

Handbuch

Dynamische Netznutzungstarife im Verteilnetz (HDN)

HDN – CH 2026

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Stefan Bühler	Swissgrid	
Gabriel Chavanne	Swisspower	
Peter Cuony	Groupe E	
George Elias	BKW	
Hans-Heiri Frei	EKZ	
Adrian Fuchs	Regionalwerke Baden	
André Hurni	CKW	
Carsten Schroeder	ewz	AG Leiter
Olivier Stössel	VSE	
Simon Zubler	IBW Energie AG	
Daniele Farrace	AEM	
Dominik Studer	Primeo Energie	

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE Netzwirtschaftskommission verantwortlich.



Chronologie

Februar 2024 - Februar 2025	Erarbeitung
Mai 2025	Genehmigung durch VSE GL
März bis Juli 2026	Überarbeitung
August 2026	Genehmigung durch VSE GL

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 17.08.2025.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
1. Einleitung.....	8
1.1 Einführung in die Thematik	8
1.2 Einordnung des Themas	8
1.2.1 Unterscheidung zwischen direkter und indirekter Laststeuerung	8
1.2.2 Abgrenzung zwischen den Tarifarten	9
1.3 Erwartete Wirkung.....	10
1.3.1 Technische Wirkung	10
1.3.2 Ökonomische Wirkung.....	10
1.4 Studien und Veröffentlichungen	10
2. Definition und Beispiel.....	11
2.1 Definition von dynamischen Netznutzungstarifen	11
2.2 Beispielhafte Beschreibung.....	11
2.3 Verhältnis zu anderen Tarifbestandteilen	11
3. Bestehende Praxis bei dynamischen Netznutzungstarifen.....	12
3.1 Beispiele aus der Schweiz	12
3.1.1 Groupe E.....	12
3.1.2 Swisstopower.....	13
3.1.3 Azienda Elettrica di Massagno (AEM)	13
3.1.4 AMB	13
3.2 Beispiele aus Europa	13
3.2.1 Dänemark	13
3.2.2 Deutschland.....	14
3.2.3 Finnland	14
3.2.4 Frankreich	14
3.2.5 Island	15
3.2.6 Italien	15
3.2.7 Norwegen.....	16
3.2.8 Österreich	16
3.2.9 Schweden	16
3.2.10 Spanien.....	17
3.2.11 EU-weite Bestimmungen und Zusammenfassung	17
4. Möglichkeiten und Grenzen der Tarifgestaltung	18
4.1 Allgemeine regulatorische Vorgaben	19
4.2 Dauer einer Periode	19
4.3 Auflösung	20
4.4 Publikationszeitpunkt (Zeitlicher Vorlauf).....	20
4.5 Tarifhöhe	20
4.6 Nicht dynamische Elemente.....	22
4.7 Verbindlichkeit.....	22
4.8 Tarifart.....	22
4.9 Örtliche Differenzierung	22
4.10 Differenzierung nach anderen Kriterien	22
5. Tarfberechnung und Tarifierungsprozess	23



5.1	Ziele des Tarifs und Zielgruppe.....	23
5.2	Ansätze zur Tarifberechnung	23
5.3	Dynamisierung, Vorlauf und Granularität	24
5.4	Algorithmus zur Tarifberechnung	26
5.4.1	Tarifelemente	26
5.4.1.1	Fester Anteil [CHF/Jahr]	26
5.4.1.2	Arbeitspreis [CHF/kWh]	26
5.4.1.3	Leistungspreis [CHF/kW]	27
5.4.1.4	Blindenergiepreis [CHF/kvarh]	27
5.4.1.5	Blindleistungspreis [CHF/kvar/Monat]	27
5.4.2	Spreizung	28
5.4.3	Grenzwerte	29
5.5	Örtliche Differenzierung	29
6.	Abrechnung von dynamischen Netznutzungstarifen.....	30
6.1	Publikation	30
6.2	Rechnungsstellung.....	30
6.3	Archivierung	30
7.	Schnittstelle zur Übermittlung von Tarifen des Verteilnetzbetreibers an Endverbraucher-Systeme ...	31
7.1	Einleitung.....	31
7.2	API-Schnittstelle als technischer Standard	31
7.3	Standardisierung der übermittelten Inhalte	31
7.4	Umsetzungsempfehlungen- OpenAPI	34
7.5	Standardisierte Formate für die Abfragen und Antworten	35
7.5.1	Dynamic Public - Ansatz mit expliziter Tarifwahl durch Endkunde.....	35
7.5.2	Dynamic Individual - Ansatz für personalisierte Tarife mit Identifikator und Authentifizierung	36
7.6	Register für API-Tarife	40
7.7	Prüfung von dynamischen Tarifen	40
	Anhänge 1 - 3: Siehe separate Dateien	41



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Unterschiedliche Möglichkeiten für die Tarifierung	9
Abbildung 2 Tarifvergleich mit Standard-Lastprofil	21
Abbildung 3 Zusammenhänge bei der Tarifierung anhand eines Beispiels	24
Abbildung 4 Fester Anteil und Spreizung	26
Abbildung 5 Dynamischer Arbeitspreis und Lastverhalten	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Parameter für dynamische Tarife	18
Tabelle 2 Tarifkomponenten, die bei der Verrechnung für den Strombezug verrechnet werden	32
Tabelle 3 Standard für publizierte Tariftypen	33
Tabelle 4 Standard für publizierte Tarifkomponenten	34
Tabelle 5 Standard für Zeitangaben und Preise	34
Tabelle 6 Verknüpfung – Client Arten	37



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

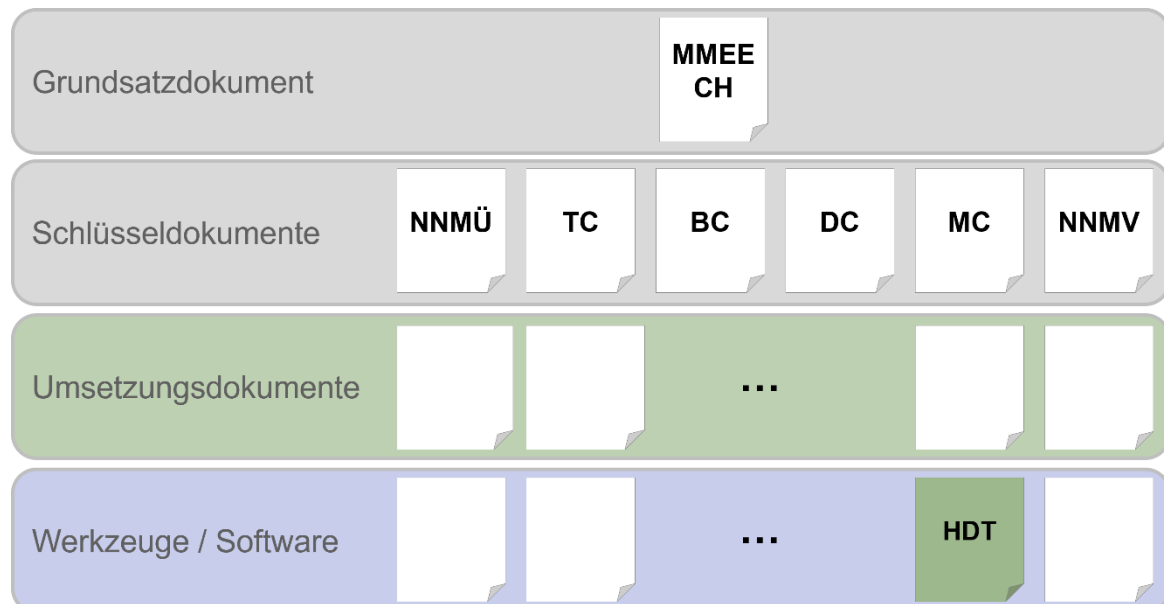
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument Handbuch Dynamische Tarife handelt es sich um ein Werkzeug / Software.

Dokumentstruktur



1. Einleitung

1.1 Einführung in die Thematik

- (1) Bisher sind Netznutzungstarife grösstenteils statisch. Sie werden gemäss den gesetzlichen Vorgaben in der Schweiz jeweils bis spätestens 31. August jeden Jahres für das Folgejahr publiziert. Dieses Vorgehen betrifft alle Elemente der Netznutzungstarife, ebenso die Energietarife in der Grundversorgung sowie nationale und regionale Abgaben. Die Endverbraucher haben dadurch Planungssicherheit, allerdings besteht bisher keine Möglichkeit, über die Tarife dynamisch Anreize zu setzen.
- (2) Grundsätzlich besteht Potenzial, um einen erforderlichen Netzausbau zu minimieren, sofern die Endverbraucher ihren Bezug netzdienlich gestalten würden. Bei der Erschliessung dieses Potenzials bietet die fortschreitende Digitalisierung neue Möglichkeiten, die bisher wirtschaftlich uninteressant waren. Eine dieser Möglichkeiten ist die Einführung von dynamischen Netznutzungstarifen.
- (3) Die Stromversorgungsverordnung, Stand am 1. Januar 2026 erlaubt den Einsatz von sogenannten dynamischen Netznutzungstarifen explizit. Dieses Handbuch soll als Hilfestellung für Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Einführung solcher Tarife dienen. Es beschreibt auch einige heute in der Schweiz bereits eingesetzte oder geplante Modelle von dynamischen Netznutzungstarifen und skizziert Umsetzungsbeispiele aus dem europäischen Ausland.

1.2 Einordnung des Themas

1.2.1 Unterscheidung zwischen direkter und indirekter Laststeuerung

- (1) Grundsätzlich kann netzdienliches Verhalten durch zwei unterschiedliche Methoden erreicht werden, durch direkte oder durch indirekte Laststeuerung. Bei der direkten Laststeuerung steuert der VNB gegen eine Vergütung direkt Flexibilität bei Endverbrauchern. Hierzu ist eine durchgehende Kommunikationsverbindung vom VNB zum Endverbraucher nötig und die Endverbraucher müssen auch tatsächlich bereit sein, einen entsprechenden Eingriff zu akzeptieren, wofür eine vertragliche Vereinbarung erforderlich ist. Der Vorteil der Methode ist die garantierte Wirksamkeit, vorbehaltlich technischer Pannen. Nachteilig sind die entstehenden Kosten für Kommunikation und Vergütung. Weil die direkte Laststeuerung einen wesentlich stärkeren Eingriff in die Handlungsfreiheit der Endverbraucher darstellt, erscheint die Methode aus Kundensicht im Vergleich zur indirekten Laststeuerung weniger attraktiv.
- (2) Die Methode der indirekten Laststeuerung setzt hingegen auf monetäre Anreize. Hier gibt der VNB einen Anreiz in Form eines Tarifs und die Endverbraucher reagieren freiwillig darauf im Rahmen ihrer eigenen Präferenzen. Dadurch wird die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher mitberücksichtigt. Aus Sicht des VNB besteht der Vorteil dieser Methode darin, dass sie für ihn einfacher umzusetzen ist, weil kein individueller Kommunikationspfad zu einzelnen Endverbrauchern erforderlich ist. Nachteil dieser Methode ist, dass keine garantierte Wirkung erzielt werden kann. Eine gewisse Zuverlässigkeit bezüglich Wirkung kann also nur über eine grössere Gruppe von Endverbrauchern erreicht werden.
- (3) Dynamische Netznutzungstarife sind, wie alle tariflichen Anreize, indirekte Laststeuerungen. Grundsätzlich können direkte und indirekte Laststeuerung kombiniert werden. Es ist dann aber darauf zu achten, dass die beiden Methoden gut aufeinander abgestimmt werden (siehe auch [1] Kapitel 1.4).



1.2.2 Abgrenzung zwischen den Tarifarten

- (1) Neben rein statischen Einheitstarifen werden in der Schweiz oft sogenannte Time-of-Use-Tarife (ToU) eingesetzt, bei denen die Tariffhöhe nach einem festen Muster in Zeitblöcken von einigen Stunden variiert. Diese Zeiten werden dann üblicherweise als Hochtarif (HT)- oder Niedertarif (NT)-Zeiten bezeichnet. Eine typische Ausprägung sind HT-Zeiten tagsüber und NT-Zeiten nachts sowie an Sonn- und Feiertagen. Bei ToU-Tarifen sind sowohl die Tariffhöhe als auch die Tarifzeiten über ein Jahr fixiert und im Voraus bekannt. Sie unterscheiden sich daher deutlich von dynamischen Netznutzungstarifen.
- (2) Beim sogenannten Critical-Peak-Pricing (CPP) werden statische und dynamische Elemente gemischt. Die Idee besteht darin, mindestens ein zusätzliches Tarifelement einzuführen, das nur in kritischen Netzsituationen zur Anwendung kommt. Das Zeitfenster, in dem dieses zusätzliche Element verrechnet wird, kann dabei kurzfristig variiert werden. In Frankreich gibt es beispielsweise ein Angebot für Mittelspannungskunden, bei dem an bis zu 15 Tagen pro Jahr für einige Stunden ein höherer Netznutzungstarif gilt. Im Gegenzug wird der Basistarif während der übrigen Zeit vergünstigt.
- (3) Bei dynamischen Netznutzungstarifen sind grundsätzlich alle Elemente kurzfristig variierbar. Kurzfristig bedeutet hierbei, dass Tarife am Vortag der Anwendung oder allenfalls zukünftig auch in Realzeit geändert werden können. Es können aber fixe Elemente integriert werden (siehe hierzu auch Kapitel 5.4.1). Es wäre also denkbar, einen dynamischen Netznutzungstarif so auszugestalten, dass er einem CPP-Netznutzungstarif entspricht. So gesehen sind CPP-Netznutzungstarife eine Untergruppe dynamischer Netznutzungstarife.

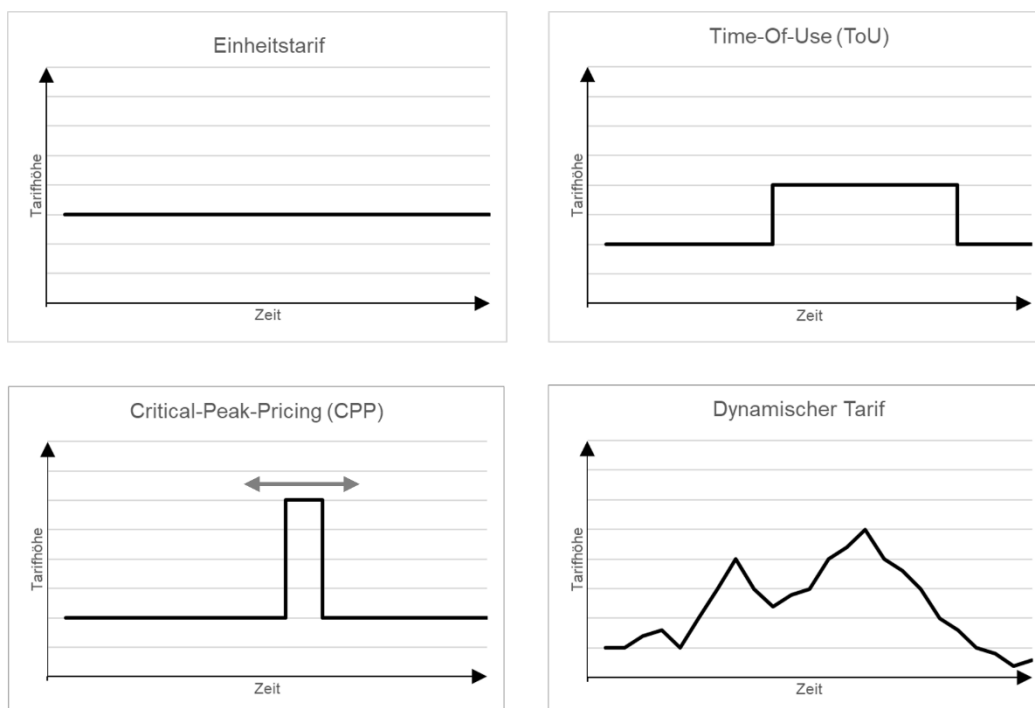


Abbildung 1 Unterschiedliche Möglichkeiten für die Tarifierung



1.3 Erwartete Wirkung

- (1) Auch wenn dynamische Netznutzungstarife meist als "Tarife von Maschinen für Maschinen" gesehen werden, sind auch teilweise automatisierte Lösungen möglich. Auf Seite der VNB kommen, schon aus Effizienzgründen, Algorithmen zum Einsatz, die die dynamischen Netznutzungstarife automatisiert bereitstellen. Auf Seite der Endverbraucher ist zu unterscheiden, ob dynamische Netznutzungstarife durch Energiemanagementsysteme (EMS) ausgelesen werden, die über entsprechende Algorithmen zur Optimierung letztlich die einzelnen flexiblen Verbraucher steuern oder ob Endverbraucher direkt manuell ihr Verhalten anpassen. Im ersten Fall können die Endverbraucher persönliche Präferenzen nur indirekt über die Parametrierung ihrer EMS ausdrücken. Eine besondere Charakteristik dieser Variante besteht ausserdem darin, dass durch die vollständige Automatisierung keine psychologische Hürde bei der Reaktion auf Tarifsignale erwartet wird, wie sie bei der direkten Reaktion auf Tarifsignale durch Personen besteht.

1.3.1 Technische Wirkung

- (1) Technisch gesehen werden dynamische Netznutzungstarife eingesetzt, um zukünftige Netzengpässe zu verhindern. Die aktuelle respektive für die nahe Zukunft prognostizierte Netzsituation bildet die Grundlage für die Höhe des Tarifs. Die Ausgestaltung erfolgt derart, dass für den Netznutzer Tarifsignale gegeben werden, die den Strombezug in Überlastungssituationen verringern. Wenn hingegen zunehmende Einspeisungen zu Engpässen führen, werden Tarifsignale gegeben, die geeignet sind, den lokalen Strombezug zu erhöhen und damit die erwarteten Engpässe zu beheben.

1.3.2 Ökonomische Wirkung

- (1) Aus ökonomischer Sicht ist die Perspektive der einzelnen Endverbraucher von der Perspektive der VNB zu unterscheiden. Für Endverbraucher ist ein dynamischer Netznutzungstarif als Wahltarif dann attraktiv, wenn durch Anpassung des eigenen Bezugsverhaltens, unter Berücksichtigung der individuellen Opportunitätskosten, eine Kosteneinsparung erzielt werden kann. Die VNB müssen dazu die dynamischen Netznutzungstarife entsprechend gestalten. Sie werden dann über diese Tarife geringere Einnahmen erzielen als über vergleichbare Standardtarife. Im Gegenzug können Netzkosten eingespart werden, weil ein Netzausbau verhindert oder zumindest verzögert wird. Die Verteilnetzbetreiber sind dahingehend gefordert, dass hierbei die Mindereinnahmen zusammen mit den Kosten zur Umsetzung des Netznutzungstarifs in einer langfristigen Sicht die Einsparung bei den Netzkosten nicht übersteigen dürfen. Gelingt dies, entsteht eine Win-Win-Situation, die auch volkswirtschaftlich effizient ist.

1.4 Studien und Veröffentlichungen

- (1) Während dynamische Energietarife schon längere Zeit in ganz Europa diskutiert werden, ist das Thema der dynamischen Netznutzungstarife relativ neu. Das Ziel dieses Handbuchs ist es, einen Leitfaden zur praktischen Umsetzung bereitzustellen. Vertiefte Analysen zu den theoretischen Hintergründen finden sich in den folgenden Studien und Veröffentlichungen:

- [1] Consentec, Universität Basel, ZHAW, Polynomics (2021): Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie. Bundesamt für Energie BFE.
- [2] Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können



- [3] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Was sind dynamische Stromtarife? Preismodelle, Zielwirkungen und Umsetzungsfragen zeitvariabler bzw. dynamischer Energiepreise und Netzentgelte in der aktuellen Debatte – Gutachten der Consentec GmbH inkl. Einordnung der dena.
- [4] Neon (2023): Zeitvariable Verteilnetzentgelte, Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik. Neon Neue Energieökonomik GmbH
- [5] ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- [6] smartEn, FTI (2025): A Roadmap for Cost-Reflective Electricity Network Tariffs in the EU. Smart Energy Europe

2. Definition und Beispiel

- (1) Die folgende Definition soll dazu dienen, Klarheit darüber zu schaffen, was unter dynamischen Netznutzungstarifen zu verstehen ist. Zentral bei der Definition ist die Kurzfristigkeit der Tarifvariation, erst diese erlaubt es, die Tarife auf die aktuell gemessene oder kurzfristig (z.B. auf Basis der Wettervorhersage) prognostizierte Netzbelastung auszurichten. Die StromVV erlaubt, neben statischen und dynamischen Netznutzungstarifen noch eine dritte Kategorie, die sich an den historischen Netzlasten orientiert (Art.18a Abs. 2 StromVV). Da bei dieser dritten Kategorie keine Möglichkeit zur kurzfristigen Tarifvariation besteht, gelten diese Tarife nicht als dynamische Tarife; sie werden folglich auch nicht in diesem Handbuch beschrieben.

2.1 Definition von dynamischen Netznutzungstarifen

- (1) Dynamische Netznutzungstarife sind Tarife, deren Höhe mindestens in Teilen kurzfristig variiert werden kann. Die jeweils geltenden Tarife werden für eine definierte örtliche und zeitliche Auflösung und Zeitspanne mit einem definierten Vorlauf bekannt gegeben. Ziel der dynamischen Netznutzungstarife ist es, einen Anreiz für netzdienliches Verhalten im betroffenen Netzteil zu schaffen. Zur Abgrenzung zwischen den verschiedenen Tarifarten siehe auch Kapitel 1.2.2.

2.2 Beispielhafte Beschreibung

- (1) Ein Beispiel für einen dynamischen Netznutzungstarif wäre ein Arbeitstarif, dessen Höhe auf Stundenbasis variiert wird, wobei die einzelnen Stundenpreise eines Tages jeweils am Vortag bekannt gegeben werden. Die Stundenpreise werden automatisiert anhand der prognostizierten (lokalen) Netzbelastung berechnet, hierbei können fixe Minimal- und Maximalwerte gelten.
- (2) Diese beispielhafte Beschreibung dient lediglich der Illustration. Natürlich sind andere Ausprägungen möglich. Wie in Kapitel 4 ausgeführt, bestehen gewisse Freiheiten bei der Ausgestaltung, Hierbei sollten aber Kundenfreundlichkeit und Transparenz zentral sein, um eine bestmögliche Akzeptanz dieser neuen Tarifart zu erreichen.

2.3 Verhältnis zu anderen Tarifbestandteilen

- (1) Elektrizitätstarife bestehen neben den hier beschriebenen Netznutzungstarifen aus weiteren Bestandteilen, insbesondere Energietarifen und nationalen sowie regionalen Abgaben. Neben der



Dynamisierung der Netznutzungstarife wird, zumindest auf EU-Ebene, eine Dynamisierung der Energietarife gefordert, eine Dynamisierung bei Abgaben scheint dagegen sehr unwahrscheinlich. Werden zusätzlich zu den Netznutzungstarifen die Energietarife dynamisiert, so entsteht aus Sicht der Endverbraucher ein summarischer Anreiz. Sie werden ihr Verhalten dann am resultierenden Gesamttarif ausrichten. Aus Sicht der VNB können dadurch erwünschte und unerwünschte Wechselwirkungen entstehen, je nachdem, ob andere dynamisierte Bestandteile die Anreize der dynamischen Netznutzungstarife verstärken oder abschwächen. Diese Wechselwirkungen müssen akzeptiert werden, da die beiden dynamischen Tarifsignale die jeweiligen Kosten der Teilsysteme ausdrücken. Wenn ein tiefer Energietarif ganz oder teilweise durch einen hohen Netztarif kompensiert wird, drückt dies eine Situation aus, in der Energie zwar günstig zu haben ist, dem Netz dadurch aber Mehrkosten entstehen. In den in Kapitel 1.4 genannten Studien und Veröffentlichungen werden Wechselwirkungen zwischen mehreren dynamisierten Tarifbestandteilen vertieft diskutiert.

3. Bestehende Praxis bei dynamischen Netznutzungstarifen

- (1) Das folgende Kapitel beschreibt mit Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Handbuchs im Jahr 2024 die Systematik der Netznutzungstarife in ausgewählten europäischen Ländern sowie aktuell diskutierte Weiterentwicklungen. Der Fokus liegt auf unseren Nachbarländern sowie auf denjenigen Ländern, in welchen die notwendigen Voraussetzungen für die Einführung von dynamischen Tarifen – insbesondere eine wesentliche Verbreitung von Smart Metern¹ – bereits gegeben sind, was vornehmlich bei nordeuropäischen Ländern der Fall ist. Für die Untersuchung ist in erster Linie von Interesse, ob das aktuelle oder ein zukünftiges Tarifsystem eine zunehmende zeitliche und ggf. auch geographische Differenzierung von Komponenten der Netznutzungstarife hin zu dynamischen Tarifen ermöglicht.

3.1 Beispiele aus der Schweiz

3.1.1 Groupe E

- (1) Groupe E hat den dynamischen Tarif Vario im Januar 2024 als Wahltarif für alle Kunden mit einem Verbrauch < 100 MWh/Jahr eingeführt. Der Vario-Tarif besteht aus einem dynamischen Netzentgelt, welches für jedes 15-Minuten-Intervall variiert, einem Doppeltarif für die Energie und den sonst üblichen weiteren Komponenten. Das dynamische Netzentgelt wird berechnet auf Basis der Netzlastprognose, welche Groupe E für den kommenden Tag macht. Die Tariffhöhe wird dabei so skaliert, dass die Einnahmen für den VNB für das prognostizierte Gesamtlastprofil dieselben wären wie mit dem Doppeltarif. Der Vario-Tarif ist jeweils ab 18:00 Uhr für den nächsten Tag über eine WebAPI abrufbar und wird auf der Webseite von Groupe E publiziert. Der integrierte Vario-Tarif variiert zwischen 10 und 50 Rp./kWh.
- (2) In Anhang 1 wird der Vario-Tarif ausführlicher beschrieben.

¹ Mit Stand 2022 haben folgende europäische Länder eine Verbreitungsrate an Smart Metern von über 95%: Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen, Estland, Lettland, Luxemburg, Spanien und Italien. Während unser Nachbarland Frankreich immerhin rund 92% erreicht, ist die Durchdringung von Smart Metern sowohl in Deutschland (0.3%), Österreich (68%) wie auch der Schweiz (26%) noch sehr gering. Quellen: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2023, Market Monitoring Report, Abb. 13, S. 38 bzw. Schweizer Radio und Fernsehen SRF, 2023, Smartmeter: Nutzung noch nicht intelligent genug.



3.1.2 Swispower

- (1) Für die Einführung von dynamischen Netznutzungstarifen in verschiedenen Netzgebieten hat Swispower das InnoStrom-Tool entwickelt, welches dynamische Tarifstrukturen generiert und an die EMS der Endkunden übermittelt. Die Übermittlung erfolgt via WebAPI bis 16:00 Uhr. Die Tarifberechnung basiert auf den Netzlastprognosen der jeweiligen VNB. Die Abfrage mit der Angabe des Messpunktes erlaubt zukünftig personalisierte und/oder örtlich differenzierte dynamische Stromtarife. Im Rahmen eines Pilotprojekts mit sieben grossen Stadtwerken werden verschiedene Tarifstrukturen getestet und evaluiert, wobei der Fokus auf 15-Minuten-Day-Ahead-Tarifen liegt. Das Projekt misst die Wirkung der jeweiligen Tarif-Designs und soll so die Einführung des dynamischen Netztarifs mit der höchsten Wirkung erlauben.
- (2) In Anhang 2 wird die Umsetzung von Swispower ausführlicher beschrieben.

3.1.3 Azienda Elettrica di Massagno (AEM)

- (1) Der dynamische Wahltarif der Azienda Elettrica di Massagno (AEM) richtet sich an Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 50.000 kWh, die Geräte mit flexiblen Lasten wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen nutzen. Der Tarif ist in vier feste Zeitspannen unterteilt (nachts 22:00-06:00 Uhr, morgens 06:00-10:00 Uhr, tagsüber 10:00-17:00 Uhr und abends 17:00-22:00 Uhr), die jährlich auf der Grundlage einer detaillierten Analyse der Netzlast festgelegt werden. Die Arbeitskomponente des Netznutzungstarifs variiert zwischen 50% und 150% des Standardtarifs, basierend auf 15-minütigen 'Day-ahead'-Netzlastprognosen, mit einer zusätzlichen Leistungskomponente zur Minimierung von Rebound-Effekten. Der Tarif wird täglich bis 18:00 Uhr per App (für manuelle Lastverschiebung) und WebAPI (für automatische Lastverschiebung über EMS) veröffentlicht.
- (2) In Anhang 3 wird die Umsetzung von AEM ausführlicher beschrieben.

3.1.4 AMB

- (3) Der Tessiner VNB Azienda Multiservizi Bellinzona (AMB) bietet seit dem Jahr 2020 einen zeitlich differenzierten Netznutzungstarif für Kunden mit Smart Metern an. Dabei werden die Hoch- und Niedertarifzeitfenster des Folgetages zeitlich in Abhängigkeit der Wetterprognose, dem erwarteten Verbrauch und der Eigenproduktion variiert. Zeitfenster und Tariffhöhe werden über eine App oder ein «Internet-of-Things-»Gerät mit farbiger Tarifampel und optionaler Anbindung an die heimische Ladestation dem Endverbraucher kommuniziert. Der Wahltarif beinhaltet eine stärkere finanzielle Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif (7 Rp./kWh) als im Standard-Doppeltarif (2 Rp./kWh).

3.2 Beispiele aus Europa

3.2.1 Dänemark

- (1) Die Tarifstruktur in Dänemark ist aktuell hauptsächlich arbeitstarifbasiert mit der Möglichkeit einer zeitlichen Differenzierung (ToU). Eine Analyse der dänischen Regierung im Juni 2020 kommt zum Schluss, dass die Tarifstruktur nicht kostenreflexiv sei im Hinblick auf die erhöhte dezentrale Produktion von Strom und dem Risiko von Netzengpässen aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung. Ein weiteres Hindernis für ein netzdienliches Tarifregime sei das Verbot von geographisch differenzierten Netznutzungstarifen. Die Regulierung empfiehlt eine Aufhebung dieses Verbots, d. h. die Möglichkeit einer Einführung von geographisch differenzierten Netznutzungs- sowie die Einführung von ebenfalls differenzierten Einspeisetarifen, um Netzengpässe zu beheben.



- (2) Ein Pilotprojekt² mit zeitdifferenzierten Tarifen für Endverbraucher mit Smart Metern ist vom VNB SEAS-NVE durchgeführt worden, wobei die Netznutzungstarife in drei unterschiedliche Zeitzonen je Tag aufgeteilt worden sind und die resultierende Elastizität der Elektrizitätsnachfrage untersucht worden ist. Als Ergebnis der Studie wurde erwähnt, dass Information, Ausbildung und Ausstattung an technischen Hilfsmitteln (bspw. EMS) notwendig sind, um Endverbraucher längerfristig zu Änderungen im Bezugsverhalten zu bewegen.

3.2.2 Deutschland

- (1) Deutschland kennt bisher keine Zeitvariabilität der Netznutzungstarife für den Grossteil der Endverbraucher. Die Bundesnetzagentur als Regulator hat basierend auf dem per 1. Januar 2024 überarbeiteten §14a des Energiewirtschaftsgesetzes im Festlegungsverfahren³ beschlossen, dass alle VNB erstmals für das Jahr 2025 ein zeitvariables Netzentgelt zu ermitteln haben. Dieses sogenannte Anreizmodul – wie auch die Module 1 und 2 mit pauschaler bzw. prozentualer Reduzierung des Netzentgelts – soll einen beschleunigten Anschluss von steuerbaren Anlagen ermöglichen, indem der VNB die Flexibilität von Wärmepumpen, privaten Ladepunkten, Anlagen für Raumkühlung und Speichern zum Ziel der Entlastung des Netzes verwenden kann.
- (2) Ein Endverbraucher mit entsprechenden neuen oder bereits bisher gesteuerten Anlagen muss mit einem Smart Meter ausgestattet werden, sich für eines der Module entscheiden und damit deren Steuerbarkeit ermöglichen. Der zeitvariable Arbeitstarif des Anreizmoduls umfasst drei Tarifstufen – bspw. hohe und niedrige Netzbelastung und Standardtarif für alle anderen Zeiten – und muss im Vorjahr vom VNB monetär fixiert werden. Die drei Tarifstufen kommen in mindestens zwei im Vorjahr festzulegenden Quartalen des Folgejahres und in diesen Anwendungszeiträumen je mindestens einmal pro Tag zur Anwendung.

3.2.3 Finnland

- (1) Die Tendenz zu erneuerbaren Energien hat die Notwendigkeit einer Überarbeitung der bisherigen Tarifstrukturen im Verteilnetz beschleunigt. Das Ministerium für ökonomische Fragen und Arbeit hat eine Arbeitsgruppe «Smart Grid» gegründet, welche die Tarifstrukturen insbesondere zu stärkeren Leistungstarifen hin weiterentwickeln und harmonisieren soll. Einige VNB experimentieren mit Wahlmodellen für «on-demand-» kontrahierte Leistungen⁴; die Einführung von CPP-Modellen wurde zumindest wissenschaftlich diskutiert⁵.

3.2.4 Frankreich

- (1) Ab August 2024 ist unter der landesweit vereinheitlichten Vorgabe der Netznutzungstarife («TURPE»)⁶ für Endverbraucher mit Smart Metern ein Arbeitstarif mit vier saisonalen Zeitzonen vorgesehen: Hochtarif-Hochsaison, Niedertarif-Hochsaison, Hochtarif-Niedersaison und Niedertarif-Niedersaison.
- (2) Während aktuell die Hochsaison auf den Zeitraum von November bis März fix festgelegt ist, können Hoch- bzw. Niedertarifzeiten vom VNB selbst festgelegt werden. Für Haushaltskunden («courte

² SEAS-NVE, 2014, Communication on Progress, UN Global Compact, S. 13

³ Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach §14a EnWG, Beschluss, BK8-22/010-A vom 23.11.2023.

⁴ CIRED, 2023, Dynamic network tariffs – An opportunity for the energy transition, S. 11.

⁵ Lummi K. et al., 2023, Cost-causation based approach in forming power-based distribution network tariff for small customers

⁶ Enedis, 2023, TURPE 6 HTA/BT, Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de Distribution d'Électricité



utilisation») fallen zeitlich abgestufte Arbeitstarife in eine vorgegebene Bandbreite von 0.88 bis 6.67 €/kWh.

- (3) Auf der Niederspannungsebene angeschlossene Endverbraucher erhalten die Elektrizitätsrechnung in der Regel vom Stromlieferanten. Dieser kann optional Informationen des VNB über die lokale Netzbelastung zur Bestimmung der Niedrigtarif-Zeitfenster für die Energietarife berücksichtigen, wodurch beispielsweise ein Achtstunden-Niedrigtarif-Zeitfenster so gelegt wird, dass Flexibilitäten bei Boilern die abendliche Lastspitze im Netz reduzieren⁷.
- (4) Für Kunden auf der Mittelspannungsebene sind optional sogenannte mobile Hochtarif-Stunden unter zeitlicher Begrenzung und mit maximal 10-15 Stunden pro Jahr möglich, welche am Vortag bekannt gegeben werden.
- (5) Für Kunden auf der Hochspannungsebene schliesslich existieren Wahltarife mit sogenannten beweglichen Spitzenzeiten, welche mittels eines Signals des Kapazitätsmechanismus landesweit festgelegt und am Vortag auf der Internetseite des Regulators publiziert werden.

3.2.5 Island

- (1) Der Regulator gibt vor, dass Netznutzungstarife Anreize für eine verstärkte Nutzung des Verteilnetzes ausserhalb der Höchstlaststunden schaffen sollen. Dies geschieht aktuell jedoch einzig über zeit- bzw. saisonal differenzierte Tarifkomponenten mittels ToU (Tag-Abend-Nacht- und/oder Winter-Sommer-Differenzierung). VNB dürfen in ruralen Gebieten höhere Netznutzungstarife festsetzen, falls nachgewiesen werden kann, dass die Netzkosten in diesen Gebieten höher als in urbanen Gebieten ausfallen.

3.2.6 Italien

- (1) Die Verbreitung von neueren Smart Meter-Modellen seit 2017 ermöglicht die Weiterentwicklung des Tarifsystems. Das Ziel ist die Abschaffung von regulatorischen Hürden für eine Elektrifizierung insbesondere durch Elektrofahrzeuge unter Sicherstellung einer effizienten Entwicklung der Stromnetze. Der italienische Regulator schlägt vor, dass das heutige auf kontrahierter Leistung und fixen Zeitfenstern basierende Tarifsysteem abgelöst wird durch eine flexible Festlegung von Zeitfenstern durch den VNB. Damit soll die verfügbare Netzkapazität besser ausgenutzt werden; indem durch vermiedenen Netzausbau Kosten eingespart werden können, sollen alle Endverbraucher von den Massnahmen profitieren. Eine Erhöhung der technisch verfügbaren Kapazität im sogenannten Zeitfenster F3 für Endverbraucher mit Elektrofahrzeugen wird nicht durch ein Tarifsignal, sondern durch eine technische Lösung erzielt: Die höhere erlaubte Kapazität wird direkt an den Smart Meter gesendet, indem dessen Software (Firmware) aktualisiert wird.
- (2) Eine zuletzt diskutierte Weiterentwicklung des Systems ab «2025 oder 2026»⁸ soll auch finanzielle Tarifyanreize ermöglichen, indem in den Zeitfenstern mit niedriger verfügbarer Netzkapazität ein Aufschlag in Höhe von 40-50% auf die Netznutzung erfolgen soll. Ein spezifischer Vorschlag für mittlere bis grosse Bezüger (kontrahierte Leistung grösser 16.5 kW) diskutiert auch die Möglichkeit, die im Zeitfenster F3 mit hoher Netzkapazität erzielte Lastspitze nicht zu bepreisen. Faktisch handelt es sich dabei um einen ToU-Leistungstarif mit Tarifhöhe Null für das flexibel festgelegte Zeitfenster mit hoher

⁷ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, S. 22

⁸ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), 2023, Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs. 210/21 e nel d.lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica, 540/2023/R/EEL, S. 32 bzw. S. 42.



Netzkapazität. Im Vergleich zur zeitlichen Differenzierung der Arbeitstarife sieht der Regulator den Vorteil, dass differenzierte Leistungstarife keiner direkten gegenseitigen Beeinflussung mit möglicherweise auch zeitlich differenzierten Energietarifen unterliegen. Dieses neue Tarifsysteem soll vorerst nur für «effiziente und flexible» Lasten eingeführt werden können, namentlich Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Landstromversorgung von Schiffen («Cold Ironing»).

3.2.7 Norwegen

- (1) Über eine verstärkte Netzdienlichkeit der Netznutzungstarife wird seit dem Jahr 2017 diskutiert. Ein erster Vorschlag des Regulators – Kunden bezahlen für eine vereinbarte Leistung plus eine arbeitstarifbasierte Komponente in Zeiten, in welchen diese Leistung überschritten wird – wurde als zu komplex und schwierig zu implementieren beurteilt. Der Vorschlag wurde im Jahr 2020 vom Regulator in Richtung stärkerer Tarifierungsfreiheit weiterentwickelt: Der Regulator empfiehlt demnach, dass sich Netznutzungstarife unterscheiden dürfen in Abhängigkeit von «netzbezogenen» Kriterien, welche objektiv und nachvollziehbar sein müssen. Die Tarife sollen in Zukunft kostenreflexiv ausgestaltet sein und «akkurate» Preissignale für eine effiziente Netznutzung liefern. Konkret soll der Arbeitstarif in Zeiten ohne Netzengpässe nur die Netzverluste bepreisen, sich jedoch in Zeiten sich abzeichnender Netzengpässe erhöhen, um Anreize für eine Bezugsreduktion zu setzen (CPP). Diese Tarifhöhe wiederum soll sich an den langfristigen Grenzkosten für einen Netzausbau zur Beseitigung der Netzengpässe orientieren. Im aktuellen Tarifmodell werden die Netzverluste, differenziert in Tag/Nacht und Wochentag/Wochenende, als Tarifbestandteil anhand der Spotmarkpreise in der jeweiligen Gebotszone festgelegt.
- (2) Die Kosten des Netzes sollen in Zukunft grossenteils durch leistungsabhängige Fixpreise gedeckt werden, welche als Weiterentwicklung auch zeitdifferenziert in Abhängigkeit der Netzauslastung ausfallen könnten.
- (3) Aktuelle Pilotstudien von zwei VNB (Elvia bzw. Glitre Nett) zu neuen Tarifstrukturen analysieren nur am Rande dynamische Tarife, sie fokussieren vielmehr darauf, wie verschiedene Tarifstrategien zu Verhaltensänderungen der Kundinnen und Kunden führen und wie Tarifierungen kommuniziert bzw. angenommen werden. Vorläufige Ergebnisse zeigen, dass Tarife in «signifikantem» Masse reduziert werden müssen, um Endverbraucher zu Verhaltensänderungen zu bewegen.

3.2.8 Österreich

- (1) Der Regulator (E-Control) äussert sich explizit ablehnend zum Thema dynamischer Netznutzungstarife⁹, stattdessen hat er unterbrechbare Tarife und ein mehrstufiges Modell von Leistungstarifen vorgeschlagen. Dementsprechend werden in Österreich bislang keine dynamischen Netznutzungstarife eingesetzt. Einzelne Versorger bieten bereits dynamische Energietarife an.

3.2.9 Schweden

- (1) Der schwedische Regulator hat im Jahr 2019 erkannt, dass in den Regulierungsvorgaben Hürden existieren, welche eine netzdienliche Tarifierung behindern. Dazu gehören die Unmöglichkeit einer graduellen Einführung von neuen Tarifen und das Nichtdiskriminierungsgebot von Pilotprojekten sowie eine fehlende Möglichkeit zur lokalen Tarifiedifferenzierung. Aktuell sind einzelne Tarifbestandteile mittels ToU-Prinzips zeitlich differenziert (saisonal oder bzgl. Tageszeit). Eine Überarbeitung der Vorgabe soll dahingehend erfolgen, dass Netznutzungstarife durch eine hohe zeitliche und

⁹ Encontrol 2024: „TARIFE 2.1“ Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich



geographische Differenzierung die effiziente Nutzung des Verteilnetzes fördern sollen. Als Beispiel für eine mögliche Weiterentwicklung der Netznutzungstarife hat der VNB Sala-Heby Energi Elnät AB einen ToU-Tarif für Kleinbezüger eingeführt, bei welchem dem Endverbraucher der Durchschnitt der monatlich fünf höchsten Lastspitzen im Hochtarif-Zeitfenster in Rechnung gestellt wird. Eine wissenschaftliche Untersuchung des Effektes dieses Modells zeigte auf, dass eine «substantielle» Reduktion der Höchstlast während der Spitzenzeiten erreicht werden konnte und dass dieser Effekt nachhaltig ist¹⁰.

3.2.10 Spanien

- (1) Seit Juni 2021 sind sowohl arbeits- als auch leistungsbasierte Tarife nach dem ToU-Prinzip vorgeschrieben für Kunden mit einer vertraglichen Kapazität grösser 15 kW. Während an Arbeitstagen dabei drei (Arbeitstarif) bzw. zwei (Leistungstarif) Zeitfenster mit unterschiedlichen Tarifen zur Anwendung kommen, wird an Wochenenden einzig der Niedertarif angewandt¹¹. Endverbraucher können pro Leistungszeitfenster unterschiedliche Kapazitäten kontrahieren, um beispielsweise Elektrofahrzeuge in Niedertarif-Zeitfenstern zu laden.

3.2.11 EU-weite Bestimmungen und Zusammenfassung

- (1) Die EU-Regulierung 2024/1711 vom 13. Juni 2024 zur «Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns der Union» verpflichtet die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass Endkunden, bei denen ein intelligenter Zähler installiert ist, den Abschluss eines Vertrages mit dynamischen Stromtarifen verlangen können. Diese Forderung bezieht sich aber ausschliesslich auf den Energieteil der Tarife und nicht auf die Netznutzung.
- (2) Die EU-Regulierung 2024/1747 vom 13. Juni 2024 zur «Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns der Union» nennt als Erwägungsgrund zur Anpassung des Artikels 18 die Verwendung von örtlich oder zeitlich differenzierten Netznutzungstarifen¹². Dadurch sollen u. a. «flexible Bezüge» genutzt werden können und «demand response» gefördert werden.
- (3) Wie die Länderrecherche zeigt, sind VNB in Europa in der diesbezüglichen Weiterentwicklung ihrer Tarifsysteme jedoch erst am Anfang. So existieren momentan – ausgenommen der Lösungen von Schweizer VNB – keine vollständig dynamischen Netznutzungstarife in Europa. Eine aktuelle Untersuchung zu Tarifsystemen in der EU¹³ kommt zum Schluss, dass in der Mehrzahl der untersuchten Mitgliedsländer (21 von 28) zeitabhängige Netznutzungstarife von VNB angewendet werden. Dabei handelt es sich aber grösstenteils um statische ToU-Zeitfenster, nur in drei Mitgliedsländern werden die Zeitfenster aufgrund von Netz- (Frankreich) oder Marktkriterien, beispielsweise Tarife für Netzverluste (Norwegen, Schweden), flexibel festgelegt.
- (4) Sowohl CEER¹⁴ als auch Eurelectric¹⁵ begründen die noch nicht erfolgte Einführung von dynamischen Netznutzungstarifen mit deren Komplexität, der resultierenden fehlenden Vorhersehbarkeit der Tarifhöhe, der notwendigen technologischen Voraussetzungen und Abhängigkeiten von

¹⁰ Öhrlund, I. et al, 2019, Convenience before coins: Household responses to dual dynamic price signals and energy feedback in Sweden, Energy Research & Social Science 52, S. 238

¹¹ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, S. 21

¹² Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council, 13 June 2024, amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design, Recital 23

¹³ European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2023, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, Kap. 7.1, S. 55 ff.

¹⁴ Council of European Energy Regulators (CEER), 2020, CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, S. 15 ff.

¹⁵ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, S. 26



automatisierten Laststeuerungssystemen sowie einem gewissen Risiko ungerechter Netznutzungs-entgelte. Trotz einer grossflächigen Verbreitung von Smart Metern in nordeuropäischen Ländern ist die Diskussion über eine Weiterentwicklung der Netznutzungsentgelte dort v. a. geprägt durch eine verbesserte Kostenreflexivität. Anstelle von dynamischen Tarifen scheint der Lösungsansatz für ein netzdienliches Verhalten dahingehend zu sein, dass durch Fix- und Leistungstarife die Kosten des Netzes besser abgebildet werden können und Endverbraucher durch dieses Preissignal ihr Verhalten adaptieren sollen¹⁶.

4. Möglichkeiten und Grenzen der Tarifgestaltung

- (1) Dynamische Tarife sollen nach vordefinierten Parametern ausgestaltet werden. Jeder Parameter bewegt sich in einem vordefinierten Wertebereich mit einer vordefinierten Auflösung. Dieses Kapitel beschreibt die regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen, beantwortet also die Frage, in welchem Bereich sich die Parameter eines dynamischen Tarifs maximal bewegen dürfen beziehungsweise können. Die nachfolgende Tabelle beschreibt die wichtigsten Parameter eines dynamischen Tarifs mit den möglichen (bzw. erwarteten) Ausprägungen. Eine tabellarische Übersicht der Kategorien von Netznutzungstarifen findet sich im NNMV-CH 2024, Kapitel 7.

Parameter	Merkmal	Mögliche Ausprägung
Dauer einer Periode	Jahr / Saison / Monat / Woche / Tag / Stunden / Stunde / Viertelstunde	Tag bis Viertelstunde z.B. 24h (00:00 bis 23:59)
Auflösung	Tag / Stunden / Stunde / Viertelstunde	Stunden bis Viertelstunde z.B. 15 min
Publikationszeitpunkt	Y – xD / M – xD / D-1 um HH:MM / D mit HH:MM Vorlauf,	Viertelstunde bis 24 h, z.B. D-1 16:00 Uhr
Tariffhöhe	Rp./kWh, Rp./kvarh, Rp./kW, Rp./kvar	Rp./kWh, Rp./kW
Nicht dynamische Elemente	CHF/Monat, CHF/Jahr, Rp./kW, Rp./kWh.	Rp./kWh, Rp./kW, Rp./kvarh, CHF/Monat
Verbindlichkeit	Bis wann kann der VNB den Tarif nach der Publikation noch anpassen (z.B. Ankündigung und spätere Anpassung)	verbindlich
Tarifart	Wahltarif oder Standardtarif	Wahltarif
Örtliche Differenzierung	Netzgebiet, Unterwerksgebiet, Trafostationsgebiet, Niederspannungsstrang	Abhängig von der individuellen Netz- Verbrauchs und Produktionssituation
Differenzierung nach anderen Kriterien	Differenzierung z.B. aufgrund von Jahresverbrauch, Anschlussleistung oder Kundengruppe	Verbrauch (Kundengruppe), ...

Tabelle 1 Parameter für dynamische Tarife

¹⁶ Nordic Energy Regulators (NordREG), 2021, Electricity distribution tariffs, Report by the NordREG Network Regulation WG, S. 30



4.1 Allgemeine regulatorische Vorgaben

- (1) Generelle Grundsätze für die Gestaltung von Netznutzungstarifen finden sich in Art. 14 StromVG, diese gelten auch für dynamische Netznutzungstarife. Insbesondere müssen alle Netznutzungstarife nachvollziehbare Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.
- (2) Zur Verursachergerechtigkeit ist zu beachten, dass die potenzielle Reduktion bei den Erlösen die erwartete Reduktion der Netzkosten nicht überschreiten darf. Hierbei sind die Kosten für Einführung und Abrechnung des Tarifs zu berücksichtigen. Die Nachvollziehbarkeit der Strukturen ist bei dynamischen Netznutzungstarifen dahingehend zu verstehen, dass ein Tarif nicht beliebig kompliziert sein darf und den Endverbrauchern gegenüber verständlich erklärt werden muss, siehe hierzu auch Kapitel 6.1.
- (3) Ausserdem müssen die Tarife nach Art. 14 StromVG den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen. Bezüglich der Netzdienlichkeit decken sich diese Anforderungen mit der Zielsetzung von dynamischen Netznutzungstarifen, bezüglich der effizienten Elektrizitätsverwendung ist die Vorgabe dahingehend zu verstehen, dass ein reiner Leistungstarif nicht möglich ist, obwohl leistungsorientierte Tarife der ebenfalls enthaltenen Forderung nach Verursachergerechtigkeit nachkommen.
- (4) Ausserdem wird in Art. 18a StromVV festgelegt, dass dynamische Netznutzungstarife in der Basiskundengruppe bis 50 MWh möglich sind, auch als Standardtarif. Wird ein dynamischer Netznutzungstarif als Standardtarif festgelegt, muss der VNB dieser Kundengruppe ausserdem einen Wahltarif ohne dynamische Komponente anbieten (Art. 18 Abs. 6 StromVV).
- (5) Art. 18 Abs. 5 StromVV enthält weitere, explizite Vorgaben für dynamische Netznutzungstarife, die zusätzlich zu beachten sind und im Folgenden für die einzelnen Parameter ausgeführt werden.

4.2 Dauer einer Periode

- (1) Die Dauer definiert den Zeitraum, welchen die publizierte Tarif-Zeitreihe umfasst. Wird beispielsweise am Vortag eine Tarif-Zeitreihe für die 24 h des Folgetages publiziert, wäre die Dauer einer Periode diese 24 h. Aus technischer Sicht bestehen bei der Dauer einer Periode keine Einschränkungen, es wäre also eine sehr kurze Dauer (beispielsweise 1 h) oder eine sehr lange Dauer (beispielsweise 1 Monat) möglich. Bei der Wahl der Dauer besteht ein Zielkonflikt: Kurze Zeitreihen, einhergehend mit einer höheren Frequenz der Publikation, ermöglichen die Berücksichtigung aktueller Parameter für die Prognose der Lastspitze durch den VNB. Lange Zeitreihen hingegen erlauben den auswertenden EMS eine Optimierung der Last über einen längeren Bezugszeitraum. Für ein auswertendes EMS ist daher eine sehr kurze Dauer problematisch, da ein kleineres Zeitfenster für Optimierungen bleibt. Für den VNB – welcher mit dynamische Netznutzungstarifen einen Anreiz für netzdienliches Verhalten setzen muss (Art. 18 Abs. 5 StromVV) – ist die Voraussage der Lastspitzen im Netz und damit die Bestimmung des Tarifsignals für netzdienliches Verhalten mit zunehmender Dauer der Periode herausfordernd.
- (2) Zu unterscheiden ist die publizierte Dauer der Tarif-Zeitreihe von der/den verfügbaren Zeitreihe(n) für die Optimierung der EMS. Es ist naheliegend, dass die EMS mehrere Zeitreihen des VNB berücksichtigen müssen. Bei einer Publikation der 24 h des Folgetages ist beispielsweise noch die entsprechende Zeitreihe vom Vortag in Kraft. Die Optimierung muss prinzipiell vom aktuellen Zeitpunkt bis zum letzten verfügbaren Zeitwert (vgl. «Auflösung») der zuletzt publizierten Zeitreihe laufen.



4.3 Auflösung

- (1) Die Auflösung definiert die Zeitschritte, in welcher der Tarif ändern kann. In Art.18 Abs.5 StromVV wird keine Mindestanforderung bezüglich der zeitlichen Auflösung genannt. Der erläuternde Bericht gibt als minimale Auflösung vor, dass mindestens vier Tarifstufen von jeweils mindestens einer Stunde Länge festgelegt werden sollten. Damit bestünde die Mindestauflösung in Blöcken von sechs Stunden Länge. Eine feinere Granularität der Tarife ist grundsätzlich zulässig, wird allerdings durch die maximale Auflösung der Smartmeter auf 15-Minuten-Werte begrenzt.

4.4 Publikationszeitpunkt (Zeitlicher Vorlauf)

- (1) Die konkrete Berechnungsmethodik für dynamische Tarife muss, wie alle anderen Tarife, bis spätestens Ende August des Vorjahres publiziert werden (Art. 7b StromVV und erläuternder Bericht zur Verordnung, S. 26). Dies impliziert, dass auf Basis der publizierten Methodik die Tarife für die Netznutzung kurzfristig angepasst werden können, so dass die aktuellen Netzknaptheiten berücksichtigt werden. Art. 18 Abs.5 StromVV enthält die Vorgabe, dass die Tarife aufgrund der für den Folgetag erwarteten Netzbelastung festgelegt werden müssen. Diese Vorgabe führt zu einer Publikation spätestens am Vortag, zum genauen Zeitpunkt besteht keine Vorgabe.

4.5 Tariffhöhe

- (1) Hierbei handelt es sich um die klassische Preisangabe für den Tarif zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Einheit ist Rappen pro Kilowattstunde oder allenfalls Franken pro Kilowattstunde bzw. bei Leistungskomponenten Franken/Rappen pro Kilowatt.
- (2) Dynamische Tarife können eine geeignete Untergrenze beinhalten, damit die strukturellen Kosten (welche unabhängig von der Netznutzung anfallen) gedeckt werden. Strukturelle Kosten können dabei sowohl in die Arbeitspreis- oder Leistungspreise einberechnet werden oder über separate Grundkomponenten verrechnet werden. Diese Anteile sollten massvoll ausfallen, d.h. der dynamische Anteil sollte überwiegen. Ausserdem enthält Art.18 Abs.5 StromVV die Vorgabe, dass die Einsparungen der Endverbraucher im dynamischen Tarif im Verhältnis zu den avisierten Netzkosteneinsparungen stehen müssen. Hierzu muss der Netzbetreiber eine fundierte Planung mit Kosten-/Nutzenanalyse gegenüber der EICom vorweisen können.
- (3) Bei der dynamischen Tarifierung ist ausserdem dem Thema der Einheitlichkeit besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Art.18 Abs.5 StromVV enthält die Vorgabe, dass dynamische Tarife so auszugestalten sind, dass für ein Standardlastprofil das Netznutzungsentgelt demjenigen der normalen Tarife dieser Kundengruppe entspricht. Diese Vorgabe ist bei örtlicher Differenzierung für jeden einzelnen Tarif einzuhalten, das resultierende Netznutzungsentgelt muss also für ein Standardlastprofil identisch sein. Diese Vorgabe ist im Tarifierungsalgorithmus zu berücksichtigen und muss gegebenenfalls belegt werden können. Abbildung 2 illustriert das Prinzip anhand eines fiktiven numerischen Beispiels.



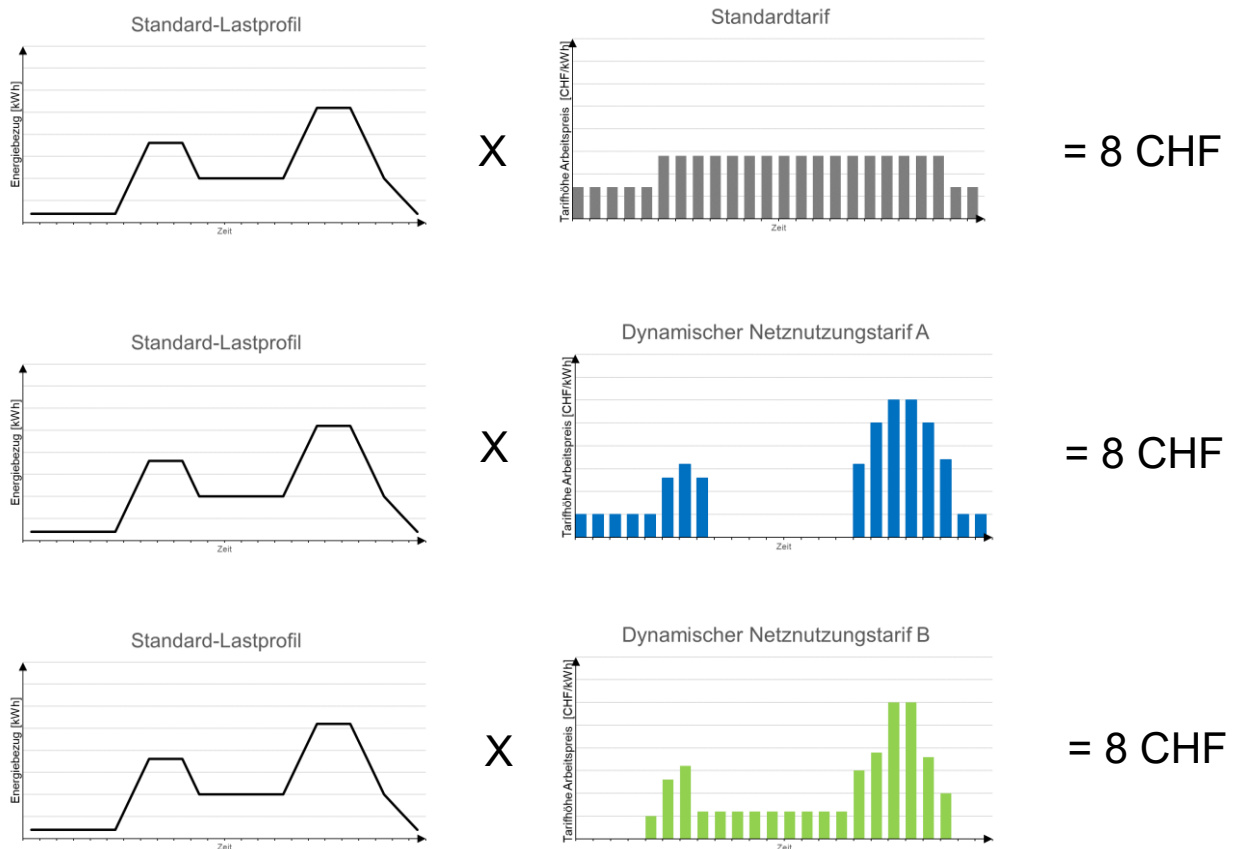


Abbildung 2 Tarifvergleich mit Standard-Lastprofil

- (4) Das Standard-Lastprofil wird aus den Daten der Kundengruppe gebildet, in der der dynamische Netznutzungstarif zur Anwendung kommt. Eine einfache Methode zur Bildung eines Standard-Lastprofils besteht darin, 15-Min-Durchschnittswerte der Verbrauchsdaten der Kundengruppe zu verwenden. Dadurch wird im Resultat die gesetzlich geforderte Einheitlichkeit der Tarife umgesetzt. Auch örtlich differenzierte Tarife sind so auszugestalten, dass mit den festgelegten Standardlastprofilen der Kundengruppe vergleichbare Netznutzungsentgelte resultieren. Dies schliesst nicht aus, dass es im Einzelfall zu Ungleichbehandlungen kommen kann. Vor dem Hintergrund der vom Gesetzgeber erwarteten positiven Wirkungen dynamischer Tarife kann dies jedoch hingenommen werden. In der Praxis wird noch zu klären sein, in welchem Zeitraum die Vergleichbarkeit gegeben sein muss, d.h. nur für das Tarifjahr als Ganzes oder für einzelne kürzere Zeitperioden.
- (5) Für die Tariffestlegung bei Endverbrauchern auf Niederspannungsebene in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit weniger als 50 MWh Jahresverbrauch gilt ein Mindestanteil für die Arbeitskomponente von 70 Prozent. Bei Einführung einer dynamischen Netztarifierung kann auch im Standardtarif von der Vorgabe der 70% Arbeitskomponente abgewichen werden und beispielsweise eine stärkere Gewichtung der Leistungskomponente als bisher vorgesehen werden (Art.18a Abs.2 StromVV).

4.6 Nicht dynamische Elemente

- (1) Stromtarife sind typischerweise eine Summe von einzelnen Kostenkomponenten. Einige davon können auch bei der Einführung von dynamischen Tarifen statisch bleiben. Als Beispiel seien SDL, Stromreserve, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen und ähnliche Komponenten erwähnt.

4.7 Verbindlichkeit

- (1) Da die Methodik der Tariffberechnung verbindlich für ein Jahr festzulegen ist und die Tarife so publiziert werden müssen, dass diese durch die Endverbraucher rechtzeitig abgerufen werden können, sind die publizierten Tarife verbindlich. Werden zusätzliche Tarife provisorisch bekanntgegeben, so sind diese entsprechend zu kennzeichnen und rechtzeitig durch verbindliche Tarife zu ersetzen.

4.8 Tarifart

- (1) Handelt es sich beim dynamischen Tarif um den Standardtarif oder ist es ein Wahltarif, für den sich ein Endkunde aktiv entscheiden muss? Insbesondere dann, wenn der dynamische Tarif als Tarif für EMS ausgelegt ist (siehe Kapitel 1.3), wird davon ausgegangen, dass das Produkt vom Kunden durch eine aktive Handlung bestellt wird. Wird ein dynamischer Netznutzungstarif als Standardtarif festgelegt, muss der VNB dieser Kundengruppe einen Wahltarif ohne dynamische Komponente anbieten (Art.18 Abs.6 StromVV).

4.9 Örtliche Differenzierung

- (1) Eine wichtige Anpassung im Zusammenhang mit dynamischen Tarifen besteht in der Möglichkeit, örtlich differenzierte Tarife vorzusehen, da sich die Netzverhältnisse im Netz eines VNB teilweise sehr stark unterscheiden (Art.18 Abs.5 StromVV). Zu denken ist hierbei insbesondere an Städte mit grossem Lastüberhang einerseits und ländliche Gebiete mit relativ tiefer Last sowie viel lokaler Produktion andererseits. Tarife, welche Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, machen daher in der Regel nur dann Sinn, wenn sie auf die jeweilige Situation im Netz zugeschnitten werden können. Regulatorisch ist die örtliche Differenzierung durch die geforderte Einheitlichkeit bezüglich eines Standard-Lastprofils begrenzt (siehe auch Kapitel 4.5). Technisch gesehen könnte bis auf einzelne Stammkabel der Netzebene 7 differenziert werden, dies allerdings bei entsprechend hohem Aufwand für den VNB, der dann viele unterschiedliche Tarife pflegen und archivieren müsste.

4.10 Differenzierung nach anderen Kriterien

- (1) Wie bei statischen Netznutzungstarifen können auch bei dynamischen Netznutzungstarifen die Endverbraucher nach anderen Kriterien gruppiert werden, beispielsweise nach Anschlussleistung, nicht ganzjährig genutzte Liegenschaften, ein höherer Bezug als 50 MWh auf Niederspannungsebene oder saisonalen Kriterien.



5. Tarfberechnung und Tarifierungsprozess

5.1 Ziele des Tarifs und Zielgruppe

- (1) Ziel eines dynamischen Netznutzungstarifs ist es, Last- und gegebenenfalls Einspeisespitzen im Netz dauerhaft zu reduzieren. Der dynamische Netznutzungstarif bietet den Endverbrauchern primär Anreize, ihren Bezug während der Lastspitze im Netz zu reduzieren. Dadurch können Kosten gegenüber dem Vorlieger und der Ausbaubedarf reduziert werden, was wiederum Netzkosten spart. Wenn Einspeisespitzen im Netz dimensionierend sind, kann der dynamische Netznutzungstarif so ausgestaltet werden, dass ein Anreiz besteht, den eigenen Verbrauch auf den Zeitpunkt der Einspeisespitze zu verschieben und diese damit zu reduzieren.
- (2) Da Last- und Einspeisespitzen je Netzebene unterschiedlich sein können, ist es wichtig, bei der Definition eines dynamischen Netznutzungstarifs festzulegen, welche Last- oder Einspeisespitzen in welcher Netzebene reduziert werden sollen. Wenn sich die Last- oder Einspeisespitzen im Netz lokal erheblich unterscheiden, sollte eine lokale Differenzierung des Tarifs geprüft werden.
- (3) Bei der Zielgruppe für dynamische Netznutzungstarife sind zwei Varianten denkbar. Einerseits Endverbraucher, die über ein EMS verfügen. Dieses System kann den Tarif automatisiert auslesen und auf dieser Basis automatisiert Massnahmen ergreifen, um die kundenseitigen Kosten zu minimieren. Da ein dynamischer Netznutzungstarif sinnvollerweise durch einen Algorithmus erstellt wird, kann man hier von einem Tarif "von Maschinen für Maschinen" sprechen. Es sind aber auch dynamische Netznutzungstarife denkbar, auf die die Endkunden direkt reagieren und ihr Verhalten anpassen können. Denkbar ist zudem die Kombination aus beidem: Durch angepasstes Kundenverhalten kann der erzielte Effekt durch das EMS zusätzlich verstärkt werden. In beiden Fällen muss ein dynamischer Netznutzungstarif so publiziert werden, dass er von den Endverbrauchern verstanden wird, es ist also eine gewisse Aufbereitung erforderlich, die die Wirkungsweise und gegebenenfalls auch die Grenzen des Tarifs verständlich darstellt (siehe hierzu auch Kapitel 6.1).
- (4) Mindereinnahmen, die durch die Reaktion der Endkunden auf den dynamischen Netznutzungstarif entstehen, werden über alle Tarifarten der jeweiligen Netzebene solidarisiert, da die hierdurch erreichte Reduktion der Netzkosten allen Endverbrauchern der Netzebene zugutekommt (siehe auch Kapitel 1.3.2). Die Vorgehensweise erfolgt analog zur Kostenanrechnung für die Vergütung von direkt gesteuerter Flexibilität.

5.2 Ansätze zur Tarfberechnung

- (1) Grundsätzlich versucht ein dynamischer Netznutzungstarif eine künftige Lastsituation vorherzusagen und dann tarifliche Anreize so zu setzen, so dass mögliche Engpässe verhindert werden. Ein dynamischer Netznutzungstarif beinhaltet also immer ein Vorhersagelement. Wenn die Netzlast ein klares Muster aufweist, also beispielsweise wochentags gegen Abend eine problematische Lastspitze entsteht, dann kann ein einfacher Ansatz darin bestehen, die Lastkurve auszuwerten und daraus direkt einen entsprechenden Tarif zu berechnen. Obwohl für dieses Modell keine zusätzlichen Vorhersagedaten erforderlich sind, bildet der Tarif trotzdem eine Vorhersage ab, die erwartete Lastsituation wird hier einfach anhand der Vergangenheit antizipiert. Natürlich lässt sich ein solches Modell mit zusätzlichen Vorhersagedaten weiter verfeinern, hier bieten sich vor allem Wetterdaten an. Dies insbesondere dann, wenn eine Einspeisespitze reduziert werden soll, die durch PV-Einspeisung entsteht. Abbildung 3 zeigt die logischen Zusammenhänge anhand eines einfachen Beispiels.



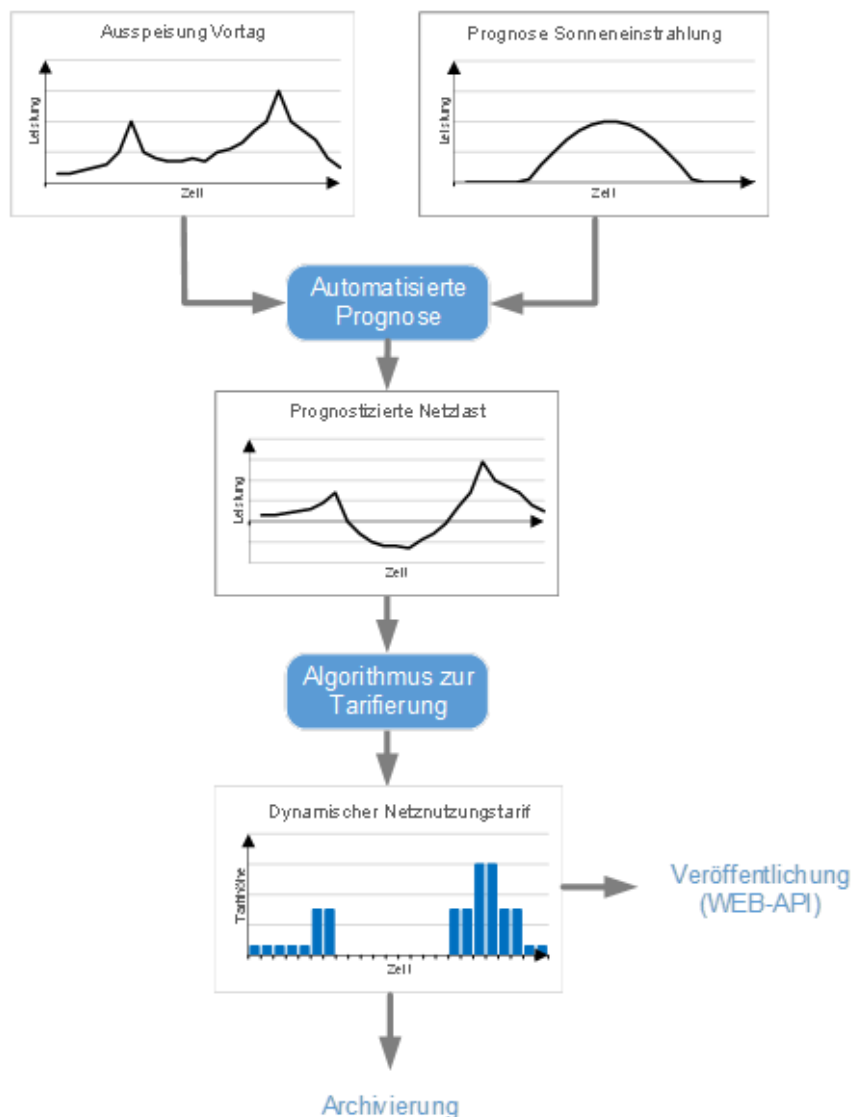


Abbildung 3 Zusammenhänge bei der Tarifierung anhand eines Beispiels

5.3 Dynamisierung, Vorlauf und Granularität

- (1) Vor der eigentlichen Tarifierung ist es erforderlich, die Rahmenbedingungen in Form von Dynamisierung, Vorlauf und Granularität zu definieren, also die Fragen, wie weit im Voraus für welche Zeitperiode ein Tarif jeweils gelten soll und wie fein die zeitliche Abstufung erfolgt. Grundsätzlich besteht in diesen Fragen Gestaltungsspielraum. Die folgenden Überlegungen sollen dabei helfen, geeignete Rahmenbedingungen festzulegen.
- (2) Bei der Dynamisierung, also der Frage für welchen Zeitraum ein Tarif gelten soll, sollte zunächst das Vorhersagemodell ausschlaggebend sein. Nur ein Zeitraum, der durch das Vorhersagemodell mit guter Prognosegüte abgedeckt werden kann, ist sinnvoll. Werden beispielsweise Wetterdaten verwendet, dann wäre ein Tag ein gut zu vertretender Zeitraum. Aus VNB-Sicht sind kürzere Zeiträume attraktiver, aus Sicht eines EMS längere, weil Spielraum bestehen muss, um Last zu verschieben. So wäre beispielsweise ein Zeitraum von einer Stunde zwar technisch möglich und sehr gut

vorherzusagen, das auswertende EMS hätte aber kaum noch Handlungsspielraum, der Tarif wäre daher aus Endverbrauchersicht unattraktiv.

- (3) Beim Vorlauf, also dem zeitlichen Abstand zwischen Tarifpublikation und Beginn der Gültigkeit, gilt aus VNB-Sicht auch, dass kürzere Zeiten vorteilhaft sind, weil sie eine höhere Prognosegüte erlauben, aber auch hier erhöhen längere Zeiträume den Spielraum für das EMS. Ein EMS braucht zwar kaum Zeit, um über Lastverschiebungen zu entscheiden, ein grösserer Vorlauf vergrössert aber das Zeitfenster, das zur Verfügung steht. So wäre es beispielsweise denkbar, Lasten auf den aktuellen Tag vorzuziehen, wenn der Tarif für den Folgetag früh genug bekannt gegeben wird. Ein genügend langer Vorlauf erhöht damit auch den erzielbaren positiven Effekt auf die Netzlast.
- (4) Zum Vorlauf ist ausserdem zu bedenken, dass dynamische Netznutzungstarife zumindest perspektivisch mit dynamischen Energietarifen kombiniert werden. Aus Kundensicht gibt es dann zwei Tarifsignale, die zu berücksichtigen sind. Eine sinnvolle Reaktion in Form einer Lastverschiebung oder -begrenzung kann erst dann erfolgen, wenn beide Tarifsignale vorliegen. Da sich dynamische Energietarife in der Regel am Spotmarkt orientieren, der jeweils um 12:00 Uhr des Vortages schliesst, werden dynamische Energietarife nicht vor 12:00 Uhr des Vortages bekannt gegeben. Aus Kundensicht entsteht kein Vorteil, wenn der dynamische Netznutzungstarif früher bekannt gegeben wird.
- (5) Grundlage für dynamische Netztarife bildet in der Regel eine verfügbare Prognose der Netzlast. Diese wird mindestens für den Folgetag gebildet. Entscheidende Einflussgrössen können neben Erfahrungswerten aus der Vergangenheit, die Energiepreise für den Folgetag, die Kraftwerkseinsatzplanung im Netzgebiet, eine Wetterprognose sowie weitere Einflussgrössen wie beispielsweise grössere Veranstaltungen sein. Die Netzlast-Prognose sollte in der Regel am Nachmittag für den Folgetag erstellt werden. Wenn die Netzlastprognose nicht vollautomatisiert erstellt wird, dann sollte sie jeweils die drei folgenden Tage umfassen, um Wochenenden abdecken können, bei zusätzlichen Feiertagen wäre ein noch längerer Zeitraum nötig. Durch diese längere Prognosedauer wird allerdings die Prognosegüte reduziert. Angesichts der zunehmenden PV-Einspeisung ist eine lange Prognosedauer zunehmend problematisch, es ist daher zu überlegen, bzw. (früher oder später) unabdingbar, dass bei einer manuellen Prognose auch am Wochenende eine aktuelle Prognose erstellt werden sollte.
- (6) Bei der zeitlichen Auflösung stellen 15-Minuten-Werte das Maximum dar, da diese von den auswertenden Smartmetern geliefert werden. Längere Zeiten, beispielsweise 1 h-Werte, sind natürlich problemlos möglich. Energietarife werden zwar üblicherweise in 1 h-Auflösung definiert, eine Kombination mit 15-Minuten-Werten ist aber problemlos möglich, indem die 1 h-Werte als Folge von vier identischen 15-Minuten-Werten interpretiert werden.
- (7) Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein dynamischer Netznutzungstarif, der jeweils für den Folgetag gilt, zwischen 12:00 Uhr und ca. 18:00 Uhr am Vortag bekannt gegeben wird und in 15-Minuten- oder 1 h-Werten aufgelöst wird, einen empfehlenswerten Ansatz darstellt. Andere Lösungen sind aber möglich und zulässig.



5.4 Algorithmus zur Tarifberechnung

- (1) Neben der Entscheidung über die Datenbasis und die Rahmenbedingungen für den dynamischen Netznutzungstarif muss der Algorithmus zur Umsetzung parametrisiert werden. Hierzu müssen die Spreizung und eventuelle Grenzen festgelegt werden; ausserdem muss entschieden werden, welche Tarifelemente genutzt und welche dieser Elemente dynamisiert werden sollen. Die folgenden Überlegungen sollen als Leitfaden dienen, konkrete Umsetzungsbeispiele finden sich im Anhang.

5.4.1 Tarifelemente

5.4.1.1 Fester Anteil [CHF/Jahr]

Ein fester Anteil kann per se nicht dynamisch oder abhängig von Arbeits- oder Leistungswerten sein. Es ist aber problemlos möglich, einen festen Anteil in einen dynamischen Tarif zu integrieren. Der Nachteil eines festen Anteils ist, dass der Tarif insgesamt an Spreizung und damit an Anreizwirkung verliert (Abbildung 4). Für einen festen Anteil spricht, dass damit strukturbedingte Kosten gegenüber dem Kunden verursachergerecht abgebildet werden können. Berücksichtigt werden sollte, dass durch die neu auf den 1. Januar 2026 eingeführten Messtarife bereits für alle Netznutzer ein fester Anteil besteht, auch wenn die Messtarife nicht Teil der Netznutzungstarife sind.

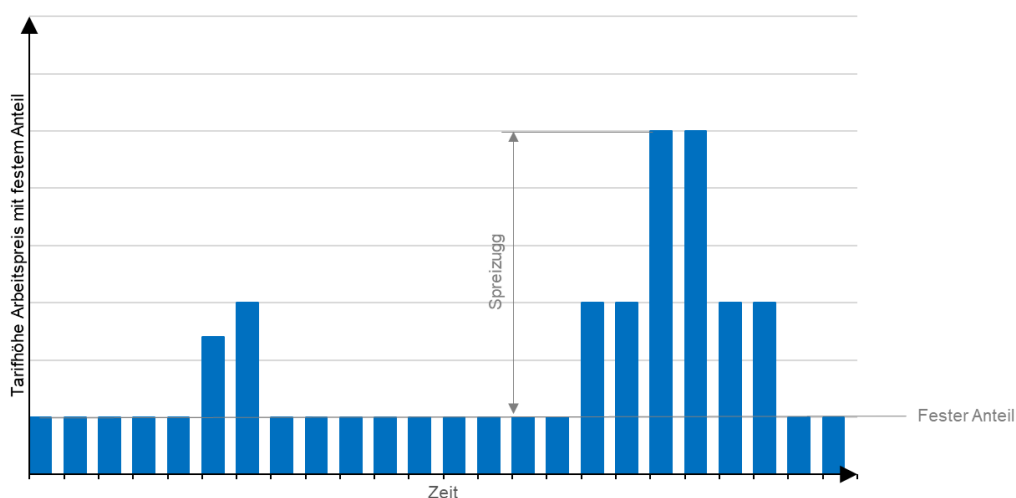


Abbildung 4 Fester Anteil und Spreizung

5.4.1.2 Arbeitspreis [CHF/kWh]

- (1) Ein Arbeitspreis stellt ein wichtiges Element eines dynamischen Netznutzungstarifs dar, auch wenn der weitaus wichtigere Kostentreiber im Netz die maximal transportierte Leistung ist. Auch mit einem Arbeitspreis mit starker Spreizung kann ein starker Anreiz gegeben werden, um Lastspitzen zu verschieben, wenn die Tarifhöhe für einzelne Intervalle sehr hoch gesetzt wird. Ein Vorteil eines dynamischen Arbeitspreises ist, dass er für Kundinnen und Kunden leicht verständlich ist und einfach mit einem dynamischen Energietarif (als reinem Arbeitspreis) kombiniert werden kann. Ein Nachteil eines dynamischen Arbeitspreises besteht darin, dass zum Zeitpunkt der tiefsten Preise oder am Beginn von Tiefpreisphasen neue Lastspitzen generiert werden können. Abbildung 5 zeigt die Problematik anhand des erwarteten Lastverhaltens beim Ladevorgang von Elektrofahrzeugen. Ohne weiteren Anreiz erfolgt die Ladung mit voller Leistung am Anfang der Phase mit dem tiefsten Arbeitspreis, dieses



Verhalten ist aus Kundensicht ideal, da der volle Ladezustand frühestmöglich hergestellt wird. Aus Netzsicht ideal wäre es hingegen, wenn sich der Ladevorgang mit reduzierter Leistung über die gesamte Tiefpreisphase erstrecken würde.

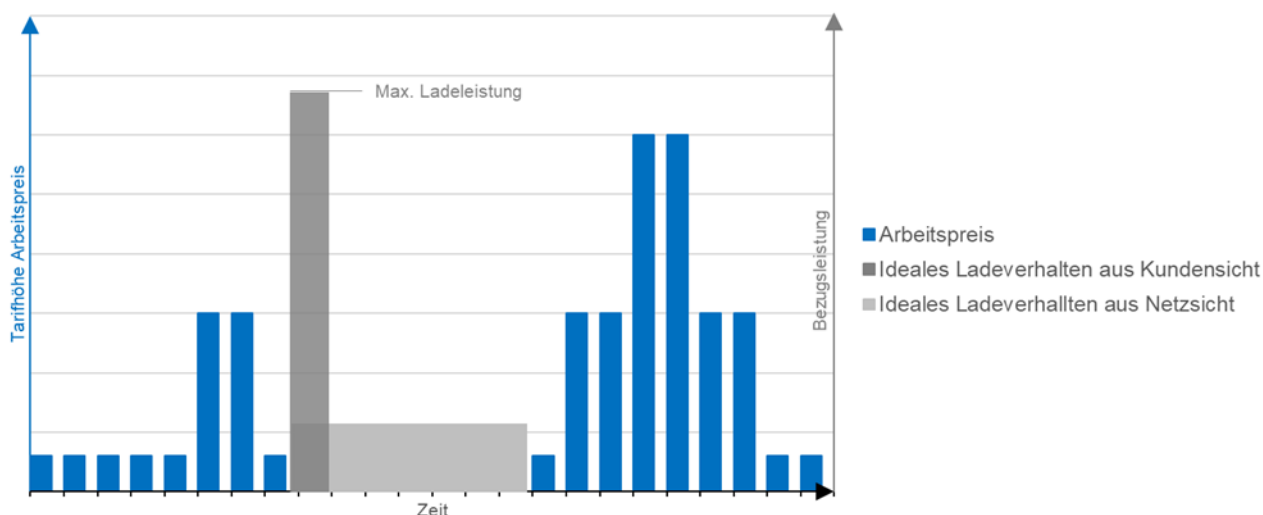


Abbildung 5 Dynamischer Arbeitspreis und Lastverhalten

5.4.1.3 Leistungspreis [CHF/kW]

- (1) Wenn sich ein Leistungspreis am Zeitpunkt der Netzhöchstlast orientiert, bildet er den wichtigsten Kostentreiber im Netz ab. In der Anwendung sind Leistungspreise aber sowohl für den VNB als auch für das kundenseitige Energiemanagementsystem komplex. Neben der Höhe muss auch das Intervall definiert werden, also z.B. xx CHF/kW/Monat. Aus Netzsicht spricht einiges für möglichst lange Intervalle, da die Netzkapazität auf die höchste während der Lebensdauer des Netzes auftretende Spitze ausgelegt werden muss und es dabei keine Rolle spielt, wie oft diese Leistungsspitze auftritt. Das Intervall kann länger sein als die Abrechnungsperiode, also beispielsweise ein Preis für die Jahreshöchstleistung bei monatlicher Abrechnung, allerdings wird die Abrechnung dadurch komplizierter. Ein fixer Leistungspreis kann mit einem dynamischen Arbeitspreis kombiniert werden. Um die Netzdienlichkeit besser abzubilden, ist es aber überlegenswert, den Leistungspreis auch zu dynamisieren, indem dieser nur für kritische Zeitfenster gilt. Mit einem Leistungspreis kann der Entstehung von neuen Lastspitzen am Beginn von Phasen tiefer Arbeitspreise (Abbildung 5) begegnet werden.

5.4.1.4 Blindenergiepreis [CHF/kvarh]

- (1) Auch ein Blindenergiepreis kann in einem dynamischen Tarif integriert werden. Der Blindenergiepreis kann dabei fix oder dynamisch sein. Da PV-Anlagen auf Anforderungen zur Lieferung von Blindenergie reagieren können und Blindenergie in der Niederspannung zur Beeinflussung der Netzspannung eingesetzt werden kann, kann ein dynamischer Blindenergiepreis ein sinnvolles Element darstellen, wenn ein EMS gleichzeitig auch eine PV-Anlage steuert.

5.4.1.5 Blindleistungspreis [CHF/kvar/Monat]

- (1) Theoretisch wäre auch ein Blindleistungspreis möglich, allerdings erscheint eine sinnvolle Anwendung im Rahmen eines dynamischen Netznutzungstarifs kaum gegeben. Auch bei statischen Tarifen kommen Blindleistungspreise auf Netzebene 7 kaum zur Anwendung.

5.4.2 Spreizung

- (1) Die Spreizung, also die Differenz zwischen Maximal- und Minimalwert der jeweiligen Komponente, bestimmt den Anreiz für Endverbraucher, auf ein Tarifsignal zu reagieren. Bei einer geringen Spreizung, also einer geringen Differenz zwischen Minimal- und Maximalwert (z.B. des Arbeitspreises), hat der Endverbraucher nur einen geringen Anreiz zu reagieren, weil eine Anpassung seines Bezugsprofils nur zu geringen Einsparungen führt. Eine grosse Spreizung würde dementsprechend den Anreiz für den Endkunden erhöhen. Zur Spreizung kann kaum eine allgemeingültige Empfehlung gegeben werden. Die folgenden Überlegungen sollten aber Berücksichtigung finden.
- (2) Wenn es sich bei einem dynamischen Netznutzungstarife um einen Tarif "von Maschinen für Maschinen" handelt, die Zielgruppe also aus Endverbrauchern mit EMS besteht, dann wirkt sich dies auf die erforderliche Höhe eines tariflichen Anreizes aus. Während bei Tarifen, auf die manuell reagiert werden muss eine psychologische Hürde zu überwinden ist, wird dies bei Tarifen, die durch Algorithmen ausgewertet werden, nicht der Fall sein. Geht man davon aus, dass ein EMS Flexibilitäten so bewirtschaftet, dass keine Komforteinbussen bei den Endverbrauchern entstehen, dann wird ein EMS auch bei einem minimalen kundenseitigen Nutzen reagieren. Die Hürde besteht darin, Kundinnen und Kunden ohne EMS zu beanreizen, überhaupt ein EMS zu installieren und den Tarif zu wählen. Dazu muss der Tarif aus Kundensicht insgesamt attraktiv sein. Die durch eine dem Preissignal folgende Bezugsanpassung erzielbaren Einsparungen müssen also höher sein als die kundenseitigen Kosten. Ein über marginale Tarifänderungen hinausgehende Spreizung wäre theoretisch also nur noch insofern nötig, dass die Fixkosten der Anschaffung eines EMS gedeckt werden können. Um Endverbraucher zur Anschaffung eines EMS und zur Wahl eines dynamischen Tarifs zu bewegen, dürfte aber die Aussicht auf einen nennenswerten, dauerhaften Kostenvorteil erforderlich sein.
- (3) Um den dynamischen Netznutzungstarif in einer Einführungsphase für Endverbraucher attraktiv zu gestalten, bietet es sich an, eine deutliche Spreizung der dynamisierten Tarifelemente zu wählen. Als Ausgangspunkt sollte jeweils das Tarifelement eines vergleichbaren statischen Tarifs dienen. Es ist empfehlenswert, anhand von Lastprofilen Vergleiche anzustellen, um die Attraktivität des Tarifs zu beurteilen. Die StromVV verlangt in Art. 18 Abs. 5 ohnehin einen Vergleich auf Basis eines Standardlastprofils, siehe auch Kapitel 5.5. Bei einer späteren Anpassung der Spreizung sollte berücksichtigt werden, dass die Endverbraucher unter Umständen einen Investitionsentscheid auf Basis der ursprünglichen Werte getroffen haben.
- (4) Einschränkend wirkt, dass der dynamische Netznutzungstarif auch für den VNB attraktiv und regulatorisch vertretbar sein muss. Die potenzielle Reduktion beim Netznutzungsentgelt aufgrund der Reaktion der Endverbraucher auf die dynamischen Netznutzungstarife darf die erwartete Reduktion der Netzkosten nicht überschreiten. Hierbei sind die Kosten für Einführung und Abrechnung des Tarifs zu berücksichtigen.
- (5) Kalibrierung: Ein dynamischer Netznutzungstarif muss so eingestellt werden, dass das Netznutzungsentgelt einer Kundin oder eines Kunden mit einem Standard-Lastprofil demjenigen der normalen Tarife dieser Kundengruppe entspricht (siehe auch Kapitel 4.5 zu "Einheitlichkeit" und Art.18 Abs.5 StromVV).



5.4.3 Grenzwerte

- (1) Für alle dynamisierten Tarifelemente können Grenzwerte definiert werden, um die zulässige Schwankungsbreite im Vorfeld zu definieren. Der Vorteil definierter Grenzwerte besteht darin, dass eventuell nicht beabsichtigte Extremwerte von vornherein vermieden werden können. Ausserdem erleichtern Grenzwerte die Kommunikation mit den Kunden (siehe auch 6.1).
- (2) Eine interessante Frage in diesem Zusammenhang ist, ob auch negative Werte sinnvoll sind. Dies wären beispielsweise negative Arbeitspreise, um während einer Einspeisespitze einen höheren Bezug aus dem Netz zu beanreizen. Grundsätzlich sind negative Werte möglich, es sollte aber darauf geachtet werden, dass es nie zu einer Umkehr des Zahlungsflusses kommt, eine Rechnungsperiode also immer positiv bleibt. Abgesehen von Problemen in den Abrechnungssystemen können in diesem Fall auch Probleme bei der Verrechnung der Mehrwertsteuer entstehen.

5.5 Örtliche Differenzierung

- (1) Wenn sich die Last- oder Einspeisespitzen im Netz lokal in einem Ausmass unterscheiden, die eine örtliche Differenzierung begründen, sollte eine lokale Differenzierung des Tarifs geprüft werden. Diese Differenzierung erhöht den Aufwand beim VNB, weil mehrere Tarife generiert, gepflegt und archiviert werden müssen.
- (2) Eine örtliche Differenzierung sollte so grob wie möglich und so fein wie nötig eingesetzt werden, um den Aufwand auf Seiten des VNB zu begrenzen. Möglich wäre auch eine relativ feine örtliche Differenzierung, beispielsweise nach Trafostationsgebiet mit anschliessender Klassierung in einige wenige Typen, für die jeweils ein eigener Tarif angewendet wird (also beispielsweise ein Tarif für Trafostationen mit PV-Überschuss und ein zweiter für Trafostationen mit Lastüberhang).
- (3) Eine weitere Schwierigkeit bei der örtlichen Differenzierung ist die korrekte Zuordnung der Endverbraucher auf den jeweiligen Tarif. Hier gibt es zwei Lösungsvarianten: Entweder werden alle Tarife öffentlich zugänglich gemacht und den Endverbrauchern wird mitgeteilt, welcher Tarif für sie gilt. Bei dieser Variante liegt es in der Verantwortung der Endverbraucher (bzw. deren EMS), den "richtigen" Tarif auszulesen und zu verarbeiten. Alternativ können die Tarife auch individuell zugeordnet werden, die Endverbraucher bekommen dann einen eigenen Zugang und können jeweils nur den für sie gültigen Tarif auslesen.
- (4) Zum Thema der Einheitlichkeit allgemein und im Hinblick auf die örtliche Differenzierung siehe Kapitel 4.5.



6. Abrechnung von dynamischen Netznutzungstarifen

- (1) In diesem Kapitel soll beschrieben werden, wie die dynamischen Netznutzungstarife sinnvoll abgerechnet werden können und was dabei besonders berücksichtigt werden muss.

6.1 Publikation

- (1) Wie bereits einleitend erwähnt, muss ein dynamischer Netznutzungstarif grundsätzlich so publiziert werden, dass er von Menschen verstanden wird. Es ist also eine gewisse Aufbereitung erforderlich, die die Tarifmethodik nachvollziehbar darstellt. Es empfiehlt sich, die zugrundeliegende Logik zu beschreiben und die Formel, die zur Tarifberechnung eingesetzt wird, zu veröffentlichen. Um die Akzeptanz des dynamischen Netznutzungstarifs zu erhöhen, können feste Minimal- und Maximalwerte einzelner Tarifkomponenten hilfreich sein.
- (2) Neben der maschinenlesbaren Veröffentlichung des Tarifs muss auch eine manuell lesbare Version generiert werden. Ausserdem ist eine grafische Aufbereitung empfehlenswert, anhand derer die aktuellen dynamischen Netznutzungstarife und die dynamischen Netznutzungstarife der vergangenen Tage ersichtlich sind.
- (3) Das Ziel der Publikation ist, zu gewährleisten, dass Endverbraucher den Tarif verstehen und über dessen Einsatz eine qualifizierte Entscheidung treffen können. Der VNB sollte zudem sicherstellen, dass Endverbraucher im Kundenportal eine detaillierte Abrechnung erhalten, anhand welcher sie ihre Rechnung überprüfen können.

6.2 Rechnungsstellung

- (1) Für die Rechnungsstellung von dynamischen Netznutzungstarifen sollte zur Vereinfachung den Endverbrauchern ihr jeweiliger spezifischer und mengengewichteter Durchschnittspreis pro Abrechnungsperiode (Monat, Quartal, usw.) berechnet werden. Auf der Rechnung sollte nebst den nicht dynamischen Preiskomponenten die Menge und der durchschnittliche dynamische Netznutzungstarif aufgeführt werden. Der Lastgang des Endverbrauchers und der zugehörige dynamische Netznutzungstarif müssen den Endverbrauchern in geeigneter Form zur Verfügung gestellt werden, damit sie den Rechnungsbetrag bei Bedarf überprüfen können. Dafür eignet sich ein Kundenportal oder ein automatisches Reporting.

6.3 Archivierung

- (1) Gemäss Metering Code Schweiz muss der VNB die verrechnungsrelevanten Messdaten während 5 Jahren archivieren. Bei Anwendung von dynamischen Netznutzungstarifen betrifft dies auch die Tarife selbst. Ziel der Archivierung ist es, die Rechnungsbeträge nachträglich verifizieren zu können. Dazu müssen die Messdaten der Endverbraucher, die dynamischen Netznutzungstarife und die für die Rechnungsperiode gültige Zuordnung der Endverbraucher zu den Tarifen archiviert werden. Wenn eine sehr detaillierte örtliche Differenzierung vorgenommen wird, kann diese Anforderung den Datenbedarf für die Archivierung wesentlich erhöhen.



7. Schnittstelle zur Übermittlung von Tarifen des Verteilnetzbetreibers an Endverbraucher-Systeme

7.1 Einleitung

- (1) Tarife werden heute hauptsächlich in PDF-Dokumenten auf der Website der Unternehmen publiziert. Der interessierte Kunde kann so die Information bei Bedarf konsultieren. Dynamische Netznutzungstarife richten sich primär an Kunden mit Energiemanagement-Systemen (EMS), welche den Energiebezug automatisiert optimieren. Dynamische Netznutzungstarife sollten deshalb so publiziert werden, dass diese von den EMS mit möglichst geringem Aufwand abgerufen werden können. Dieses Kapitel beschreibt mehrere Standards für die Übermittlung von Tarifen, die von Verteilnetzbetreibern angewendet werden sollen, um den Aufwand für EMS möglichst tief zu halten und somit die Umsetzungswahrscheinlichkeit, die im Interesse der VNB liegt, zu erhöhen. Das Kapitel 7.2 beschreibt den technischen Standard für die Schnittstelle, Kapitel 7.3 bis 7.5 die Standardisierung der über die Schnittstelle übermittelten Inhalte und deren Formate. Kapitel 7.6 beschreibt ein schweizweites Register, in dem die wichtigen Meta-Informationen der Tarifpublikation publiziert werden sollten, damit diese von den EMS automatisch eingebunden werden können. Kapitel 7.7 beinhaltet Empfehlungen zur Prüfung von dynamischen Tarifen.

7.2 API-Schnittstelle als technischer Standard

- (1) Die Publikation von dynamischen Strompreisen werden in verschiedenen europäischen Ländern schon praktiziert und werden ausnahmslos über REST API (representational state transfer application programming interface) übermittelt. Auch bei einer Umfrage von Groupe E im Jahr 2022 bei 10 EMS-Anbietern in der Schweiz wurde die API-Schnittstelle gewünscht und keine alternativen Ansätze erwähnt. Technisch ist der API-Standard international etabliert und muss hier nicht mehr weiter ausgeführt werden. Bei der Implementierung der API bestehen gewisse Ausgestaltungsmöglichkeiten und die Bundesverwaltung hat Empfehlungen diesbezüglich publiziert¹⁷. Die Empfehlung des Bundes sollte bei der Implementierung von Tarif-API eingehalten werden.
- (2) Da es sich bei der Publikation über eine API-Schnittstelle um eine technische Lösung handelt und solche nicht zwingend fehlerfrei funktionieren, sollte definiert werden was passiert, wenn die Tarife nicht publiziert werden können. Um den Umgang mit einer solchen Situation zu klären, sollte in den Tarifbestimmungen informiert werden, dass, wenn die Tarife zur angekündigten Zeit am Vortag nicht abrufbar sind, die letzten für eine bestimmte Tageszeit publizierten Tarife oder andere vordefinierte Fallback-Tarife gelten.

7.3 Standardisierung der übermittelten Inhalte

- (1) International gibt es verschiedene Beispiele von dynamischen Stromtarifen für die Energiekomponente¹⁸, aber keine Beispiele für die Publikation von Netznutzungstarifen. Bei der Publikation von Tarifkomponenten, die vom Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden, stellt sich die Frage, welche Tarifkomponente publiziert werden sollen.
- (2) Tabelle 2 zeigt die gängigsten Tarifkomponenten auf, die in der Schweiz für die Verrechnung des Strombezugs insgesamt verwendet werden. Dieses Handbuch beschreibt die Standardisierung für alle vom Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellten Tarifkomponenten. Die Aussagen in diesem

¹⁷ <https://github.com/swiss/api-guidelines>

¹⁸ <https://energy.tado.com/services/api> ; <https://developer.octopus.energy/rest/guides>



Dokument für die Tarifkomponenten, die vom Energielieferanten in Rechnung gestellt werden, sind als Empfehlung für eine weitere Standardisierung zu sehen. Ein EMS muss in der Lage sein, die beiden Anteile (Vom VNB in Rechnung gestellt und vom Energielieferanten in Rechnung gestellt) von zwei verschiedenen Adressen auszulesen. Ein integrierter Tarif an einer einzigen Stelle wird nur in der Grundversorgung möglich sein.

Tarifkomponente	Gruppe	Rechnungssteller	Variabilität	Einheit
Arbeitstarif	Energiekosten	Energielieferant	Zeitlich	CHF/kWh
Grundtarif	Energiekosten	Energielieferant	Keine	CHF/t
Arbeitstarif	Abnahmevergütung	Energielieferant	Zeitlich	CHF/kWh
Messtarif	Messkosten	VNB	Keine	CHF/t
Grundtarif	Netzkosten	VNB	Keine	CHF/t
Arbeitstarif	Netzkosten	VNB	Zeitlich/räumlich	CHF/kWh
Leistungstarif	Netzkosten	VNB	Zeitlich/räumlich	CHF/kW/t
Blindleistungstarif	Netzkosten	VNB	Zeitlich/räumlich	CHF/kVarh
Rückerstattung	Netzkosten	VNB	Keine	CHF/kWh
Allgemeine SDL	Netzkosten	VNB (swissgrid)	Keine	CHF/kWh
Stromreserve	Abgaben CH	VNB (swissgrid)	Keine	CHF/kWh
Solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz	Abgaben CH	VNB (swissgrid)	Keine	CHF/kWh
Netzzuschlag nach Art. 35 EnG	Abgaben CH	VNB (BFE)	Keine	CHF/kWh
Kantonale Abgaben	Abgaben lokal	VNB (Kanton)	Räumlich	CHF/kWh
Kommunale Abgaben	Abgaben lokal	VNB (Gemeinde)	Räumlich	CHF/kWh ¹⁹

Tabelle 2 Tarifkomponenten, die bei der Verrechnung für den Strombezug verrechnet werden

- (3) Wenn sich das Netzgebiet eines Verteilnetzbetreibers über mehrere Gemeinden erstreckt und diese unterschiedlich hohen kantonale und kommunale Abgaben (Gruppe 'Abgaben lokal') haben, dann kann der Aufwand reduziert werden, indem nur der Netznutzungsteil ohne 'Abgaben lokal' publiziert wird. In diesem Fall kann das EMS zwar die dynamischen Tarifeile automatisiert auslesen, muss die Abgaben lokal aber selbst hinzufügen, um ein Gesamtbild zu erhalten. Das Zielbild für die beschriebene Standardisierung sollte es sein, eine Berechnung der Gesamtkosten für den Strombezug zu

¹⁹ Einige Gemeinden kennen Obergrenzen, welche hier noch nicht abgebildet werden können. In der Tabelle steht "m" für Monat und "t" für verschiedene mögliche Zeitintervalle (y=year/Jahr m=month/Monat, w=week/Woche, d=day/Tag, 12h=12 hours/Stunden, 6h=6 hours/Stunden, 4h=4 hours/Stunden, 2h=2 hours/Stunden, h= 1 hour/Stunde, 30min= 30 minutes/Minuten and 15min= 15 minutes/Minuten).



ermöglichen, die teilweise Publikation ohne Abgaben sollte daher nur als Zwischenlösung gesehen werden.

- (4) Tabelle 2 definiert Standard-Tarif-Typen, die bei der Publikation verwendet werden sollen. Die Standard-Tarif-Typen bilden die Tarifkomponenten der Tabelle 1 nicht direkt ab, sondern beinhalten eine benutzerorientierte Zusammenfassung gewisser Komponenten.
- (5) Werden zusätzlich zu den in Tabelle 3 definierten Tariftypen weitere, eigene Tariftypen definiert und publiziert, dann gelten diese nur dann als konform mit den Definitionen dieses Handbuchs, wenn die dadurch publizierte Tarifinformation als redundante Information gewertet werden kann.
- (6) Wenn immer möglich, wird empfohlen die Tariftypen «dso_complete» und «integrated_complete» zu bilden und auszugeben. Dadurch wird den EMS-Systemen eine vollständige Optimierung und Tarifsimulation auf Basis einer einzigen Quelle ermöglicht. Ist dies nicht möglich (z.B. gedeckelte oder prozentuale Konzessionsabgabe) soll «dso» und «integrated» gebildet und ausgegeben werden.
- (7) Alle übermittelten Tarife sind ohne MWST zu publizieren.

Tariftyp	Beschrieb	Einheit
electricity	Stromlieferung	CHF/kWh; CHF/t
grid	Netznutzung (Verteilnetze und Übertragungsnetze)	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
metering	Messtarif	CHF/t
national_fees	Abgaben und Zuschläge gemäss Tabelle 2	CHF/kWh
regional_fees	Kommunale und/oder Kantonale Abgaben	CHF/kWh; CHF/t
dso	= grid + metering + national_fees	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
dso_complete	= grid + metering + national_fees + regional_fees	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
integrated	= dso + electricity	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
integrated_complete	= dso_complete + electricity	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
feed_in	Stromabnahme / Einspeisung wobei positive Werte eine Vergütung an den Kunden bedeuten	CHF/kWh
refund	Rückerstattung der Netznutzung für Speicher mit Endverbrauch	CHF/kWh

Tabelle 3 Standard für publizierte Tariftypen

Tarifkomponenten	Beschrieb	Einheit
tariff_name	Bezeichnung des Tarifs	-
standard_basegroup	Standard-Netznutzungstarif für Basiskunden- gruppe (Art.18 StromVV)	true / false



base	Fixer Grundpreis	CHF/t
energy	Arbeitspreis	CHF/kWh
power	Leistungspreis	CHF/kW/t
reactive_energy	Blindenergietarif	CHF/kVarh
canton_taxes	Kantonale Abgaben	true / false
canton_name	Abkürzung des Kantons (zwei Buchstaben)	GR, TI, VD, BE etc.
municipality_taxes	Abgaben der Gemeinde	true / false
municipality_number	Gemeindenummer	BFS-Code (Hist.-Nummer)
municipality_name	Gemeindename	Text

Tabelle 4 Standard für publizierte Tarifkomponenten

Begriffe	Beschrieb	Einheit
publication_timestamp	Veröffentlichungsdatum des Tarifs	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
prices	Abschnitt für Tarifelemente	-
start_timestamp	Beginn der Gültigkeit	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
end_timestamp	Ende der Gültigkeit	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
value		float
unit		[CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t CHF/kVarh]

Tabelle 5 Standard für Zeitangaben und Preise

- (8) EMS rufen in der Regel für die Tarifkomponenten des Verteilnetzbetreibers den Tariftyp «dso» ab und für die Tarifkomponente der Energielieferung den Tariftyp «electricity». Das EMS fügt beide Tarifkomponenten selbst zusammen. Wird bspw. der Energielieferant gewechselt, kann damit lediglich die Abfrage des entsprechenden Tarifsignals angepasst werden. Energieversorger, die einem Kunden sowohl Netz als auch Energielieferung verrechnen (bspw. in der Grundversorgung) können einen zusätzlichen Tariftyp «integrated» anbieten.

7.4 Umsetzungsempfehlungen- OpenAPI

- (1) Für die Konformität mit den Spezifikationen dieses Handbuchs ist es erforderlich dynamische Tarife auf einer API zu publizieren. Bezüglich des Inhalts ist der VNB frei, den Detaillierungsgrad selbst zu bestimmen, mindestens erforderlich ist die Publikation des Tarif-Typs «grid». Wenn immer möglich, wird empfohlen die Tariftypen «dso_complete» und «integrated_complete» zu bilden und auszugeben. Dadurch wird den EMS-Systemen eine vollständige Optimierung und Tarifsimulation auf Basis einer einzigen Quelle ermöglicht. Ist dies nicht möglich (z.B. gedeckelte oder prozentuale Konzessionsabgabe) soll «dso» und «integrated» gebildet und ausgegeben werden.
- (1) Der Verein SmartGridready stellt kostenlos eine OpenAPI Spezifikation zur Verfügung, in der die Definitionen dieses Handbuchs umgesetzt sind. Die Verwendung dieser OpenAPI Spezifikation stellt die Konformität mit den Spezifikationen in diesem Handbuch sicher. Die Anwendung wird daher ausdrücklich empfohlen. Die OpenAPI Spezifikation ist unter



<https://smartgridready.ch/loesungen/dynamischetarife>

zu finden. Die von SmartGridready publizierte Spezifikation dient als Vorlage. Für die konkrete Implementierung sind tarifanbieterspezifische Anpassungen und Ergänzungen nötig wie zum Beispiel Tarif-Namen, Tarif-Typen, URLs zum API und OIDC-Server.

- (2) Sollten zwischen diesem Handbuch und der OpenAPI-Spezifikation Differenzen bestehen, so ist immer die OpenAPI-Spezifikation verbindlich (Single source of truth). Gültig ist die Version 2.0.

7.5 Standardisierte Formate für die Abfragen und Antworten

- (1) Damit die EMS die Tarife von allen Tarifanbietern einfach einbinden können, ist es wichtig, dass nicht nur die Inhalte, sondern auch das Format für die Tarif-Anfrage des EMS und die Antwort des API gemäss einem Standardformat umgesetzt werden.
- (2) Für die Antwort (API Query Response) ist das Standard-Format in der OpenAPI-Spezifikation genau definiert. Siehe auch Kapitel 7.4.
- (3) Bei der Definition der Zeitstempel gilt folgendes: `start_timestamp` der "prices" sind inklusive, `end_timestamp` sind exklusiv. Bei folgender Abfrage

https://tariffs.example.org/tariffs?start_timestamp=2025-06-23T00:00:00+02:00&end_timestamp=2025-06-24T00:00:00+02:00

erhält man immer genau 96 Werte:

"prices": [

 { "start_timestamp": "2025-06-23T00:00:00+02:00", "end_timestamp": "2025-06-23T00:15:00+02:00" },

 ...,

 { "start_timestamp": "2025-06-23T23:45:00+02:00", "end_timestamp": "2025-06-24T00:00:00+02:00" }

- (4) Für die Abfrage der Tarife gibt es zwei verschiedene Ansätze, die aber beide relevant und deshalb in diesem Dokument beschrieben werden.

7.5.1 Dynamic Public - Ansatz mit expliziter Tarifwahl durch Endkunde

- (1) DynamicPublic beschreibt eine öffentliche Referenz auf dynamische Tarife. Unter einer statischen URL können dynamische Tarife mit den definierten Query-Parametern wie unter Punkt (4) gelistet abgefragt werden.
- (2) Diese Variante ist für Fälle gedacht, in denen der Endkunde die Zuweisung und damit seinen dynamischen Tarif manuell auswählt. Die Tarife sind dadurch grundsätzlich öffentlich und ohne vorgängigen Registrierungs- und Autorisierungsprozess verfügbar. Der Energielieferant oder Netzbetreiber



publiziert eine Preis-API, und Drittanbieter, Vergleichsportale, Abrechnungssysteme oder HEMS/EMS können die Preiszeitreihen direkt abrufen.

- (3) Die Verantwortung für die korrekte Zuordnung liegt beim Endkunden. Der Kunde muss seinen gewünschten Tarif beim VNB wählen und im EMS auch denselben Tarif hinterlegen, sonst stimmt die Abrechnung des VNB nicht mit der Optimierung des EMS überein.
- (4) Für die Anfrage (API Query) für einen frei zugänglichen Tarif ist das Standard-Format wie folgt organisiert:

base_url ? tariff_type=**w** & tariff_name=**x** & start_timestamp=**y** & end_timestamp=**z**

Wobei alle Elemente nach der base_url optional sowie die fett und grün markierten Bestandteile je nach Abfrage angepasst werden und die schwarzen Teile der Anfrage immer gleichbleiben. (Für eine einfachere Darstellung wurden Leerschläge eingefügt, die in der Abfrage weggelassen werden sollen).

- **base-url**: Wird vom VNB bestimmt und vorgegeben und ist im nationalen Register abrufbar.
 - **w** (tariff_type): Ein Tarif-Typ gemäss Tabelle 3. Ohne Angabe werden alle Tarif-Typen zurückgegeben.
 - **x** (tariff_name): Freier Text (Bsp. „vario“): Ohne Angabe wird der Standard-Tarif für Basiskundengruppe zurückgegeben.
 - **y** (start_timestamp): Beginn des Zeitintervalls im ISO-Zeitformat. Ohne Angabe gilt der Tagesbeginn des aktuellen Tages.
 - **z** (end_timestamp): Ende des Zeitintervalls im ISO-Zeitformat. Ohne Angabe gilt das Tagesende des aktuellen Tages.
- (5) Bemerkung: Abfrage kann in Lokalzeit, UTC oder sonst jeglicher Zeitzone gemacht werden
 - (6) Beispiel für ein nach DynamicPublic veröffentlichter Tarif vario_grid von Groupe E: https://api.tariffs.groupe-e.ch/v1/tariffs?tariff_type=dso&tariff_name=vario_grid&start_timestamp=2023-09-06T00:00:00+02:00&end_timestamp=2023-09-07T00:00:00+02:00

7.5.2 Dynamic Individual - Ansatz für personalisierte Tarife mit Identifikator und Authentifizierung

- (1) Dynamic Individual beschreibt eine geschützte, standardisierte API für kundenspezifische dynamische Tarifpreise. Unter einer Basis-URL müssen fest definierte Endpunkte bereitgestellt werden. HEMS/EMS- und Softwareanbieter müssen diese API exakt nach Vorgabe anbinden.
- (2) Der Zugriff erfolgt nicht direkt öffentlich, sondern über eine Autorisierung. Dies ermöglicht es dem HEMS/EMS kundenspezifische dynamische Preise abzurufen. HEMS/EMS und Softwareanbieter müssen vorgängig einen Client beantragen und diesen in Ihrem System hinterlegen. Bei der initialen Herstellung der Verknüpfung durch den Endkunden führt das HEMS/EMS den Authorization Code Flow mit dem erhaltenen Client aus. Dabei ist ein einmaliges Login des Endkunden erforderlich. Danach führt das HEMS/EMS mit einer eindeutigen Instanz-ID (ems_instance_id) einen geführten Koppelungsprozess (EMS Linking) durch. In diesem wählt der Endkunde den Vertrag bzw. die Verbrauchsstelle (falls mehrere vorhanden sind) aus, an der sich das HEMS/EMS befindet.
- (3) Diese Variante ist für Tarife ideal, bei denen die konkrete Preislogik vom Kunden, Vertrag, Standort, Messpunkt oder Produkt abhängt.



- (4) Mittels Authentifikation erhält das EMS vom Tarif-Anbieter die Berechtigung zur Abfrage des vom Kunden gewählten Tarifs. Durch die geschützte Abfrage innerhalb einer autorisierten Session erhält das EMS immer genau denjenigen Tarif, der auch verrechnet wird. Dies ist insbesondere bei Tarifwechsel oder lokal differenzierten Tarifen von Vorteil.
- (5) Als Verfahren für die Authentifizierung wird OpenID Connect Core 1.0 (OIDC) via OAuth 2.0 (RFC 6749, Oktober 2012) mit dem Authorization Code Flow eingesetzt. Für die Umsetzung gelten die publizierten OAuth-2.0- und OIDC-Spezifikationen (<https://openid.net/>). Dabei ist es wichtig, dass das EMS unabhängig von einer aktiven Sitzung auf den Endpoint zugreifen kann (d.h. bei OIDC der Scope `offline_access` angefordert wird, um langlebige Refresh-Tokens zu erhalten).
- (6) Die Anmeldung erfolgt über die Weiterleitung an die Login Seite des Kundenportals (Identity Provider) oder eine dazu eingerichtete Webseite des Stromversorgers. Nach dem Login durch den Kunden (Voraussetzung ist eine Eingabemöglichkeit am Gerät oder an einer Weboberfläche davon) erhält das EMS einen Authorization Code. Diesen tauscht das EMS gegen ein Access- und ein Refresh-Token für den Offline-Zugriff ein. Vor jeder erneuten Abfrage holt sich das EMS mit dem Refresh-Token ein neues Paar aus Access- und Refresh-Token. Die Empfehlung ist Access-Tokens mit einer Gültigkeit von 30 Minuten, sowie Refresh-Tokens mit einer Laufzeit von 2 Jahren (bzw. bis zur maximalen Anzahl an Rotationen oder bis ein neueres Refresh-Token verwendet wurde) auszustellen.
- (7) Die Auswahl des Vertrags/der Verbrauchsstelle findet ebenfalls über eine Weiterleitung an eine entsprechende Website statt (Voraussetzung ist eine Eingabemöglichkeit am Gerät oder an einer Weboberfläche davon). Dadurch fallen keine UI-Implikationen beim EMS-Anbieter an.

Client Arten	Umsetzungsvorschlag
EMS-Cloud/Backend eines Partners	Confidential Client je EMS mit <code>client_secret</code> , PKCE (optional) Zulässige <code>redirect_uris</code> im Identity Provider fest hinterlegt
Lokales EMS, Mobile App eines Partners	Public Client je EMS mit PKCE (mandatory) Zulässige <code>redirect_uris</code> im Identity Provider fest hinterlegt
Open source und Eigenentwicklungen	Gruppenweise über Public Client mit PKCE (mandatory) Zulässige <code>redirect_uris</code> freigegeben

Tabelle 6 Verknüpfung – Client Arten

- (8) Vorgeschlagenes Vorgehen für die Anbindung des Tarifs mit Authentifizierung

Schritt 0: Vorbereitung

Vor der technischen Anbindung registriert der Tarifanbieter den EMS-Anbieter als Client. Bei Confidential Clients stellt der Tarif-Anbieter dem EMS-Anbieter eine `client_id` und das dazugehörige `client_secret` zur Verfügung. Public Clients erhalten ausschliesslich die zugewiesene `client_id` und verwenden PKCE (`code_challenge`). Zusätzlich stellt der Tarifanbieter die relevanten Endpunkte bereit. Dazu gehören insbesondere der Pfad zur well-known-Konfiguration, die Authentifizierungs- und



Token-Endpunkte sowie die Endpunkte für das EMS Linking und die kundenspezifische Tarifabfrage. sowie die endpoints zum EMS Linking und zur kundenspezifischen Tarifabfrage gemäss Spezifikation aus Kapitel 7.4.

Der EMS Anbieter hinterlegt den Client, die bereitgestellten Endpunkte sowie die Abfragelogik bei sich im System.

Schritt 1: Anfrage zur Nutzerauthentifizierung (OIDC Auth Request)

Das EMS leitet den Nutzer für den Login an den Autorisierungs-Endpunkt weiter:

- Parameter: client_id,response_type=code, scope=openid offline_access, redirect_uri (muss innerhalb der zulässigen Werte für den Client liegen), code_challenge (bei public clients mandatory, bei confidential clients optional), code_challenge_method=S256

Schritt 2: Callback mit Authorization Code

Nach erfolgreicher Authentifizierung des Kunden erfolgt der Callback an die spezifizierte redirect_uri . Dabei wird der Authorization Code an das EMS übermittelt.

Schritt 3 und 4: Token-Anfrage und Rückmeldung (OIDC Token Request)

Das EMS tauscht den Authorization Code am Token-Endpunkt gegen ein Access-Token und ein Refresh-Token aus.. Confidential Clients authentifizieren sich hierbei zusätzlich mittels HTTP Basic Auth im Header.

- Payload (URL-encoded): grant_type=authorization_code, code={code}, redirect_uri (muss innerhalb der zulässigen Werte für den Client liegen), client_id (nur bei public Clients), code_verifier={verifier} (bei public clients mandatory, bei confidential clients optional)
- Parameter in Header (bei confidential client): Authorization: Basic base64(client_id:client_secret)
- Rückmeldung: Das EMS erhält ein JSON mit access_token und refresh_token.

Schritt 5 & 6: Überprüfung des Verknüpfungsstatus (EMS Linking Process)

Bevor Tarife geladen werden können, muss geprüft werden, ob das Gerät bereits einer Verbrauchsstelle des Kunden zugeordnet ist.

Das EMS fragt dazu mithilfe der ems_instance_id und der redirect_uri den Verknüpfungsstatus ab. Eine Beispielanfrage kann wie folgt aussehen:

```
curl -X GET "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/emsLink?ems_instance_id=EMS_ID_123&redirect_uri=https://ems-app.ch/callback" \
```

```
-H "Authorization: Bearer ${ACCESS_TOKEN}"
```

Rückmeldung link_required: Ist das Gerät noch nicht verknüpft, liefert die API den Status "link_required" zusammen mit einer linking_process_redirect_uri. Das EMS muss den Kunden im Browser auf diese URL weiterleiten. Dort wählt der Kunde im Portal visuell seine Verbrauchsstelle/seinen



Messpunkt aus. Nach erfolgreicher Zuordnung leitet das Portal den Nutzer zurück zur angegebenen `redirect_uri` des EMS bei Aufruf des `/emsLinkStatus` endpoints.

- Rückmeldung `link_established`: Ist der Status "`link_established`", ist das Gerät über die spezifizierte `ems_instance_id` an den Messpunkt gekoppelt. Das EMS muss keine Messpunkt-IDs (Metering-Codes) selbst verwalten oder mitsenden.

Schritt 7: Aktualisierung des Tokens (falls abgelaufen)

Das EMS verwendet das Access-Token, solange dieses gültig ist. Ist das Access-Token abgelaufen oder läuft es in Kürze ab, bezieht das EMS mithilfe des Refresh-Tokens ein neues Access-Token. Confidential Clients authentifizieren sich hierbei zusätzlich mittels HTTP Basic Auth im Header.

- (9) Payload (URL-encoded): `grant_type=refresh_token`, `refresh_token={refresh_token}`, `client_id` (nur bei public Clients) iParameter in Header (bei confidential client): `Authorization: Basic base64(client_id:client_secret)` iAbrufen des kundenspezifischen Tarifs i. Liegt ein gültiges Access-Token vor und ist das EMS erfolgreich mit der Verbrauchsstelle verknüpft (`link_established`), kann das EMS den kundenspezifischen Tarif über den dafür vorgesehenen geschützten Endpoint abrufen. Die Zuordnung wird über die `ems_instance_id` und das Token im Hintergrund aufgelöst. Eine Beispielabfrage kann wie folgt aussehen:

```
curl -X GET "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/customerTariffs?ems_instance_id= EMS_ID_123&tariff_type=w&start_timestamp=y&end_timestamp=z " \
```

```
-H "Authorization: Bearer ${ACCESS_TOKEN}" \
```

```
-H "Accept: application/json"
```

Über die optionalen Parameter `tariff_type`, `start_timestamp` und `end_timestamp` kann die Tarifantwort, wie in Kapitel 7.5.1 beschrieben, konfiguriert werden. Tarif-Rückmeldung (Beispiel gemäss OpenAPI-Standard für Zeitreihen): Die API liefert alle für diesen Kunden gültigen Tarife strukturiert als Datenpunkte analog Kapitel 7.5 zurück

- (10) Das EMS speichert die eindeutige `ems_instance_id` (Empfehlung der Verwendung der Seriennummer des EMS) und nutzt das Refresh-Token für die automatische, wiederkehrende Aktualisierung im Hintergrund.

Aufheben der Verknüpfung (EMS Unlinking)

Wird ein EMS ausser Betrieb genommen oder ersetzt, oder zieht der Kunde um, muss die Kopplung zwischen der `ems_instance_id` und der Verbrauchsstelle bzw. dem Messpunkt aufgehoben werden können. Dazu stellt der Tarif-Anbieter unter dem `/emsLink` endpoint eine zusätzliche Delete-Methode bereit. Die Aufhebung erfolgt aufgrund der `ems_instance_id`, z.B. mit der Abfrage:

```
curl -X DELETE "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/emsLink?ems_instance_id=EMS_ID_123" \
-H "Authorization: Bearer ${ACCESS_TOKEN}"
```

- (11) Die möglichen Antworten sind wie folgt:

- `{"unlink_status": "link_removed"}` mit HTTP Status 200
Die Verknüpfung zwischen der `ems_instance_id` und der Verbrauchsstelle wurde erfolgreich



aufgehoben. Nachfolgende Abfragen auf /customerTariffs mit dieser `ems_instance_id` liefern HTTP 403 bzw. der /emsLinkStatus-Endpunkt liefert wieder den Status "link_required".

- {"error": "link_not_found"} mit HTTP Status 404
Für die angegebene `ems_instance_id` besteht keine aktive Verknüpfung. Das EMS kann seinen lokalen Zustand entsprechend bereinigen.

7.6 Register für API-Tarife

- (1) Damit EMS dem Kunden die möglichen Tarife automatisch anzeigen und nutzen können, müssen die EMS-Systeme wissen, welche Tarife dem Kunden zur Verfügung stehen. In der Schweiz mit der grossen Anzahl an VNB ist ein schweizweites Register für die über API-Schnittstelle verfügbaren Tarife ein grosser Mehrwert.
- (2) Ein Register erlaubt sowohl Kunden als auch EMS, über eine zentrale Stelle alle verfügbaren dynamischen Netznutzungstarife aufzufinden. Gegenüber einer Publikation ohne zentralem Register ist diese Lösung erheblich kundenfreundlicher, wodurch die Akzeptanz von dynamischen Tarifmodellen erhöht wird. Ein zentrales Register bringt damit sowohl Endverbrauchern als auch Verteilnetzbetreibern Vorteile.
- (3) Eine Möglichkeit zum Zugriff auf dynamische Tarife besteht via LINDAS (Linked Data Services) der schweizerischen Eidgenossenschaft (<https://lindas.admin.ch>). Über dieses Register veröffentlicht die EICOM Links zu den maschinenlesbaren Tarifpublikationen aller Verteilnetzbetreiber. Die Publikation der Tarife im maschinenlesbaren Format ist für alle Verteilnetzbetreiber verpflichtend. In den via LINDAS verlinkten Dateien der Verteilnetzbetreiber finden sich auch die Angaben zu den dynamischen Tarifen, falls solche bestehen, inklusive der Verweise auf die jeweiligen RestAPI-Adressen.
- (4) Der Verein SmartGridready hat ein Register explizit für dynamische Tarife aufgebaut. Es ist unter «<https://smartgridready.ch/loesungen/dynamischetarife>» zu finden. Um eine optimale Nutzung der im Register gespeicherten Informationen durch automatisierte Systeme wie EMS zu gewährleisten, wurden die zentral erfassten Daten (wie z.B. die RestAPI-Adresse der Tarife, die Art der angewendeten Authentifizierung usw.) in enger Abstimmung mit den EMS-Anbietern strukturiert. Die Publikation eines dynamischen Tarifs im Register von SmartGridready ist kostenlos und einfach möglich. Die Publikation wird ausdrücklich empfohlen damit an einer zentralen Stelle eine möglichst vollständige und einfach verständliche Übersicht dynamischer Tarife entsteht.
- (5) Die VNB müssen bei Anpassungen der Adressen oder des Formats ihrer Tarife auch die Informationen im Register entsprechend aktualisieren.

7.7 Prüfung von dynamischen Tarifen

- (1) Es besteht die Möglichkeit die Branchenkongforme Publikation des dynamischen Tarifs, entsprechend den in diesem Handbuch enthaltenen Definitionen prüfen zu lassen.
- (2) Der Verein SmartGridready bietet diese unabhängige Prüfung an. Geprüfte Tarife erhalten anschliessend das Label «SmartGridready» und werden im Register entsprechend gekennzeichnet. Für die Prüfung durch den Verein SmartGridready wird eine Aufwandsentschädigung verrechnet.
- (3) Der Vorteil der Prüfung für den Verteilnetzbetreiber besteht in der Qualitätskontrolle durch eine unabhängige Stelle. Der Vorteil für die EMS-System besteht darin, dass geprüfte Tarife ohne weitere



individuelle Anpassungen ausgelesen werden können. Aus Kundensicht ist ein geprüfter Tarif ein Vorteil, weil die Prüfung die einwandfreie Funktion sicherstellt.

Anhänge 1 - 3: Siehe separate Dateien

