2014, Seite 28

¹⁶⁹ Ebd., Seite 344 unter Verweis auf Böttcher und Heuer (2017). „brand eins 6/2017“, Seite 124

¹⁷⁰ Dittmann (2013), „Rückblick auf die Anfänge der Elektrifizierung“, UWF 2013, Seite 189 (195)

¹⁷¹ Ebd., Seite 189

¹⁷² Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage, Seite 133

¹⁷³ In Deutschland wurden Pauschaltarife 1938 verboten. Grund war das Bestreben der NS-Diktatur, alle Ressourcen auf die „*Wehrhaftigkeit der Wirtschaft*“ zu konzentrieren und einem höheren Stromverbrauch entgegenzuwirken.

¹⁷⁴ McCutcheon (2018). „Strom-Flatrates: Legales und legitimes Tarifmodell?“, EnWZ 2018, Seite 344 (347)

¹⁷⁵ Was bei zweiseitigen Tarifen nicht anders ist.

¹⁷⁶ Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage, Seite 130

¹⁷⁷ Ebd., Seite 130

3.3.5. Statische Stromtarife (Klassische Stromtarife)

Der Großteil der Letztverbraucher in Deutschland wird derzeit über Stromlieferverträge mit statischen Tarifen versorgt, die man mit Blick auf die umfangreiche Marktdurchdringung nunmehr auch als *klassische Stromtarife* bezeichnen mag. Es handelt sich um verbrauchsabhängige zweiteilige Stromtarife, deren Erlösbestandteile (Grund- bzw. Leistungspreis und Arbeitspreis) über einen bestimmten Zeitabschnitt der Vertragslaufzeit jeweils nur einen Zustand kennen.

Als klassische Stromtarife kann man statische, verbrauchsabhängige zweiteilige Stromtarife verstehen.

Bei der Tarifgestaltung ist das wichtigste Ziel für den Stromlieferanten die vollständige Refinanzierung der Gestehungskosten bzw. der Strompreisbestandteile. Die Zweiteiligkeit des Stromtarifes im Verhältnis zwischen Stromlieferant und Letztverbraucher folgt dabei - mehr oder weniger zwingend - aus der Zweiteiligkeit der Netzentgelte. Feste Kostenbestandteile bestehen auch auf der Ebene des Messstellenbetriebs und des Stromvertriebs. Der Stromlieferant muss seine Verwaltungs- und Personalkosten als Fixkosten in die Kalkulation, im Zweifel jene des Grundpreises, einfließen lassen. Der Arbeitspreis muss neben dem Netzarbeitspreis die Kosten für die Strombeschaffung nebst den staatlich induzierten Preisbestandteile beinhalten. Zudem besteht von Seiten des Stromlieferanten das Interesse, den mit dem jeweiligen Stromtarif einhergehenden rechnerischen und kaufmännischen Aufwand möglichst niedrig zu halten. Gleichzeitig muss der Tarif eine gewisse Werbekraft besitzen: Denn der Letztverbraucher wird einen Tarif bevorzugen, der sein Verbrauchsverhalten möglichst genau widerspiegelt und dabei zugleich einfach und verständlich ist.

Die Höhe des Arbeitspreises ist je Kilowattstunde einschließlich der Umsatzsteuer und aller spezifischen Verbrauchssteuern bei Vertragsschluss im Angebot oder in der Werbung anzugeben. Soll neben dem Arbeitspreis ein Leistungspreis oder ein Grundpreis vereinbart werden, muss dieser in unmittelbarer Nähe des Arbeitspreises angegeben werden.¹⁷⁸

Die Erlösbestandteile bei statischen Stromtarifen kennen zwar nur einen Zustand, gleichwohl besteht mit Blick auf den Dauerschuldcharakter von Stromlieferverträgen das Bedürfnis und die wirtschaftliche Notwendigkeit, deren Höhe regelmäßig anzupassen. Bei Grundversorgungsverträgen bestimmt sich die Änderung der allgemeinen Preise nach der Stromgrundversorgungsverordnung.¹⁷⁹ Bei Sonderkundenverträgen müssen sogenannte *Preis Anpassungsklauseln* vertraglich vereinbart werden. Diese berechtigen und verpflichten den Stromlieferanten, den Strompreis anzupassen, sofern sich die Gestehungskosten ändern, etwa für den Fall gesteigerter Beschaffungskosten oder bei einer Änderung staatlich gesetzter oder regulierter Belastungen (z.B. der EEG-Umlage). Ändert der Stromlieferant in Ausübung einer Preis Anpassungsklausel den Strompreis, kann der Letztverbraucher den Stromliefervertrag ohne Einhaltung einer Frist zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderungen kündigen, ohne dass vom Stromlieferanten ein gesondertes Entgelt verlangt werden darf.

Bei Stromlieferverträgen, die auf unbestimmte Dauer angelegt sind, besteht das wirtschaftliche Bedürfnis die Preise regelmäßig anpassen zu können.

Die Rechtslage für Preis Anpassungsklauseln ist sehr komplex. Trotz ihrer normativen Ableitung¹⁸⁰ handelt es sich dabei nach *Büdenbender* „eher um richterliche Rechtsfortbildung mit Schwankungen im Zeitablauf als um eine klassische Normeninterpretation auf der Basis der allgemein anerkannten juristischen Methodenlehre“.¹⁸¹ Die Vertragsgestaltung ist entsprechend anspruchsvoll.

¹⁷⁸ § 3 Preisangabenverordnung (PAngV)

¹⁷⁹ §§ 5, 5a StromGVV

¹⁸⁰ §§ 133, 157, 307, 315 BGB

¹⁸¹ Büdenbender (2017). „Die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu Preis Anpassungen in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft“, ZIP 2017, Seite 1041 (1052)

Bei separierten Preissystemen werden die regulierten Preisbestandteile vollständig oder teilweise 1:1 an die Letztverbraucher weitergereicht.

Nicht zuletzt, um den mit der Ausübung einer Preisanpassung einhergehenden administrativen Aufwand zu vermeiden, haben sich in der Vertragspraxis Preissysteme etabliert, in denen die verschiedenen Strompreisbestandteile separiert an den Letztverbraucher weiterberechnet werden. D.h. der Letztverbraucher zahlt nicht *einen* Grundpreis und *einen* Arbeitspreis, sondern die jeweiligen Strompreisbestandteile werden gesondert - sozusagen 1:1 - in der jeweils geltenden Höhe abgerechnet. Ändert sich beispielsweise die Höhe der vom Stromlieferanten an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden EEG-Umlage,¹⁸² wirkt die Änderung unmittelbar auch im Verhältnis zwischen Stromlieferanten und Letztverbraucher. Separierte Preissysteme sind von der Rechtsprechung anerkannt und stellen nach Ansicht des OLG Düsseldorf eine Verbesserung der Rechtslage zugunsten der Letztverbraucher dar.¹⁸³

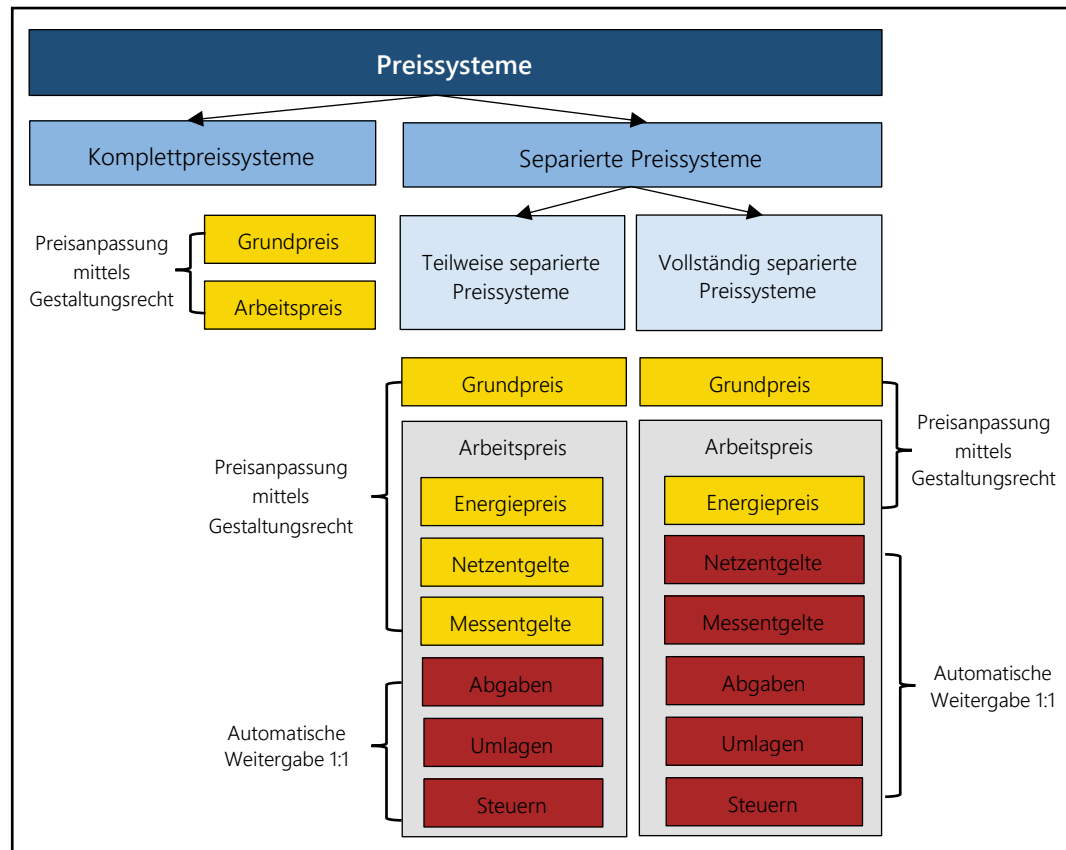


Abbildung 5: Übersicht zu Preissystemen für statische Tarife

Gegenüber Verbrauchern im Sinne des Bürgerlichen Gesetzbuchs sind separierte Preissystem nur zulässig, soweit die Höhe der einzelnen Preisbestandteile bei Vertragsschluss bekannt ist. Dies ergibt sich aus den Anforderungen der Preisangabenverordnung (PAngV), ausweislicher derer dem Letztverbraucher bei Vertragsschluss der Brutto-Gesamtpreis zu nennen ist.¹⁸⁴ In der Praxis führt das zu Schwierigkeiten, denn der Stromlieferant kennt bei Vertragsschluss oftmals weder die Höhe der Netzentgelte noch der Messentgelte. Aus diesem Grund werden meist nur teilweise separierte Preissysteme umgesetzt, bei denen der Netzgrundpreis und die Messentgelte in den allgemeinen Grundpreis einfließen und der Netzarbeitspreis in den allgemeinen Arbeitspreis. Lediglich die staatlich induzierten Preise werden separiert weiterberechnet, weil deren betragsmäßige Höhe bei Vertragsschluss bekannt ist.

¹⁸² § 60 EEG

¹⁸³ OLG Düsseldorf, Urteil vom 30.10.2018 - 20 U 29/18 Rn. 35

¹⁸⁴ § 3 PAngV

3.3.6. Nicht-statische Stromtarife

Die Grundkonzeption von nicht-statischen Stromtarifen zeichnet sich dadurch aus, dass die verbrauchsabhängige Erlös Komponente (Arbeitspreis) während eines bestimmten Zeitabschnittes der Vertragslaufzeit mehr als nur einen Zustand, d.h. mehr als eine betragsmäßige Höhe, kennt. Der Wechsel des Zustandes kann dabei von verschiedenen Bedingungen abhängig gemacht werden. Naheliegend ist eine Kopplung an die Zeit, etwa an die Jahreszeit, den Wochentag oder die Tageszeit (Zeitfunktion). Zudem kann der Arbeitspreis an die Last gekoppelt werden (Lastfunktion).¹⁸⁵ Die Ausgestaltungsvarianten von nicht-statischen Stromtarifen sind vielfältig, die Übergänge mitunter fließend und die Begrifflichkeiten werden nicht immer einheitlich verwendet. Basierend auf den Arbeiten des *U.S. Department of Energy* wird im Folgenden auf die in Tabelle 2 dargestellte Systematik zurückgegriffen.¹⁸⁶

Bei nicht-statischen Stromtarifen kennt die verbrauchsabhängige Erlös Komponente (Arbeitspreis) mehr als einen Zustand.

Tabelle 2: Übersicht nicht-statischer Stromtarife

Bezeichnung	Beschreibung	Graphische Darstellung
Zeitvariable Stromtarife (Time of Use Pricing)	Bei zeitvariablen Tarifen variiert der Arbeitspreis nach Jahreszeit, Wochentag oder Tageszeit. Die Preisstufen werden vergleichsweise lange Zeit im Vorfeld festgelegt.	
Zeitvariable Stromtarife mit Ereignissen (Critical Peak Pricing)	Ein Stromtarif, bei dem die Strompreise für ein paar Tage im Jahr stark ansteigen. Meist während der Zeiten, in denen die Großhandelspreise hoch sind.	
Dynamische Stromtarife (Real Time Pricing)	Bei dynamischen Stromtarifen variieren die Arbeitspreise nach Tageszeit. Die Preisstufen werden kurzfristig festgelegt, z.B. einen Tag / eine Stunde im Voraus. Anknüpfungspunkt ist meist ein Börsenpreis (z.B. Intraday).	
Lastvariable Stromtarife	Bei lastvariablen Stromtarifen variiert der Arbeitspreis nach der durchschnittlichen Last der Kunden / des Stromlieferanten oder des Gesamtsystems innerhalb bestimmter Lastschwellen.	
Verbrauchsvariable Stromtarife	Bei verbrauchsvariablen Stromtarifen variiert der Arbeitspreis nach dem Verbrauch der Kunden.	

¹⁸⁵ Nabe et al. (2009). „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Ecofys, Seite 46

¹⁸⁶ Braithwait, Hansen und Kirch (2006). Incentives and Rate Designs for Efficiency and Demand Response.

3.3.6.1 Zeitvariable Stromtarife

Zeitvariable Stromtarife wurden in Europa in den 1960er Jahren eingeführt, als die Bedeutung von Elektroheizungen zunahm. Mittels sogenannter *Nachtstromtarife* soll die Wärmeerzeugung in die Nachtstunden verlagert werden, in denen Strom in ausreichenden Mengen verfügbar war. Umgesetzt wurde dies durch spezielle Zweitarifstromzähler, die zwischen dem tagsüber und dem in der Nacht entnommenen Strom unterscheiden. Preiskalkulatorisch basieren die Nachtstromtarife unter anderem auf den günstigeren Konzessionsabgaben für Schwachlaststrom.¹⁸⁷

Seit dem Jahr 2010 müssen Stromlieferanten einen Stromtarif anbieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung setzt.

Seit dem Jahr 2010 müssen Stromlieferanten für Letztverbraucher einen Stromtarif anbieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.¹⁸⁸ Hintergrund für die gesetzliche Verpflichtung zum Angebot derartiger Stromtarife war das integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung aus dem Jahr 2007. Durch die anlässlich dessen beschlossene Liberalisierung des Messwesens sollten innovative Verfahren der Messung sowie lastabhängige und zeitvariable Stromtarife ermöglicht und gefördert werden, um die Letztverbraucher in die Lage zu versetzen, Energiekosten zu sparen. Gleichzeitig sollte die Effizienz der Nutzung des Kraftwerkparks verbessert werden.¹⁸⁹ Zudem soll die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verbessert werden.

Zeitvariable Stromtarife können nach der Anzahl und der Art der Tarifstufen variieren. Die Höhe der Preise für die verschiedenen Tarifstufen wird bei Vertragsschluss festgelegt und bleibt während der Vertragslaufzeit - von Preisanpassungen nach den allgemeinen Grundsätzen abgesehen - unverändert. Hierin unterscheiden sich zeitvariable Stromtarife (Time of Use) von dynamischen Stromtarifen (Real time pricing), bei denen es sich die Höhe der Preise fortlaufend ändert. Messtechnisch umgesetzt werden sollen zeitvariable Stromtarife auf Basis intelligenter Messsysteme (iMSys), d.h. über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtungen (mME). Im SMGW werden die entsprechenden Tarifstunden definiert und an eine Zeitfunktion geknüpft (Tarifanwendungsfall 2).¹⁹⁰ Die Zeitbedingungen werden über Tarifumschaltpunkte definiert. Zu jedem Zeitpunkt ist nur eine Tarifstufe pro Anwendungsfall aktiv. Das SMGW kumuliert für jede Tarifstufe die Energiemenge, die anfällt, während die Tarifstufe aktiv ist. Die Energiemenge innerhalb eines Abrechnungszeitraums wird so auf mehrere Tarifstufen verteilt.

Zeitvariable Stromtarife tragen die Gefahr in sich, künstliche Strombezugsspitzen zu erzeugen.

Tönnies weist darauf hin, dass zeitvariable Stromtarife die Gefahr in sich tragen, künstliche Strombezugsspitzen zu erzeugen.¹⁹¹ Zeitvariable Stromtarife könnten damit genau das Gegenteil von dem bewirken, was sie eigentlich sollen und sind aus volkswirtschaftlicher Sicht kritisch zu hinterfragen.

¹⁸⁷ § 2 Abs. 2 Nr. 1 a) KAV

¹⁸⁸ § 41a Abs. 1 EnWG (vormals § 40 Abs. 3/ § 40 Abs. 5 EnWG)

¹⁸⁹ BMU (2017). „Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung“, Seite 2

¹⁹⁰ BSI, Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, 2021, Seite 76

¹⁹¹ Tönnies (2010). „Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG“, ZNER 2010, Seite 259 (260)

3.3.6.2 Zeitvariable Stromtarife mit Ereignissen

Zeitvariable Stromtarife mit Ereignissen verfügen über mehrere Tarifstufen, zwischen denen bei Eintritt bestimmter Ereignisse gewechselt werden kann. Zu jedem Zeitpunkt ist jeweils nur eine Tarifstufe pro Anwendungsfall aktiv. Bei den Ereignissen kann es sich sowohl um Ereignisse innerhalb der Kundenanlage handeln als auch um solche, die von externen Marktteilnehmer mittels intelligenter Messsysteme ausgelöst werden. Beispielsweise können damit für eine bestimmte Zeit im Jahr oder eine bestimmte maximale Anzahl von Tagen Hochpreise vorgesehen werden, die vom Stromlieferanten entsprechend anzukündigen sind.¹⁹² Das SMGW kumuliert für jede Tarifstufe die Energiemenge, die anfällt, während die Tarifstufe aktiv ist. Die Energiemenge innerhalb des Abrechnungszeitraumes wird so verteilt und auf dieser Basis durch den Stromlieferanten abgerechnet.

Bei zeitvariablen Stromtarifen mit Ereignissen ändern sich die Tarifstufen in Abhängigkeit bestimmter Ereignisse.

3.3.6.3 Dynamische Stromtarife

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahr 2021 hat der nationale Gesetzgeber die Pflicht für Stromlieferanten, gegenüber Letztverbrauchern bestimmte Stromtarife anzubieten, auf dynamische Stromtarife erweitert.¹⁹³ Hintergrund sind die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie aus dem Jahr 2019, ausweislich derer die Mitgliedstaaten zunächst sicherzustellen haben, dass die Stromlieferanten gemäß dem nationalen Regelungsrahmen Stromlieferverträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten können.¹⁹⁴ Zudem müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Letztverbraucher, die über ein intelligentes Messsystem verfügen, von mindesten einem Stromlieferanten sowie von jedem Stromlieferanten mit über 200.000 Endkunden verlangen können, einen Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen abzuschließen.¹⁹⁵

In der Konsequenz sind nunmehr Stromlieferanten, die zum 31.12. eines jeden Jahres mehr als 200.000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten, die über ein iMSys verfügen.¹⁹⁶ Ab dem 01.01.2022 gilt die Verpflichtung für alle Stromlieferanten, die zum 31.12. eines jeden Jahres mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, und ab dem 01.01.2025 für alle Stromlieferanten, die bis zum 31.12. eines jeden Jahres mehr als 50.000 Letztverbraucher beliefern.¹⁹⁷ Maßgeblich für die Anzahl sind dabei alle Kunden des Stromlieferanten, unabhängig von der Art ihres installierten Zählers - also nicht nur jene mit einem iMSys.¹⁹⁸

Nach der Definition des Energiewirtschaftsgesetzes ist ein Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen *„ein Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen“*.¹⁹⁹

Ein Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen ist seit 2021 gesetzlich im EnWG definiert.

¹⁹² Nabe et al. (2019). „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Ecofys, Seite 94

¹⁹³ Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 24.06.2021

¹⁹⁴ Richtlinie (EU) 2019/944, Artikel 11 Absatz 1 Satz 1

¹⁹⁵ Richtlinie (EU) 2019/944, Artikel 11 Absatz 1 Satz 2

¹⁹⁶ § 41 Absatz 2 Satz 1 EnWG

¹⁹⁷ § 41 Absatz 2 Satz 3 EnWG

¹⁹⁸ Gesetzesentwurf der Bundesregierung, BT-Drucksache 19/27453, Seite 126

¹⁹⁹ § 3 Nr. 31a EnWG

Die Definition entspricht jener der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie.²⁰⁰ Diese verfolgt die Zielsetzung, die Letztverbrauchern in die Lage zu versetzen, sich an allen Formen der Laststeuerung zu beteiligen und ihren Verbrauch an Echtzeit-Preissignale, die den Wert und die Kosten von Elektrizität oder deren Transport in unterschiedlichen Zeiträumen aufzeigen, anzupassen. Letztverbraucher sollen am Markt teilnehmen können, indem sie ihren Verbrauch den Marktsignalen anpassen und so in den Genuss von niedrigeren Strompreisen kommen.²⁰¹ Man ging bisher davon aus, dass die Vorzüge einer aktiven Teilnahme der Letztverbraucher am Markt zunehmen werden, wenn das Bewusstsein von bislang passiven Verbrauchern über ihre Möglichkeiten als aktiver Kunde gefördert wird und Informationen über die Möglichkeiten der aktiven Teilnahme besser bekannt werden.²⁰² So hat der Bundestag die Bundesregierung aufgefordert, „im Dialog mit der Energiewirtschaft und Verbraucherschützern auf ein breit verfügbares Angebot attraktiver und einfacher variabler Stromtarife hinzuwirken, die zum Beispiel unter Einbeziehung von Smart-Meter-Gateways und Energiemanagement-Systemen Stromkunden, Markt und Netz gleichermaßen von Nutzen sein können.“²⁰³

Bei dynamischen Stromtarifen ist der Strompreis an einen Index gekoppelt, wie etwa den Spotmarkt.

Dynamische Stromtarife sind an die Zeitfunktion geknüpft, es handelt folglich um eine besondere Ausgestaltungsvariante zeitvariabler Stromtarife. Der Unterschied zu den vorstehend dargestellten zeitvariablen Stromtarifen (Time-of-Use / Critical Peak Pricing) besteht darin, dass die betragsmäßige Höhe der jeweiligen Preisstufen nicht bei Vertragsabschluss für eine bestimmte Laufzeit festgelegt, sondern vielmehr an einen Index gekoppelt wird, wie etwa den Spotmarkt.²⁰⁴ Die Variabilität des Stromtarifs besteht mithin nicht nur im Wechsel zwischen festen Preisstufen, sondern in der Höhe des Preises selbst. Die Gültigkeitsdauer des Preises beträgt oft eine Stunde; es sind aber auch höhere Auflösungen möglich.²⁰⁵ Die künftige Höhe des Preises teilt der Stromlieferant dem Letztverbraucher fortlaufend - üblicherweise am Vortrag - mit, so dass das Verbrauchsverhalten angepasst werden kann.

Dynamische Stromtarife bedeuten für Letztverbraucher nicht nur Vorteile, sondern auch Risiken. Durch eine Kopplung an den Börsenpreis wirkt die dortige Preisentwicklung im Verhältnis zwischen Stromlieferant und Letztverbraucher. Das ist im Oktober 2021 in Spanien zu Tage getreten. Dort hat sich der Börsenpreis innerhalb kurzer Zeit verfünffacht. Da in Spanien dynamische Stromtarife verbreitet sind, waren die Auswirkungen so massiv, dass sich die Regierung gezwungen sah, die Umsatzsteuer auf Strom von 21 % auf 10 % zu senken.²⁰⁶ Auch in Deutschland ist der Börsenpreis seit Sommer 2021 in nicht gekanntem Maß gestiegen, was zum Ausfall zahlreicher Energielieferanten geführt hat.²⁰⁷ Die Problematik ist nicht unbekannt. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie enthält die Vorgabe, dass Letztverbraucher auf potenzielle Preisrisiken von dynamischen Stromtarifen hinzuweisen sind.²⁰⁸ Gemäß der Umsetzung im nationalen Recht haben Stromlieferanten die Letztverbraucher über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile dynamischer Stromtarife umfassend zu unterrichten.²⁰⁹

²⁰⁰ Richtlinie (EU) 2019/944, Artikel 2 Nr. 15 „Vertrag mit dynamischen Stromtarifen“

²⁰¹ Richtlinie (EU) 2019/944, Erwägungsgrund 37

²⁰² Richtlinie (EU) 2019/944, Erwägungsgrund 37

²⁰³ Entschließungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Ausschussdrucksache 19(9)1122, Seite 4

²⁰⁴ Nabe et al. (2009). „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Ecofys, Seite 61

²⁰⁵ Ebd., Seite 61

²⁰⁶ Tagesschau (2021). „Warum Spaniens Strompreise explodieren“, [tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html), (Abruf am 2022-02-08)

²⁰⁷ Tagesschau (2021). „Warum Spaniens Strompreise explodieren“, [tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html), (Abruf am 2022-02-08)

²⁰⁸ Tagesschau (2021). „Gas ab 2022 erheblich teurer“, [tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/gas-preiserhoehung-grundversorger-strom-101.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/gas-preiserhoehung-grundversorger-strom-101.html), (Abruf am 2022-02-08)

²⁰⁹ § 41a Absatz 2 Satz 2 EnWG

Die Kopplung des Strompreises an den Spotmarkt bedeutet eine Bindung an das Gesamtsystem. Nach dem Konzept des Demand-Side-Response kann so ein marktdienliches Verbrauchsverhalten erreicht werden, falls die Letztverbraucher entsprechend dem Verlauf des Preissignals reagieren.

Wie in Kapitel 3.2 dargestellt, besteht der Strompreis allerdings nur aus einem geringen Teil aus den eigentlichen Beschaffungskosten - dem „Börsenpreis“; nur dieser ist dynamisierbar. Der überwiegende Teil setzt sich aus den Netzentgelten und den staatlich induzierten Preisbestandteilen zusammen. Diese sind - von der Umsatzsteuer abgesehen - im derzeitigen System nicht dynamisierbar. Konsequenz ist eine „Verzerrung“ des Preissignals mit der Folge, dass technisch mögliche Flexibilitätspotenziale, vor allem bei Letztverbrauchern mit geringen Leistungsspitzen, nicht genutzt werden.²¹⁰ Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, gibt die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie den Mitgliedsstaaten auf, das Potenzial zu prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten.²¹¹

Nur der wettbewerbliche Bestandteil des Strompreises, der Energiepreis, ist dynamisierbar.

Tabelle 3: Im derzeitigen Regulierungssystem ist nur der Energiearbeitspreis dynamisierbar

	VERBRAUCHSUNABHÄNGIGE PREISBESTANDTEILE	VERBRAUCHSABHÄNGIGE PREISBESTANDTEILE
NETZENTGELTE		
Netzgrundpreis:	4 € / Monat	
Netzarbeitspreis:		6 Cent / kWh
MESSENTGELTE		
Messentgelte:	3,34 € / Monat	
ENERGIEPREIS		
Energiegrundpreis:	0,965 € / Monat	
Energiearbeitspreis:		7 Cent / kWh
SIP - (ABGABEN / UMLAGEN / STEUERN)		
Konzessionsabgabe:		1,56 Cent / kWh
EEG-Umlage:		6,50 Cent / kWh
KWKG-Umlage:		0,254 Cent / kWh
§ 19 StromNEV-Umlage:		0,432 Cent / kWh
Offshore-Netzumlage:		0,395 Cent / kWh
Abschaltbare-Lasten-Umlage:		0,009 Cent / kWh
Stromsteuer:		2,05 Cent / kWh
UMSATZSTEUER		
Gesetzliche Umsatzsteuer in Höhe von 19 %:	1,578 € / Monat	
Gesetzliche Umsatzsteuer in Höhe von 19 %:		4,21 Cent / kWh
GESAMTPREIS (BRUTTO)		
GRUNDPREIS (BRUTTO)	9,88 € / Monat	
ARBEITSPREIS (BRUTTO)		28,40 Cent / kWh

²¹⁰ Sauer, Abele und Buhl (2019). „Energieflexibilität in der deutschen Industrie“, Fraunhofer IPA, Stuttgart, Fraunhofer Verlag, Seite 175; Praetorius et al. (2017). „Neue Preismodelle für Energie“, Agora Energiewende, Berlin

²¹¹ Richtlinie (EU) 2019/944, Erwägungsgrund 38

3.3.6.4 Lastvariable Stromtarife

Anknüpfungspunkt für lastvariable Stromtarife ist im Regelfall die Last des Letztverbrauchers.

Das Energiewirtschaftsgesetz nennt als Beispiel für Stromtarife, die einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen, ausdrücklich lastvariable Stromtarife, ohne deren Ausgestaltung zu konkretisieren.²¹² Dabei stellt sich zunächst die Frage, in Abhängigkeit von wessen Last der Preis variabel ausgestaltet sein soll. Denkbar ist insoweit die Last des jeweiligen Letztverbrauchers, die Last des Stromlieferanten und die Last des Gesamtsystems. Nach Ansicht von *Tönnies* ist auf die Last des Gesamtsystems abzustellen, denn nur so könne das gesetzgeberische Ziel, durch eine lastvariable Gestaltung des Strompreises den Stromverbrauch an die Gesamtlast und an die zeitlich schwankende Stromerzeugung anzupassen, erreicht werden.²¹³ Hingegen versteht das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) unter lastvariablen Stromtarifen solche, bei denen der Stromlieferant dem Letztverbraucher flexibel auf Basis der konkret an dessen Entnahmestelle anfallenden Last den Verbrauch zu unterschiedlichen Preisen in Rechnung stellt (Tarifanwendungsfall 3).²¹⁴ Dabei ist zu betonen, dass das Energiewirtschaftsgesetz keine Aussage darüber trifft, ob lastvariable Stromtarife nur in einer bestimmten Ausgestaltungsform *zulässig* sind; vielmehr besteht die Intention des Gesetzgebers darin, den Stromlieferanten aufzugeben, zumindest *einen* zeitvariablen oder lastvariablen Stromtarif anzubieten.

Die messtechnische Umsetzung erfolgt dergestalt, als dass im SMGW mehrere Laststufen definiert werden, an denen jeweils eine Lastschwelle geknüpft ist. Eine Laststufe ist aktiv, wenn die Last die entsprechende Lastschwelle über- bzw. unterschreitet und keine weitere Laststufe existiert, die eine höhere bzw. niedrigere Lastschwelle besitzt, die auch über- bzw. unterschritten wird. Die Last kann dabei mithilfe des Leistungsmittelwertes oder auf Basis der Momentanleistung über eine definierte Registrierperiode bestimmt werden.²¹⁵

3.3.6.5 Verbrauchsvariable Stromtarife

Bei verbrauchsvariablen Stromtarifen ändert sich der Strompreis, sobald eine Verbrauchsstufe über- oder unterschritten ist.

Bei verbrauchsvariablen Stromtarifen werden die vom Letztverbraucher bezogenen Strommengen in mehrere - meist zwei oder drei - Verbrauchsstufen unterteilt, für die Preise unterschiedlicher Höhe vereinbart werden. Überschreitet der Letztverbraucher eine der Verbrauchsstufen, indem er mehr als die festgelegte Strommenge verbraucht, wird die nächste Verbrauchsstufe aktiviert. Die Verbrauchsstufen sind entweder auf den Monatsverbrauch oder den Jahresverbrauch bezogen. Zudem kann vereinbart werden, dass sich der Preis entlang der Verbrauchsstufen erhöht oder absenkt. In Deutschland waren bislang nur verbrauchsvariable Stromtarife üblich, bei denen sich der Preis in der jeweils höheren Verbrauchsstufe reduziert. Mit Blick auf die Entwicklungen am Großhandelsmarkt ist es wahrscheinlich, dass sich diese Methodik künftig umkehrt; der Preis in der jeweils höheren Verbrauchsstufe also steigt. Hintergrund ist, dass es für Versorger teuer ist, Strom nachzukaufen und sie Verbraucher dementsprechend mit höheren Preisen sanktionieren, wenn diese die prognostizierten Stromverbrauchsmengen überschreiten. Die technische Umsetzung kann perspektivisch mittels der SMGW-Infrastruktur erfolgen. Das SMGW erfasst den Zählerstand im Takt einer Registrierperiode und erzeugt zu den entsprechenden Zeitpunkten ein Ereignis in der zugehörigen Messwertliste.

²¹² Tönnies (2010). „Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG“, ZNER 2010, Seite 259 (260)

²¹³ Tönnies (2010). „Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG“, ZNER 2010, Seite 259 (260)










²¹⁴ BSI, Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, 2019, Seite 82

²¹⁵ Ebd., Seite 82

3.3.6 Variable Stromtarife in der Praxis

In Deutschland boten im Jahr 2020 etwa 10 % der Stromlieferanten lastvariable Tarife an. Ungefähr 62 % der Lieferanten boten tageszeitabhängige Tarife an.²¹⁶

Tabelle 4: Marktübersicht nicht-statischer Stromtarife (Auswahl)

Anbieter	Nicht-statischer Preisbestandteil	Tarifstufen	Zielgruppe	Steuerung	Technische Voraussetzung
Pilotprojekt von MITNETZ Strom (DE) ²¹⁷	Netzentgelte	Drei Tarifstufen, die zu Jahresbeginn festgelegt werden und 72 h vorher bekanntgegeben werden		Durch VNB über EMS	EMS, Reservierungssystem mit Flexibilitäten und Kundenpräferenz beim VNB
Polarstern (DE) ²¹⁸	Netzentgelte	Zwei Tarife (HT/ NT)		Durch VNB (Anmeldung als steuerbare Verbrauchseinrichtung)	Separater Stromzähler für EFZ
SOUTHERN CALIFORNIA EDISON (USA) ²¹⁹	Netzentgelte	Reduzierter Strompreis; Höhere Preise an zwölf Spitzenlast-tagen im Jahr bei ausfallender Lastreduktion		Durch Gewerbe	-
aWATTar (DE/AUT) ²²⁰	Börsenpreis (Tarif „Hourly“)	Dynamisch: stündliche Day-Ahead Börsenpreise		Durch Letztverbraucher über EMS von aWATTar	iMSys, ggfs. EMS
Tibber (DE/SWE/NL D) ²²¹	Börsenpreis (Tarif „Smart Charging“)	Dynamisch: Day-Ahead Börsenpreise		App steuert EFZ direkt über SIM-Karte oder über Easee-Wallbox	iMSys, Tibber App oder Wallbox von Easee
Vivi Power (DE) ²²²	Börsenpreis	Dynamisch: durchschnittlicher monatlicher Börsenpreis		Keine	Keine
NEXT-Kraftwerke (DE) ²²³	Börsenpreis (Tarif „Best of 96“)	Dynamisch: viertelstündliche Day-Ahead Börsenpreise		Durch Gewerbe oder EMS	RLM-Messung, ggfs. EMS
NEXT-Kraftwerke (DE)	Börsenpreis (Tarif „Take your Time“)	Statisch variabel: sechs, zwölf oder 24 feste tägliche Preisstufen		Durch Gewerbe	RLM-Messung
Pacific Gas & Electric (USA) ²²⁴	Börsenpreis (Tarif EV2-A oder EV-B)	Statisch variabel: drei feste tages- und jahreszeit-abhängige Preisstufen		Durch Letztverbraucher	iMSys

²¹⁶ Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn, S. 267

²¹⁷ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (2020). „Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden“, Cottbus, Bonn, Seite 10

²¹⁸ Polarstern GmbH (2021). „Autostrom für dein Elektroauto“, München.

²¹⁹ Southern California Edison (2021). „Critical Peak Pricing“, Rosemead, Kalifornien.

²²⁰ aWATTar Deutschland GmbH (2021). „Tarif HOURLY“, Berlin.

²²¹ Tibber Deutschland GmbH (2021). „Wie das Smart charging mit Tibber funktioniert“, Berlin.

²²² Vivi-Power GmbH (2021). „Ihr dynamischer Energietarif“, Viernheim.

²²³ Next Kraftwerke GmbH (2021). „Variable Stromtarife für flexible Stromverbraucher“, Köln.

²²⁴ Pacific Gas and Electric Company (2021). „Electric Vehicle (EV) rate plans“, San Francisco.

4. Herausforderungen für den Markthochlauf von nicht-statischen Stromtarifen

Durch die Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten niedriger Börsenstrompreise können die Ladekosten von Elektrofahrzeugen mit Hilfe von nicht-statischen Stromtarifen gesenkt werden. Das Erlöspotenzial im Vergleich zu den Ladekosten mittels herkömmlicher, statischer Stromtarife hängt von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere von der Entwicklung zukünftiger Strompreise, und ist Gegenstand aktueller Forschung. Im Projekt Trade-EVs II werden Simulationen zu Erlöspotenzialen von Ladevorgängen mit nicht-statischen Stromtarifen durchgeführt, um künftig Aussagen über die wirtschaftlichen Chancen des strompreisoptimierten Ladens treffen zu können. Allerdings hat im Jahr 2020 nur ein geringer Anteil der Stromlieferanten (ca. 0,2 %) einen dynamischen Tarif, welcher an Preise aus dem Day-Ahead-Markt gekoppelt ist, angeboten.²²⁵ Daraus lässt sich erkennen, dass die Anzahl der Nutzer:innen von nicht-statischen Stromtarifen in Deutschland gering ist. Die Gesamtzahl der Haushaltskund:innen mit einem nicht-statischen Stromtarif ist unbekannt. Weiterhin ist unklar, wie viele der Nutzer:innen von nicht-statischen Stromtarifen ein Elektrofahrzeug besitzen. Grund dafür sind aktuell bestehende, rechtlich und regulatorische, wirtschaftliche, technische und kommunikative Herausforderungen und Akzeptanzhürden, die derzeit einem erfolgreichen Markthochlauf von nicht-statischen Stromtarifen entgegenstehen. Sie werden im Folgenden erläutert.

4.1. Rechtliche und regulatorische Herausforderungen

Aktuell entfallen etwa 75 % des Strompreises auf regulierte Preisbestandteile was zu einer Verzerrung des Preissignals führt.

Aus Sicht des Letztverbrauchers besteht der Arbeitspreis bislang nur zu einem geringen Teil aus dem eigentlichen Energiepreis. Etwa 25 % entfallen auf die Beschaffung und den Vertrieb; die verbleibenden 75 % auf die Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern. Eine Kopplung des Strompreises an den Börsenpreis beschränkt sich im derzeitigen Strommarktdesign auf den Energiepreis; die Höhe der Netzentgelte und der staatlichen induzierten Preisbestandteile bleibt statisch. Durch die geplante Reduzierung der EEG-Umlage auf 0 Cent / kWh ab dem 01.07.2022 und dem generellen Anstieg des Strompreises wird sich die derzeit bestehende Verzerrung des Preissignals vermindern. Im Zuge der geplanten grundsätzlichen Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile sollte gleichwohl überlegt werden, inwieweit die verbleibenden Abgaben und Umlagen dynamisiert werden können, beispielsweise in Form einer prozentualen Kopplung an den Energiepreis ähnlich der Umsatzsteuer.

Aufgrund der Rechtsprechung des EuGHs aus September 2021 besteht die besondere Problematik, dass die Netzentgeltregulierung grundlegend reformiert werden muss. Das bislang bestehende System der normativen Regulierung kann aller Voraussicht nach nicht fortgeführt werden. Die wesentlichen Entscheidungen zur Ausgestaltung der Netzentgelte werden künftig allein von den Regulierungsbehörden auf Basis des Unionsrechts getroffen werden. Der Einfluss der Politik bzw. des Gesetzgebers wird erheblich abnehmen. Mit Blick auf die etwaige Implementierung zeitvariabler Netzentgelte sind künftig die unionsrechtlichen Vorgaben in einem noch höheren Maße relevant. Diese legen dabei eine zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte sogar nahe. So sollen die Regulierungsbehörden im Fall des Einsatzes von iMSys bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungsentgelten zeitlich abgestufte Netzentgelte in Erwägung ziehen und diese erforderlichenfalls einführen, um die Nutzung des Netzes auf eine für Letztverbraucher transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.²²⁶

²²⁵ Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn, S. 277

²²⁶ Verordnung (EU) 2019/943, Art. 18 Abs. 7 Satz 2

Für die Ausgestaltung von Energielieferverträgen bestehen zahlreiche rechtliche Vorgaben. Diese haben sich - veranlasst durch die unionsrechtlichen Vorgaben zu den Verbraucherrechten und zum Verbraucherschutz - in den letzten Jahren zunehmend verschärft. Neben den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes betreffend die Energielieferung an Letztverbraucher²²⁷ sind die Vorgaben des allgemeinen Zivilrechts zu beachten.²²⁸ Insbesondere müssen die gesetzlichen Transparenzanforderungen eingehalten werden.

Angesichts der erheblichen Komplexität von dynamischen Stromtarifen kommt es hier zu einem Zielkonflikt. Einerseits besteht der Wunsch nach flexiblen Leistungsbeziehungen die sich fortlaufend den Gegebenheiten des Marktes anpassen und im Idealfall weitere Aspekte wie die jeweilige Auslastung der Verteilernetze berücksichtigen - etwa über die Einbindung zeitvariabler Netzentgelte. Andererseits sollen die Vertragsbeziehungen für die Letztverbraucher transparent und nachvollziehbar sein. Die Konsequenz sind komplexe vertragliche Regelwerke, bei denen allerdings schon allein der Umfang das Verständnis erschwert.²²⁹ Gleichzeitig besteht für die Energielieferanten ein erhebliches wirtschaftliches Risiko, sollten ihre Vertragsmuster für unwirksam erklärt werden; gerade, wenn Preisklauseln betroffen sind. Diese Problematik könnte durch standardisierte Verträge aufgelöst werden, die unter Einbeziehung der verschiedenen Interessenverbände entwickelt werden.²³⁰

Transparenzanforderungen erschweren die Gestaltung dynamischer Stromtarife.

4.2. Wirtschaftliche Herausforderungen

Das Ziel der Implementierung von dynamischen Stromtarifen besteht unter anderem darin, es den Letztverbrauchern zu ermöglichen, an der Entwicklung der Strombörsen zu partizipieren. Durch eine geschickte Verlagerung der Verbrauchszeiten, kann so ein insgesamt niedrigerer Strompreis erzielt werden. Die Entwicklung des Strompreises seit Sommer 2021 hat gezeigt, dass mit der unmittelbaren Weitergabe der Börsenpreise aber auch nicht unerhebliche wirtschaftliche Risiken für den Letztverbraucher einhergehen. Auch für den Energielieferanten bestehen hier Risiken, da massive Preissteigerungen einerseits zur Unzufriedenheit der Kunden und letztlich auch zum vollständigen Ausfall der Zahlungen führen können. Zwar sind die Letztverbraucher kraft der gesetzlichen Vorgaben über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile dynamischer Stromtarife umfassend zu unterrichten, letztlich werden sich möglicherweise aber nur Tarifmodelle durchsetzen, in denen der Strompreis zumindest gedeckelt ist - was zu einer Verzerrung der Anreizsetzung führt.

Die Kopplung des Energiearbeitspreises an den Börsenpreis bietet sowohl Chancen als auch Risiken.

Bei der Ausgestaltung von nicht-statischen Stromtarifen ist zu beachten, dass sich das Interesse des Letztverbrauchers und das Interesse des Stromlieferanten nicht zwingend decken. Dies ist etwa bei lastvariablen Stromtarifen der Fall, bei denen nicht die Last des Letztverbrauchers, sondern jene des Stromlieferanten optimiert werden soll (vgl. verbrauchsabhängige Stromtarife bei denen nach der Last des Stromlieferanten optimiert wird in Abbildung 4). Derartige Stromtarife erfordern es, dass der Stromlieferant den Verbrauch des Letztverbrauchers beeinflussen kann. Das kann dazu führen, dass der Stromlieferant Maßnahmen ergreift, die nicht im Interesse des Letztverbrauchers liegen, etwa Verbrauchsverschiebungen die zu höheren Stromkosten führen und gleichzeitig zu Beeinträchtigungen im operativen Betrieb.

²²⁷ §§ 36 ff. EnWG

²²⁸ §§ 305 ff. BGB; § 3PAngV

²²⁹ Vollmer (2021). „Über Sinn, Unsinn und Regierung“, EnergieRecht 06/2021, Seite 264

²³⁰ Entschließungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Ausschussdrucksache 19(9)1122, Seite 4

4.3. Technische Herausforderungen

Zur Nutzung von variablen Stromtarifen sind iMSys erforderlich, die eine zeitlich aufgelöste Abrechnung ermöglichen sowie eine sichere Kommunikation eichrechtskonformer Messwerte gewährleisten. Ein iMSys besteht aus einem SMGW und einer oder mehrerer modernen Messeinrichtungen.²³¹ Um eine sichere Kommunikation über das SMGW sowie technische Standards der Geräte sicherzustellen, wurden durch das Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Schutzprofile und Technische Richtlinien mit sogenannten Tarifierungsfällen (TAF) entwickelt, welche die SMGW für eine Zertifizierung erfüllen müssen.²³²

Derzeit können nicht alle nicht-statischen Stromtarife über ein intelligentes Messsystem abgebildet werden.

Für die Nutzung von variablen Stromtarifen sind je nach Tarifmodell bestimmte TAF im SMGW erforderlich. Der TAF 2 (zeitvariable Tarife) ermöglicht die Übermittlung von Messwerten in unterschiedlichen Zeiträumen; TAF 7 (Zählerstandsgangmessung) die Messung im 15-Minuten Takt.²³³ Daneben können durch die Erfüllung der TAF 3 (Lastvariable Tarife), TAF 4 (Verbrauchsvariable Tarife) und TAF 5 (Ereignisvariable Tarife) weitere Tarifmodelle angewendet werden.²³⁴ Dynamische Stromtarife werden über den TAF 5 abgedeckt, da schwankende Preise als einmalige Ereignisse angesehen werden.²³⁵ Gemäß der letzten Marktanalyse des BSI zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG vom Oktober 2020 können die bislang zertifizierten SMGWs u.a. nur die TAF 2 und TAF 7 und nicht die Anforderungen der TAF 3, 4 und 5 erfüllen.

Die in Tabelle 4 aufgelisteten Marktanbieter setzen dynamische Stromtarife aktuell in einem rechtlichen Graubereich um. Es werden nicht zertifizierte intelligente Zähler verbaut, welche zu einem späteren Zeitpunkt auf zertifizierte iMSys umgerüstet müssen, sollten sie dem verpflichtenden Rollout nach § 29 MsbG unterliegen.²³⁶

Vom verpflichtenden Smart Meter Rollout sind Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh betroffen.²³⁷ Mit einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von unter 3.000 kWh sind Haushaltskunden vom verpflichtenden Einbau eines iMSys derzeit in der Regel nicht betroffen.²³⁸ Durch die steigende Elektrifizierung und die damit einhergehende Anschaffung von Komponenten mit hohem Stromverbrauch, wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, erhöht sich auch der Stromverbrauch im Haushalt. Der durchschnittliche Jahresstromverbrauch eines Elektrofahrzeugs wird auf 3.000 kWh prognostiziert.²³⁹ Dadurch werden zukünftig auch viele Haushalte zum Einbau eines iMSys.

²³¹ § 2 Nr. 7 MsbG

²³² BSI (2020). „Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG“

²³³ Discovery (2021). „Smart Meter-basierte variable Tarife sollen Pflicht werden“, Aachen

²³⁴ FfE (2019). „Messen und Steuern über iMSys – Funktioniert das?“, München

²³⁵ BSI und BMWI (2021). „Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende“, S. 24

²³⁶ aWATTar Deutschland GmbH (2021). „Tarif HOURLY“, Berlin

²³⁷ § 29 Absatz 1 MsbG

²³⁸ Müller et al (2020). „Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households“, Energies, 13, 3843 Special Issue "Model Coupling and Energy Systems". Basel, Switzerland: MDPI AG

²³⁹ VBEW (2021). „Doppelter Haushaltsstromverbrauch mit Elektroauto“, München

4.4. Kommunikative Herausforderungen und Akzeptanz

Die wirtschaftlichen Risiken bestimmen – neben weiteren Einflussfaktoren – die Akzeptanz für nicht-statische Strompreistarife.²⁴⁰ Die Kundenakzeptanz kann über die Adoptions- und die Diffusionstheorie, welche sich mit der Verbreitung neuer Produkte, Dienstleistungen und Verfahren beschäftigen, hergeleitet werden. Nach der Adoptionstheorie haben Faktoren wie Komplexität, Investitionshöhe, relative Vorteilhaftigkeit und Risiko einen Einfluss auf die Übernahme einer Innovation durch Nachfragende.²⁴¹ Im Falle eines nicht-statischen Stromtarifs entspricht das der Verständlichkeit der Preisgestaltung (*Komplexität*), der Umrüstkosten für das iMSys und ggf. ein Energiemanagementsystem (EMS) (*Investitionshöhe*), dem Einsparpotenzial im Gegensatz zur Nutzung eines herkömmlichen Stromtarifs (*relative Vorteilhaftigkeit*) und dem Risiko für hohe Strompreise (*Risiko*).

Die Literatur bestätigt, dass die Akzeptanz von nicht-statischen Stromtarifen mit steigender Komplexität sinkt.²⁴² Weiterhin werden Preismodelle mit geringem finanziellem Risiko bzw. einer Preisobergrenze²⁴³ und niedrigem Grad der Dynamik bzw. niedriger Schwankungsbreite bevorzugt²⁴⁴. Problematisch ist dabei, dass bei einer niedrigen Preisspanne auch die Wirtschaftlichkeit für die Nutzer:innen des Stromtarifs geringer ist. Laut verschiedenen Studien liegt die Kosteneinsparung durch börsenpreisoptimierte Tarife für Haushaltskund:innen bei unter 100 € pro Jahr.²⁴⁵ Eine Umfrage zur Akzeptanz von nicht-statischen Stromtarifen bei Haushaltskunden hat jedoch ergeben, dass die Bereitschaft zum Wechsel zu einem variablen Stromtarif bei mehr als der Hälfte der Befragten erst ab einer absoluten Ersparnis von 110 € pro Jahr besteht.²⁴⁶ Jedoch steigt die Akzeptanz von nicht-statischen Stromtarifen, wenn die Tarifmodelle ausprobiert wurden.²⁴⁷

Die Kundenakzeptanz sinkt mit steigender Komplexität und Risiko des Stromtarifs.

Die prognostizierte jährliche Ersparnis von 100 € für Haushaltskunden durch einen nicht-statischen Stromtarif ist entsprechend einer Studie für die meisten Befragten nicht ausreichend, um sie zu einem Tarifwechsel zu motivieren.

²⁴⁰ Dütschke, Unterländer und Wietschel (2012). „Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse“, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012. Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Seite 17.

²⁴¹ Kittl (2009). „Kundenakzeptanz und Geschäftsrelevanz - Erfolgsfaktoren für Geschäftsmodelle in der digitalen Wirtschaft“, Wiesbaden, Otto Petrovic, Seite 38.

²⁴² Johnsen et al. (2020). „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize - Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf“, Köln, TÜV Rheinland Consulting GmbH, Seite 51.

²⁴³ Hinterstocker et al. (2018). „Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden.“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8, München, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Seite 47.

²⁴⁴ Dütschke, Unterländer und Wietschel (2012). „Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse“, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012. Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Seite 16.

²⁴⁵ Wickert et al. (2013): Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung von erneuerbaren Energien, Fraunhofer IWES, Kassel.

²⁴⁶ Hinterstocker et al. (2018). „Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden.“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8, München, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Seite 47.

²⁴⁷ Johnsen et al. (2020). „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize - Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf“, Köln, TÜV Rheinland Consulting GmbH, Seite 51.

5. Fazit

In diesem Grundlagenpapier werden nicht-statische Stromtarife im Kontext der Anwendung auf Elektrofahrzeuge untersucht. Nach einer anfänglichen Einordnung der Untersuchung in das Forschungsprojekt Trade-EVs II, widmet sich der folgende Teil dem rechtlichen Rahmen der Stromlieferung. Dabei werden zunächst die Rechtsnatur von Stromlieferverträgen untersucht, wobei zwischen Verträgen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung unterschieden wird. Stromlieferverträge können als reine Stromlieferverträge oder als All-inclusive-Verträge gestaltet werden. Die Zusammensetzung des Strompreises wurde analysiert und die Systematisierung der Strompreisbestandteile in regulierte und wettbewerbliche Preisbestandteile erläutert. Aktuell können nur die wettbewerblichen Preisbestandteile - der reine Energiebeschaffungspreis - dynamisch gestaltet werden. Dieser macht jedoch nur ca. 25 % des Gesamtstrompreises aus. Die übrigen Stromkosten sind auf Netzentgelte und staatlich induzierte Kostenbestandteile (Steuern, Abgaben und Umlagen) zurückzuführen. Eine Einführung von variablen Netzentgelten – und somit eine stärkere Dynamisierung des Gesamtstrompreises - ist zukünftig jedoch denkbar.

Formen von Stromtarifen werden erläutert und systematisch kategorisiert. Dabei werden auch statische Tarife, die aktuell noch den Großteil der Stromtarife ausmachen, und historisch gewachsene Tariformen, wie pauschale Stromtarife (Flatrates) und einteilige Tarife, berücksichtigt. Der Fokus liegt jedoch auf nicht-statischen Stromtarifen. Verschiedene Aspekte von zeitvariablen Stromtarifen mit und ohne Ereignisse werden dargestellt. Dabei gibt der Stromlieferant dem Letztverbraucher für verschiedene Zeitscheiben unterschiedliche Preise vor. Stromlieferanten mit einer bestimmten Kundenanzahl sind zukünftig rechtlich dazu verpflichtet ihren Kunden auch dynamische Stromtarife anzubieten. Bei diesen Stromtarifen variieren die Arbeitspreise je nach Tageszeit und die Preise werden, anders als bei zeitvariablen Stromtarifen, erst kurzfristig an die Letztverbraucher übermittelt. In der Regel wird dabei der Strombörsenpreis direkt an den Letztverbraucher weitergegeben. Dynamische Stromtarife können für flexible Kunden zu einer Kostenreduktion führen, allerdings erhöht sich für diese dabei auch das Preisrisiko; das haben die Entwicklungen an der Strombörse seit Sommer 2021 gezeigt. Auch last- und verbrauchsvariable Stromtarife werden vorgestellt. Daneben werden Anbieter und Projekte recherchiert, die bereits nicht-statische Stromtarife nutzen. Es zeigte sich, dass solche Stromtarife bisher nicht die Regel sind.

Zuletzt werden Herausforderungen diskutiert, die den Markthochlauf von nicht-statischen Tarifen behindern. Dabei wurde die statische Ausgestaltung der regulierten Strompreisbestandteile und die damit verbundene Verzerrung des Preissignals als eine Hürde identifiziert. Zusätzlich wurde ein Zielkonflikt zwischen Transparenz bzw. der Nachvollziehbarkeit für die Letztverbraucher und dem flexiblen Leistungsbezug ausgemacht. Das mit dem nicht-statischen Stromtarifen verbundene wirtschaftliche Risiko wurde ebenfalls als Hürde identifiziert. Um dieses Risiko zu minimieren, muss sichergestellt werden, dass der Stromlieferant im Sinne des Letztverbrauchers optimiert. Auf technischer Seite wird die Verbreitung durch den verzögerten Smart-Meter-Gateway-Rollout behindert. Kunden, die heute schon einen nicht-statischen Stromtarif nutzen möchten, gehen dabei das Risiko ein, eine Messeinrichtung zu erwerben, welche später ausgetauscht werden muss. Die Kundenakzeptanz sinkt mit der Komplexität und dem Risiko des Tarifs. Die prognostizierte jährliche Ersparnis durch variable Tarife ist entsprechend einer Befragung nicht ausreichend, um Kunden zu einem Tarifwechsel zu motivieren. Wie weit sich nicht-statische Stromtarife insbesondere für Elektrofahrzeuge durchsetzen, ist demnach vor allem von regulatorischen Entwicklungen abhängig.

6. Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2014). „Der Strommarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage“, Kurzstudie, Agora Energiewende, Berlin.
- aWATTar Deutschland GmbH (2021). „Tarif HOURLY - Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107“, <https://www.awattar.de/tariffs/hourly>, (Abruf am 2021-06-06), Berlin.
- BMU (2017). „Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung“.
- BMU (2021). „Pressemitteilung Nr. 042/21 vom 16.03.2021“.
- BSI (2020). „Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG.“
- BSI (2021). „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1“.
- BSI und BMWI (2021). „Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende“, S. 24, https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Energiewirtschaftliche_Anwendungsfaelle.pdf?__blob=publicationFile&v=5, (Abruf am 2022-02-26).
- Böttcher und Heuer (2017). „brand eins 6/2017“.
- Braithwait, Hansen und Kirch (2006). „Incentives and Rate Designs for Efficiency and Demand Response“, Christensen Associates Energy Consulting LLC, Madison.
- Büdenbender (2017). „Die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu Preisanpassungen in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft“, ZIP 2017.
- Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt (2021). „Monitoringbericht 2020“, Bonn.
- Consentec und Fraunhofer (2018). „Netzentgeltssystematik“.
- Deloitte (2018). „Umbau oder Neubau, Herausforderungen auf Profitabilitäts- und Vertriebsseite“.
- Discovery (2021). „Smart Meter-basierte variable Tarife sollen Pflicht werden“, <https://discovery.com/blog/variable-tarife-sollen-pflicht-werden>, (Abruf am 2021-02-06), Aachen.
- Dittmann (2013). „Rückblick auf die Anfänge der Elektrifizierung“, UWF 2013
- Dütschke, Unterländer und Wietschel (2012). „Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse“, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe
- Faller et al. (2020). „Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München.
- FfE (2019). „Messen und Steuern über iMSys – Funktioniert das?“, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/messen-und-steuern-ueber-imsys-funktioniert-das/>, (Abruf am 2022-02-08), Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München.

- „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität, Mitteilung der Kommission vom 14.02.2021.
- Fritz, Maurer und Jahn (2021). „Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation“, Agora-Energiewende, Berlin.
- Germer (2017). „Der Stromliefervertrag „All-inclusive“ nach Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes“, EnWZ 2017.
- Germer und Loibl (2007). „Energerecht“, 2. Auflage.
- Hasberg (2019). „Vom Verteilnetz zum Netz des Zusammenspiels“, ZNER 2019, S.417-422.
- Hinterstocker et al. (2018). „Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden.“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München.
- Hinterstocker et al. (2019). „Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München.
- Hose, Lübke, Nolte und Obermeier (2015). „Einführung von Elektromobilität in Deutschland - Eine Bestandsaufnahme von Barrieren und Lösungsansätzen“, MA Akademie Verlags und Druck-Gesellschaft mbH, Essen.
- infas, DLR, IVT und infas 360 (2018). „Mobilität in Deutschland“ (im Auftrag des BMVI).
- Johnsen und Stromberger (2020). „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize - Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf“, TÜV Rheinland Consulting GmbH, Köln.
- Kittl (2009). „Kundenakzeptanz und Geschäftsrelevanz - Erfolgsfaktoren für Geschäftsmodelle in der digitalen Wirtschaft“, Otto Petrovic, Wiesbaden.
- Klahm und Fabritius (2021). „Das Aus für die normative Regulierung“, EnergieRecht 06/2021.
- Knieps (2003). „Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht“.
- Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP (2021).
- Kortlüke, Pieprzyk und Müller (2011). „Elektromobilität und Erneuerbare Energien - eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht“.
- Linnemann (2021). „Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger“, Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Lotze et al. (2020). „Stromnetz 2050.“ TransnetBW GmbH, Stuttgart.
- McCutcheon (2018). „Strom-Flatrates: Legales und legitimes Tarifmodell?“, EnWZ 2018.
- Misling und Eberleh (2021). Zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden, IR 2021.
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (2020). „Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden - Innovatives Konzept zur Förderung und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Verteilnetz und dessen praktische Umsetzung“, Cottbus, Bonn.

- Müller, Biedenbach und Reinhard (2020). "Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households", *Energies*, 13, 3843 Special Issue "Model Coupling and Energy Systems". Basel, Switzerland: MDPI AG.
- Nabe et al. (2009). „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“, Ecofys.
- Next Kraftwerke GmbH (2021). „Variable Stromtarife für flexible Stromverbraucher - So profitieren Industrie & Gewerbe von einem flexiblen Stromverbrauch“, <https://www.next-kraftwerke.at/produkte/stromverbraucher/variabler-stromtarif#take-your-time>, (Abruf am 2021-06-14), Köln.
- Oelmann und Roters (2015). „Tarifizierung in Netzsektoren: Zielsetzungen ausgewählter Tarifmodelle in Deutschland“, N&R 2015.
- Pacific Gas and Electric Company (2021). „Electric Vehicle (EV) rate plans“, https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/rate-plan-options/electric-vehicle-base-plan/electric-vehicle-base-plan.page?, (Abruf am 2021-06-16), San Francisco.
- Polarstern GmbH (2021). „Autostrom für dein Elektroauto“, <https://www.polarstern-energie.de/autostrom/>, (Abruf am 2021-06-23), München.
- Praetorius und Lenck (2017). „Neue Preismodelle für Energie“, Agora Energiewende, Berlin.
- Pritsche und Vacha (2016). „Energierrecht“, 1. Auflage.
- Säcker (2017). „Berliner Kommentar zum Energierrecht“, Band 1, 4. Auflage.
- Säcker (2019). „Münchener Kommentar zum BGB“, 8. Auflage.
- Sauer, Abele und Buhl (2019). „Energieflexibilität in der deutschen Industrie“, Fraunhofer IPA, Fraunhofer Verlag, Stuttgart.
- Siegel und Nissel (1935). „Die Elektrizitätstarife“, Berlin, Springer-Verlag, 3. Auflage.
- Schneider und Theobald (2021). „Recht der Energiewirtschaft“, 5. Auflage, § 12 Rn. 2.
- Schuster, Leberwurst und Wittig (2019). „Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden“, e|m|w.
- Schwintowski, Scholz und Schuler (2018). „Handbuch Energiehandel“, 4. Auflage.
- Southern California Edison (2021). „Critical Peak Pricing“, <https://www.sce.com/business/rates/cpp>. (Abruf am 2021-06-23), Rosemead, Kalifornien.
- Tagesschau (2021). „Gas ab 2022 erheblich teurer“, [tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/gas-preiserhoehung-grundversorger-strom-101.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/gas-preiserhoehung-grundversorger-strom-101.html) (Abruf am 2022-02-08), Hamburg.
- Tagesschau (2021). „Warum Spaniens Strompreise explodieren“, [tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/strompreis-spanien-101.html) (Abruf am 2022-02-08), Hamburg.
- Tibber Deutschland GmbH (2021). „Elektroauto - Lade dein E-Auto zu Hause auf - Wie das Smart charging mit Tibber funktioniert“, <https://tibber.com/de/store/elektroauto#how-it-works>, (Abruf am 2021-06-14), Berlin.
- Tönnies (2010). „Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG“, ZNER 2010.

- VBEW (2021). „Doppelter Haushaltsstromverbrauch mit Elektroauto“, <https://www.vbew.de/energie/presseinfos-energie/news/doppelter-haushaltsstromverbrauch-mit-elektroauto>, (Abruf am 2022-02-08), München.
- Vivi-Power GmbH (2021). „Ihr dynamischer Energietarif“, <https://www.vivi-power.de/vivi100-ueberuns.php>, (Abruf am 2021-06-23), Viernheim.
- Vollmer (2021). „Über Sinn, Unsinn und Regierung“, EnergieRecht 06/2021.
- von Oehsen, Sterner, Saint-Drenan und Gerhardt (2010). „Anforderungen an den Fluktuationsausgleich für die Stromversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien“, 11. Symposium Energieinnovation, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel.
- von Roon und Gobmaier (2010). „Demand Response in der Industrie“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München.
- Wickert, Manuel et al. (2013). Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung von erneuerbaren Energien - Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES, Kassel, Bremerhaven.