



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Marktregulierung

**Bericht** vom 01. Juni 2021

---

# Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie

---



Quelle: Consentec GmbH

consentec



Universität  
Basel

Zürcher Hochschule  
für Angewandte Wissenschaften

zhaw

POLYNOMICS

**Datum:** 01. Juni 2021

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Consentec GmbH  
Grüner Weg 1, DE-52070 Aachen  
<http://www.consentec.de>

Polynomics AG  
Baslerstraße 44, CH-4600 Olten  
<http://www.polynomics.ch>

ZAHW  
Bahnhofplatz 12, CH-8401 Winterthur  
<https://www.zhaw.ch/>

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Basel  
Hannes Weigt  
Peter Merian-Weg 6, CH-4002 Basel  
<http://fonew.unibas.ch/>

**Autor/in:**

Wolfgang Fritz, Consentec GmbH, fritz@consentec.de  
Christian Linke, Consentec GmbH, linke@consentec.de  
Anna Weiß, Consentec GmbH, weiss@consentec.de  
Heike Worm, Polynomics, heike.worm@polynomics.ch  
Janick Mollet, Polynomics, janick.mollet@polynomics.ch  
Tobias Uebelhart, Polynomics, tobias.uebelhart@polynomics.ch  
Christian Winzer, ZAHW, winc@zahw.ch  
Hannes Weigt, Universität Basel, hannes.weigt@unibas.ch

**BFE-Begleitgruppe:**

Wolfgang Elsenbast (Projektleitung)  
Markus Bareit  
Matthias Galus  
Peter Ghermi  
Matthias Gysler  
Wieland Hintz  
Samuel Howald  
Renato Marioni

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200328-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

## Inhalt

Inhalt .....	4
Zusammenfassung .....	7
Synthèse .....	21
1 Einführung .....	37
2 Kostentreiberanalyse .....	41
2.1 Ausgangsfrage: Warum Kostentreiberanalyse? .....	41
2.2 Anmerkungen zum Begriff des Kostentreibers .....	44
2.3 Kategorisierung von Kostentreibern.....	45
2.4 Detailbetrachtungen zu Kostentreiberwirkungen .....	47
2.4.1 Direkte Inanspruchnahme von Netzebenen bei dezentraler Erzeugung .....	47
2.4.2 Notwendigkeit und indirekte Inanspruchnahme überlagerter Netzebenen .....	50
2.4.3 Kostentreiber in den einzelnen Netzebenen .....	52
2.4.4 Zusammenhang zwischen Betriebsmittelkosten und -dimensionierung .....	55
2.5 Ergebnisse quantitativer Analysen zu Kostentreiberwirkungen .....	56
2.5.1 Kurzübersicht über Methodik und Daten.....	56
2.5.2 Einfluss von Lastveränderungen auf Netzinfrastrukturkosten .....	57
2.5.3 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Netzinfrastrukturkosten .....	62
2.5.4 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Netzverlustkosten .....	64
2.6 Distanzabhängigkeit der Netzkosten .....	65
2.6.1 Bedeutung der «physischen Distanz» für die Netzkosten .....	66
2.6.2 Bedeutung der «transaktionsbezogenen Distanz» für die Netzkosten .....	66
2.6.3 Fazit.....	68
2.7 Zusammenfassung.....	68
3 Thema 1: Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung.....	69
3.1 Ausgangspunkt und Zielsetzung.....	69
3.2 Betrachtete Gestaltungsoptionen.....	70
3.2.1 Überblick .....	70
3.2.2 Vorschläge im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision StromVG .....	71
3.2.3 Beschreibung und Eingrenzung der Grundoptionen.....	73
3.3 Konzeptionelle Bewertung der Optionen A und D .....	77
3.3.1 Wirkungen durch Transaktionsabhängigkeit bzw. -unabhängigkeit.....	77
3.3.2 Gestaltungsaspekte mit Einfluss auf Anreizwirkungen .....	80
3.3.3 Unterschiede hinsichtlich Umsetzungs- und Administrationsaufwand .....	84
3.3.4 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Optionen .....	87
3.4 Quantitative Analysen .....	88
3.4.1 Bemessung des gewährten Anreizelements.....	88
3.4.2 Umverteilungswirkungen.....	89
3.5 Zusammenfassung und Empfehlungen .....	93

4	Thema 2: Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte .....	97
4.1	Handlungsbedarf.....	97
4.2	Anpassungen der Gewichte der Entgeltkomponenten .....	99
4.3	Zusammenfassung und Empfehlungen .....	102
5	Thema 3: Zeitvariable Netzentgelte .....	103
5.1	Einordnung: Modelle zur Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität .....	103
5.2	Wirkungsweise und Voraussetzungen zeitvariabler Netzentgelte .....	106
5.3	Ausgestaltungsbedarf und -möglichkeiten .....	108
5.4	Wechselwirkungen, Risiken und Aufwandsaspekte .....	112
5.5	Methodik und Beispiele zur Bemessung zeitvariabler Arbeitspreise .....	115
5.6	Grobe Abschätzung der Wirkungen zeitvariabler Netzentgelte .....	118
5.7	Zusammenfassung und Empfehlungen .....	119
6	Thema 4: Methodik der Kostenwälzung.....	120
6.1	Ausgangssituation und Kernfrage.....	120
6.2	Einfluss dezentraler Erzeugung auf Grundlagen der Kostenwälzung .....	121
6.3	Wälzung nach Bruttoprinzip – qualitative Wirkungen .....	122
6.4	Wälzung nach Nettoprinzip – qualitative Wirkungen .....	123
6.5	Wälzung nach Betragsnettoprinzip – qualitative Wirkungen.....	125
6.6	Bidirektionale Kostenwälzung .....	127
6.6.1	Qualitative Wirkungen .....	127
6.6.2	Quantitative Wirkungen.....	128
6.7	Zusammenfassung und Empfehlungen .....	132
7	Literatur / Quellen.....	134
A	EU-Rechtsrahmen.....	139
A.1	Einführung .....	139
A.2	Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze .....	140
A.3	Stromtarifizierung.....	141
A.4	Bürgerenergiegemeinschaften.....	142
A.5	Bedeutung der europäischen Gesetzeslage für die Schweiz .....	143
B	Ausgangslage Schweiz .....	144
B.1	Allgemeine Randbedingungen.....	144
B.2	Netzkostenabgrenzung und -tragung.....	145
B.3	Netznutzungstarife .....	148
B.4	Energietarife.....	148
B.5	Messung, Steuerung, Flexibilitäten .....	149
B.6	Eigenverbrauch .....	149
B.7	Förderinstrumente .....	150
C	Auslandserfahrungen zu Themenfeld 1 .....	151
C.1	Reduzierte Netznutzungsentgelte für kollektiven Eigenverbrauch in Frankreich .....	151

C.2	Gutschriften für dezentrale Erzeugung in Grossbritannien.....	153
C.3	Vermiedene Netzentgelte in Deutschland.....	155
D	Quantitative Analysen – Methodik und Daten.....	157
D.1	Übersicht über methodische Vorgehensweise.....	157
D.2	Modellnetzanalyse-Methodik .....	159
D.3	Betrachtete Netzgebiete.....	164
E	Detaildarstellungen zu Beispielen zur Bemessung zeitvariabler Arbeitspreise .....	166

## Zusammenfassung

### EINLEITUNG: Hintergrund, Zielsetzung und Themenfelder

Im Rahmen der **Revision des Stromversorgungsgesetzes** (StromVG) wird in der Schweiz unter anderem über Weiterentwicklungsbedarf im Bereich der Netz- und Energietarifierung diskutiert. Motivation dieser Debatte sind grundlegende Änderungen der Struktur der Stromversorgung wie die Zunahme der dezentralen Stromerzeugung, insbesondere auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Erzeugung), die Verbreitung von Eigenversorgungskonzepten und das Hinzukommen steuerbarer und somit grundsätzlich flexibler Verbrauchseinrichtungen. Diese Entwicklungen werfen die Frage auf, ob die heutigen Tarifierungsgrundsätze zukünftig noch zu angemessenen Anreiz- und Verteilungswirkungen für die Stromkunden und Netznutzer führen.

Im Laufe dieser Debatte wurden verschiedene Reformoptionen vorgeschlagen. Dies umfasst u. a. den vom Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) eingebrachten Vorschlag, im Zusammenhang mit der Hinterlegung von Herkunftsnachweisen (HKN) Transportbeiträge zu erheben, die für Lieferungen aus verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen niedriger bemessen werden als für Lieferungen aus verbrauchsfernen Erzeugungsanlagen. Andere Akteure haben vorgeschlagen, Stromverbrauchern ermässigte Netzentgelte («Timbre local») zu gewähren, soweit sie Strom aus verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen beziehen. Daneben enthält der Revisionsvorschlag für das StromVG bereits verschiedene Anpassungsvorschläge in den Bereichen Netztarifstruktur, Kostenwälzung und Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten.

Die vorliegende Studie untersucht und bewertet diese und weitere **Optionen zur Weiterentwicklung der Netztarifierung** hinsichtlich ihrer Anreiz- und Verteilungswirkungen, Umsetzungsmöglichkeiten und sonstigen Wirkungen. Die Studie soll hiermit einen Beitrag zu der weiteren politischen Debatte zu diesem Themenkomplex in der Schweiz leisten. Die betrachteten Weiterentwicklungsoptionen lassen sich vier Themenfeldern zuordnen, die – auch wenn punktuell Wechselwirkungen bestehen – weitgehend unabhängig voneinander untersucht werden können (Bild 1):

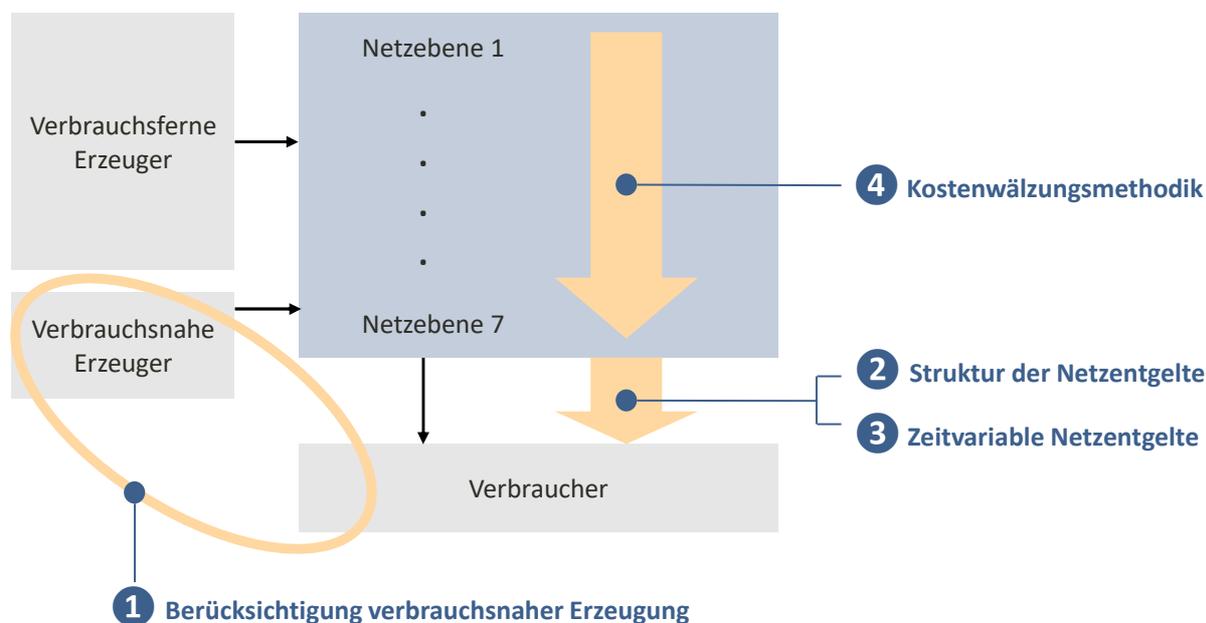


Bild 1 Übersicht über untersuchte vier Themenfelder

**1. Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung:** Verbrauchsnaher dezentrale Erzeugungsanlagen können in gewissen Grenzen zur Entlastung der Stromnetze und zu Einsparungen an Netzkosten beitragen. Es wird untersucht, auf welche Weise diese Wirkung bei der Netztarifierung abgebildet

werden kann, so dass ein tariflicher Anreiz für die Errichtung solcher Erzeugungsanlagen entsteht. Zu diesem Themenfeld gehören auch die o. g. Vorschläge zu möglichen Transportbeiträgen im HKN-System oder zu einer möglichen «Timbre local».

2. **Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte:** Die Netztarife der Schweizer Verteilnetzbetreiber umfassen üblicherweise Grund-, Arbeits- und Leistungspreiskomponenten. Die Bemessung der Preiskomponenten obliegt den Netzbetreibern, wobei gesetzliche Rahmenvorgaben zu berücksichtigen sind. Die Studie geht der Frage nach, ob diese Vorgaben ggf. angepasst werden sollten, um möglichst verursachungsgerechte Netztarife zu ermöglichen.
3. **Zeitvariable Netzentgelte:** Flexibilität beim Betrieb von industriellen sowie zunehmend auch privaten Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladeeinrichtungen für E-PW) kann einen hohen Wert für das Stromversorgungssystem haben. Eine Möglichkeit, einen *netzdienlichen*, also auf die Vermeidung von Netzengpässen ausgerichteten Einsatz dieser Flexibilität anzureizen, besteht darin, Netzentgelte zeitvariabel zu gestalten. Ein Teil der Schweizer Netzbetreiber nutzt diese Möglichkeit bereits. Die Studie zeigt auf, welche Gestaltungsoptionen hierbei bestehen, wie zeitvariable Netzentgelte sachgerecht bemessen werden können und welche Auswirkungen sich für die Verbraucher ergeben. Dabei wird auch die aktuell vieldiskutierte Option einer *Dynamisierung* betrachtet, d. h. einer kurzfristigen Anpassung der Netzentgelte an die jeweils erwartete Netzbelastungssituation.
4. **Methodik der Kostenwälzung:** Ein wesentlicher Schritt bei der Kalkulation der Netztarife ist die *Kostenwälzung* von den oberen zu den unteren Netzebenen hin. Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) enthält hierzu methodische Vorgaben, die überarbeitet werden sollen. Die Studie untersucht, welche der hierzu diskutierten Gestaltungsoptionen geeignet wären, um insbesondere die Wirkungen dezentraler Erzeugung angemessen zu berücksichtigen.

#### KOSTENTREIBERANALYSE: Grundlage für die Bewertung von Gestaltungsoptionen

Ein wesentliches Bewertungskriterium insbesondere für die *Anreizwirkungen* von Netztarifen ist deren **Verursachungsgerechtigkeit** oder – begrifflich etwas eindeutiger und dem internationalen Sprachgebrauch entsprechend – deren **Kostenreflexivität**. Dieses Kriterium bezieht sich auf die Frage, ob Tarife in der Lage sind, die Kostenwirkungen im Netz, die sich bei unterschiedlichen Entscheidungen oder Verhaltensweisen der Netznutzer ergeben, angemessen abzubilden. Je besser dies gelingt, desto besser werden die netzseitigen Kostenwirkungen bei Entscheidungen der Netznutzer «eingepreist». Diese Frage betrifft sowohl *strukturelle* Aspekte der Tarifgestaltung, also z. B. die Wahl geeigneter Bezugsgrößen für Tarifkomponenten, als auch *quantitative* Aspekte wie die sachgerechte Bemessung und Gewichtung der Tarifkomponenten.

Dieses Kriterium erfordert Kenntnisse über den Zusammenhang zwischen *Kostentreibern* – d. h. den für Netzplanung und -betrieb relevanten Merkmalen von Netzgebieten und Netznutzern – und *Netzkosten*. Diese Kenntnisse werden durch **Kostentreiberanalysen** gewonnen, bei denen (potenziell) relevante Merkmale systematisch variiert und deren Einflüsse auf die Netzkosten simulativ ermittelt werden. Eine solche Analyse wurde auch für diese Studie durchgeführt. Dabei bestand weniger die Erwartung, dass sich für die Schweiz *grundsätzlich* andere Zusammenhänge ergeben würden als für andere Länder, denn die Stromnetze sind in der Schweiz ähnlich aufgebaut wie im Ausland. Es sollten vielmehr auch hinsichtlich der *quantitativen* Zusammenhänge valide Ergebnisse unter Berücksichtigung der in der Schweiz üblichen Randbedingungen gewonnen werden. Einen methodischen Überblick über die durchgeführte Analyse gibt Bild 2.



Bild 2 Methodischer Überblick über die Kostentreiberanalyse

Ausgangspunkt der Kostentreiberanalyse sind **Modelle für repräsentative Netzsituationen** in der Schweiz. Um deren Bandbreite angemessen abzudecken, wurden Netzmodelle für ein grossstädtisches, ein ländliches und ein Mischgebiet erstellt, basierend auf Kenntnissen der Gutachter aus verschiedenen Untersuchungen für Schweizer Verteilnetzbetreiber. In Schritt 2 wurden mögliche, aus heutiger Sicht relevante **Entwicklungen auf der Verbrauchsseite** – u. a. durch E-Mobilität und strombasierte Heizungen – **sowie im Bereich der dezentralen Erzeugung** nachgebildet. Hierauf aufbauend wurden in Schritt 3 unter Berücksichtigung praxistypischer Werte für die zulässige Betriebsmittelbelastung die langfristig erforderlichen **Umfänge und Dimensionierungen der Betriebsmittel** (v. a. Leitungen und Transformatoren) berechnet. In Schritt 4 wurden hieraus **Kostenwerte** abgeleitet, basierend auf praxisüblichen Kostenansätzen.

Bei dieser Analyse – v. a. in Schritt 3 – wurde jeweils eine **«Grüne-Wiese-Situation»** unterstellt, um valide Abschätzungen zu den langfristigen Kostenwirkungen zu erhalten. Der gegenteilige Ansatz, jeweils nur Übergangsschritte von einem bestimmten Vorzustand aus zu bewerten, würde lediglich die vom Vorzustand abhängigen, kurzfristig anfallenden Kosten abbilden. Dies entspricht den durch den Netzausbau in den nächsten Jahren anfallenden Kosten, die bei Diskussionen über den Netzausbau bedarf häufig im Fokus stehen. Auswirkungen auf die in fernerer Zukunft anfallenden Kosten für den Netzausbau und die Erneuerung des bestehenden Netzes würden bei einem solchen Ansatz jedoch vernachlässigt. Für die Netztarifizierung erscheint ein auf kurzfristige Kostensprünge fokussierter Ansatz weniger angebracht, da die Tarife die *durchschnittlichen* Kostenwirkungen abbilden und nicht davon abhängen sollen, ob im Einzelfall *tatsächlich* Ausbaubedarf und Kosten anfallen oder nicht (Solidarprinzip).

Dies lässt sich wie folgt begründen: Wenn der Bedarf nach Netzkapazität z. B. durch Verbrauchszuwachs ansteigt, **erfolgt der Netzausbau naturgemäss stufenweise**. Es wäre unangemessen, die hierdurch sprunghaft auftretenden Mehrkosten immer allein *dem* Verbraucher in Rechnung zu stellen, dessen zusätzlicher Verbrauch den Ausbaubedarf auslöst. Vielmehr ist es üblich, diese Kosten unter allen Verbrauchern (nach den Prinzipien der Netztarifizierung) zu sozialisieren. Dies sollte dann aber prinzipiell auch für den spiegelbildlichen Fall gelten, in dem eine Stufe des Netzausbaus aufgrund der Wirkungen einer bestimmten Handlung eines Netznutzers – z. B. des Zubaus einer Erzeugungsanlage – zeitlich aufgeschoben werden kann: Die hierdurch (evtl. erst mittelfristig) erzielbaren Kostenvorteile sollten nicht

in voller Höhe individualisiert, d. h. allein dem Verursacher der Netzausbauvermeidung zugeschrieben werden. Dies gilt umso mehr, als es sich häufig nur um vorübergehende Kostenvorteile handelt, falls der Bedarf nach Netzkapazität weiter anwächst.

Wesentliche **Ergebnisse der Kostentreiberanalyse**, die bei der Behandlung der vier Themenfelder aufgegriffen werden, sind:

- Die **Netzkosten** steigen bei zunehmendem Verbrauch erwartungsgemäss an. Massgeblich für die Netzauslegung ist dabei v. a. die maximale zeitgleiche Entnahmeleistung (**Netzhöchstlast**). Anders als traditionell oft angenommen, betrifft diese Abhängigkeit aber nur einen Anteil von rund 20-30 % der Netzkosten. Ein grosser Teil von rund 60-70 % der Kosten hängt nicht von der Netzhöchstlast, sondern nur von den **strukturellen Anforderungen** an das Netz ab, v. a. von der Zahl und Lage der Netzanschlusspunkte, aus denen sich massgeblich die notwendige Leitungslänge ergibt. Direkt vom Umfang der **transportierten Energiemenge** hängt nur ein sehr kleiner Anteil von weniger als 10 % der Netzkosten ab.
- **Dezentrale Erzeugung** kann zum einen den strukturgetriebenen Anteil der Netzkosten beeinflussen, insbesondere wenn hierfür neue Anschlusspunkte benötigt werden. Zum anderen beeinflusst sie die Leistungsflüsse im Netz und somit sowohl den von der Netzhöchstlast als auch den vom Energietransport abhängigen Kostenanteil. In Gebieten, in denen (weiterhin) der Verbrauch dominiert, kann dezentrale Erzeugung in gewissem Umfang zur Netzentlastung beitragen und damit langfristig *Absenkungen* der Netzkosten ermöglichen. Sofern hingegen die Erzeugung zu dem für die Netzdimensionierung bestimmenden Faktor in einem Netzgebiet wird, führt die Integration weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen zum *Anstieg* der Netzkosten.
- Mögliche **Kosteneinsparungen durch dezentrale Erzeugung** entstehen meist v. a. in den Netzebenen, die der Anschlussebene der Erzeugungsanlagen vorgelagert sind. Die vorgelagerten Ebenen werden jedoch auch bei hoher Durchdringung mit dezentraler Erzeugung weiterhin zwingend benötigt, um das gewohnte Mass an Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Einsparpotenziale entstehen daher nur in der Weise, dass Betriebsmittel geringer dimensioniert werden können und allenfalls sehr vereinzelt gänzlich entfallen können.
- **Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch** ist ein relevanter Netzkostentreiber, allerdings nur in Bezug auf die *physische* Dimension, d. h. die tatsächlich auftretenden Stromflüsse. Diese ergeben sich aus der *Gesamtheit* der Lieferungen von Erzeugern an Verbraucher. Dabei ist zu beachten, dass sich gegenläufige Transporte im Stromnetz gegenseitig aufheben, anders als z. B. beim Warenverkehr oder der Telekommunikation. Bild 3 veranschaulicht dies beispielhaft: Dort sind zwei Belieferungssituationen ① (jeweils im Nahbereich) und ② (jeweils über die Gemeindegrenzen hinweg) dargestellt. Unter der vereinfachenden Annahme, dass die dargestellten Verbraucher und Erzeuger gleichartige Verbrauchs- bzw. Einspeiseprofile aufweisen, führen diese beiden Situationen zu identischen Stromflüssen und somit identischen Anforderungen an die Netzauslegung; in beiden Fällen findet kein Stromtransport über die Verbindungsleitung zwischen den Gemeinden statt. Entscheidend für die Netzauslegung ist daher nur, welche Stromflüsse über welche Distanzen sich *insgesamt* durch die Überlagerung aller Einzellieferungen ergeben. Die Einzeldistanzen zwischen den jeweils vertraglich verbundenen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern weisen keinen eindeutigen Zusammenhang hiermit auf und sind daher keine eindeutigen Kostentreiber.

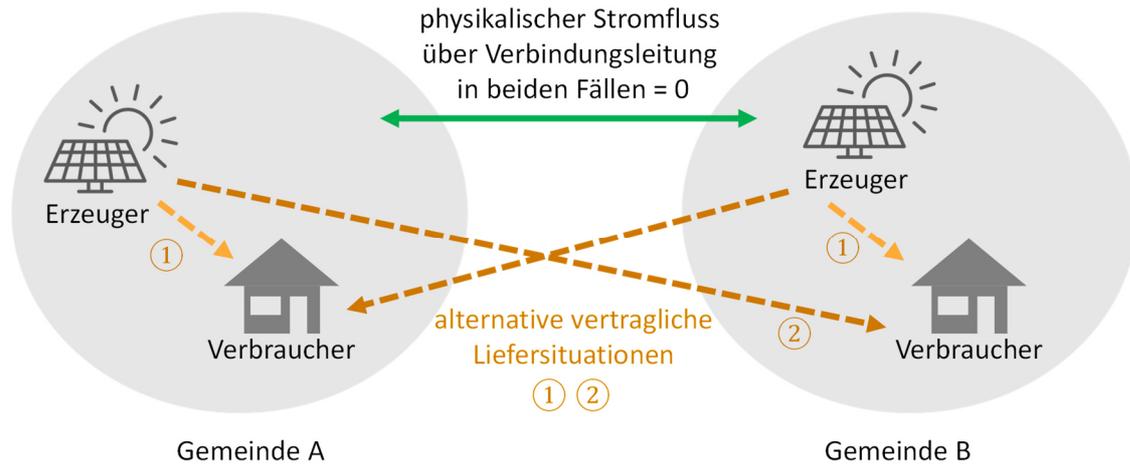


Bild 3 Schematisches Beispiel zur Veranschaulichung unterschiedlicher vertraglicher Liefersituationen (① und ②), die zu identischen physischen Stromflüssen führen

### THEMENFELD 1: Berücksichtigung verbrauchsnaher Erzeugung

Die Kostentreiberanalyse zeigt, dass verbrauchsnahe dezentrale Erzeugung in bestimmten Grenzen zur Entlastung der Netze und damit sowohl kurzfristig (bei den Netzverlustkosten) als auch langfristig (bei den Netzinfrastrukturkosten) zu Einsparungen an Netzkosten beitragen kann. Das Ziel, diese Kostenwirkungen bei der Netztarifierung zu berücksichtigen und so einen netzseitigen **Anreiz für die Errichtung verbrauchsnaher Erzeugungsanlagen** zu schaffen, ist daher **grundsätzlich zu begrüßen**, vorbehaltlich einer Abwägung des hiermit verbundenen Aufwands und der sachlich zu rechtfertigenden Stärke dieses Anreizes. Diese Anreizsetzung sollte aber von vornherein auf Situationen begrenzt werden, in denen zusätzliche dezentrale Einspeisung tatsächlich zu einer *Entlastung* der Netze beiträgt. Wenn die Netzauslegung in einem Gebiet nicht mehr durch den Verbrauch, sondern durch den Rücktransport der dezentral eingespeisten Energie getrieben wird und somit *Mehrkosten* durch weitere dezentrale Erzeugung zu erwarten sind, sollte der Anreiz nicht (mehr) gewährt werden.

Da die Netztarife heute keine Möglichkeit vorsehen, einen solchen Anreiz für verbrauchsnahe Erzeugung zu vermitteln, müsste hierfür ein **neues tarifliches Instrument** eingeführt werden. Hierfür werden verschiedene Grundoptionen untersucht, die sich in zwei wesentlichen Merkmalen unterscheiden. Zum einen beziehen sich die mit den Optionen jeweils verbundenen Zahlungen auf unterschiedliche Akteure oder Rollen, nämlich auf *Erzeugungsanlagenbetreiber*, *Verbraucher* bzw. *Lieferanten*. (Lieferanten können, müssen aber nicht zugleich Erzeugungsanlagenbetreiber sein.) Zum anderen unterscheiden sich die Optionen danach, ob für die Gewährung des Anreizes eine Lieferbeziehung (Transaktion) zwischen örtlich nah beieinanderliegenden Erzeugungsanlagen und Verbrauchern vorhanden sein muss oder nicht. Abhängig davon wird die Gestaltung als *transaktionsabhängig* bzw. *transaktionsunabhängig* bezeichnet.

Ausgehend von diesen Merkmalen werden in der Studie **fünf Optionen** identifiziert. Aus der Analyse u. a. der Anreizwirkungen und Umsetzungsmöglichkeiten geht hervor, dass in erster Linie die nachfolgend diskutierten, in der Studie **mit «A» und «D» bezeichneten Optionen zielführend und praktikabel** erscheinen. Die anderen betrachteten Optionen weisen demgegenüber deutliche Nachteile auf, ohne diesen beiden Optionen in der Wirkungsweise überlegen zu sein. Dies gilt auch für den Vorschlag des DSV, dessen Umsetzungschancen angesichts der vorgeschlagenen Transportbeiträge für nicht-verbrauchsnahe Erzeugung fraglich sind und der mit erheblichem Anpassungs- und Administrationsaufwand im HKN-System für die (transaktionsabhängige) Erhebung von Transportbeiträgen und deren Verteilung an die Netzbetreiber verbunden wäre. Zudem kann diese Option abhängig von der Ausgestaltung marktverschliessend gegenüber dem Ausland wirken.

## Option A: Entgeltzahlung durch Netzbetreiber an Erzeuger

Diese Option sieht vor, dass die **Betreiber verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen Entgeltzahlungen von den Netzbetreibern erhalten**, die die erwarteten kurz- bis langfristigen Netzkosteneinsparungen infolge dezentraler Einspeisung reflektieren. Diese Zahlungen sind **transaktionsunabhängig**: Sie hängen nicht davon ab, welche Verbraucher mit dem erzeugten Strom beliefert werden, sondern nur davon, ob die Einspeisung in einen Bereich des Netzes erfolgt, dessen Auslegung vorwiegend durch den Verbrauch und nicht durch die lokale Erzeugung getrieben wird. Zahlungen dieser Art sind in der Schweiz bisher nicht vorgesehen und müssten daher zunächst im Rechtsrahmen etabliert werden, einschliesslich Regelungen zu ihrer Refinanzierung z. B. über die verbrauchsseitigen Netzentgelte. Es sind keine grundsätzlichen Hindernisse ersichtlich, die gegen die Einführung solcher Zahlungen sprechen. Es müsste aber bedacht werden, dass es sich nicht um Netzentgelte im Sinne von «Benutzungsgebühren» für das Netz handelt, sondern um Abgeltungen für Beiträge zu – teilweise erst langfristig – realisierbaren Kostensenkungen. In Deutschland werden derartige Zahlungen z. B. als «Entgelte für dezentrale Einspeisung» bezeichnet und stellen ein eigenständiges, immer in Richtung des Erzeugers fließendes Tarifelement dar. In Grossbritannien werden sie hingegen ähnlich wie Netzentgelte behandelt; dort sind Netzentgeltkomponenten mit negativem Vorzeichen aber auch grundsätzlich etabliert.

Auf die Verbraucher wirken sich solche Zahlungen nicht über die Netzentgelte, sondern über den Strompreisanteil für die Energiebereitstellung aus: Sie verschaffen den betroffenen **Erzeugern einen relativen Wettbewerbsvorteil**, der es ihnen ermöglicht, den erzeugten Strom zu einem günstigeren Preis anzubieten. Diese Zahlungen, die über die Netzentgelte refinanziert würden, sind eine Vorabvergütung der kurz- bis langfristigen Kosteneinsparungen und dürfen nicht über diese hinausgehen, so dass die Netztarifierung über diese Zeitspanne als ausreichend kostenorientiert angesehen werden kann. Soweit Erzeuger diese Zahlungen durch Absenkung ihrer Angebotspreise im Vergleich zu der Situation ohne solche Zahlungen berücksichtigen (wozu sie zwar nicht verpflichtet, aber mit Blick auf ihre Wettbewerbssituation angereizt sind), kommen die Zahlungen, wie bei Option D, den Endverbrauchern lokal erzeugter Energie (mittelbar) zugute.

Diese Option weist verschiedene Vorteile gegenüber den anderen Optionen auf und erscheint den Gutachtern daher mit Blick auf die in dieser Studie untersuchten Kriterien vorzugswürdig:

- Die Zahlungen erfolgen hier ohne Umweg an die Betreiber der Anlagen, die die erwarteten Netzkosteneinsparungen bewirken, und weisen daher – vorbehaltlich einer sachgerechten Bemessung – ein **hohes Mass an Kostenreflexivität** auf.
- Der damit vermittelte Anreiz kann unabhängig davon in Anspruch genommen werden, welche Akteure – z. B. Erzeuger, Projektierer oder Verbraucher – ein Erzeugungsanlagenprojekt vorantreiben und welche kommerziellen Lieferbeziehungen zwischen Erzeugern, Lieferanten und Verbrauchern bestehen. Die **Reichweite der Anreizwirkung** ist daher voraussichtlich grösser, was u. a. für die Erreichung von EE-Ausbauzielen förderlich sein kann.
- Die Option vermeidet verschiedene Nachteile, die mit einer transaktionsabhängigen Gestaltung verbunden wären. Der **administrative Aufwand** ist geringer, weil zur Bestimmung der Netzentgelte keine Informationen über Lieferbeziehungen benötigt werden. Transaktionsunabhängige Zahlungen können zudem wahlweise **arbeits- oder leistungsbezogen** ausgestaltet werden, und im letztgenannten Fall sind sowohl **periodische als auch einmalige Zahlungen** möglich.

Nachteilig ist jedoch, dass diese Option nicht an eine bestehende Entgeltkomponente anknüpft, sondern die Einführung eines **neuen Tarifelements** und somit eine weitergehende Anpassung des Rechtsrahmens erfordert als Option D.

Um zu vermeiden, dass dieses Tarifelement zu einer nicht netzwirtschaftlich zu rechtfertigenden Quersubventionierung führt, sollte sich seine **Bemessung** an den kurz- bis langfristig zu erwartenden **Netzkosteneinsparungen** orientieren. (Insofern könnte es kurz als «**erzeugerseitige Kompensation für Netzkosteneinsparungen**» bezeichnet werden.) Diese hängen gemäss Kostentreiberanalyse stark von der Erzeugungstechnologie und der Gebietsstruktur ab. Sie lägen z. B. **bei WKK-Anlagen**, die mit

relativ grosser Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der winterlichen Netzhöchstlast einspeisen, in einer Bandbreite von – kumuliert über die Anlagenlebensdauer, also «einmalig» – **rund 250-400 CHF pro kW installierter Leistung. Bei PV-Anlagen**, die mit ihrer auf sonnenreiche Tage und Stunden beschränkten Einspeisung nur geringfügig zur Absenkung der Netzhöchstlast beitragen, lägen diese Werte nur in einer Bandbreite von **rund 10-20 CHF pro kW**. (Dies gilt auch bei Kombination mit Batteriespeichern, da diese nur als Tagesspeicher fungieren und somit praktisch keinen Beitrag zur Absenkung der Netzhöchstlast leisten. Auch die Bündelung mehrerer PV-Anlagen und Batteriespeicher etwa im Rahmen eines Quartierkonzepts ändert hieran nichts, da auch hierdurch keine Langzeitspeicherung der erzeugten Energie erreicht wird.) **Umgelegt auf die erzeugte Energiemenge entspricht dies rund 1,0-1,6 Rp./kWh für WKK-Anlagen und rund 0,08-0,16 Rp./kWh für PV-Anlagen.** Bild 4 veranschaulicht die Wirkungen beispielhaft für Anlagen auf Netzebene (NE) 7 in einem Mischgebiet. Im Bereich bis zu einer durchschnittlichen Anlagenleistung pro Hausanschluss von rund 10 kW ist ein Einsparpotenzial an Netzkosten erkennbar, das hier bei WKK-Anlagen rund 300 CHF und bei PV-Anlagen rund 15 CHF pro kW Erzeugungsleistung beträgt. **Oberhalb der rot eingetragenen Schwelle** von ca. 13 kW pro Hausanschluss käme es hingegen langfristig zu **Kostensteigerungen im Netz**.

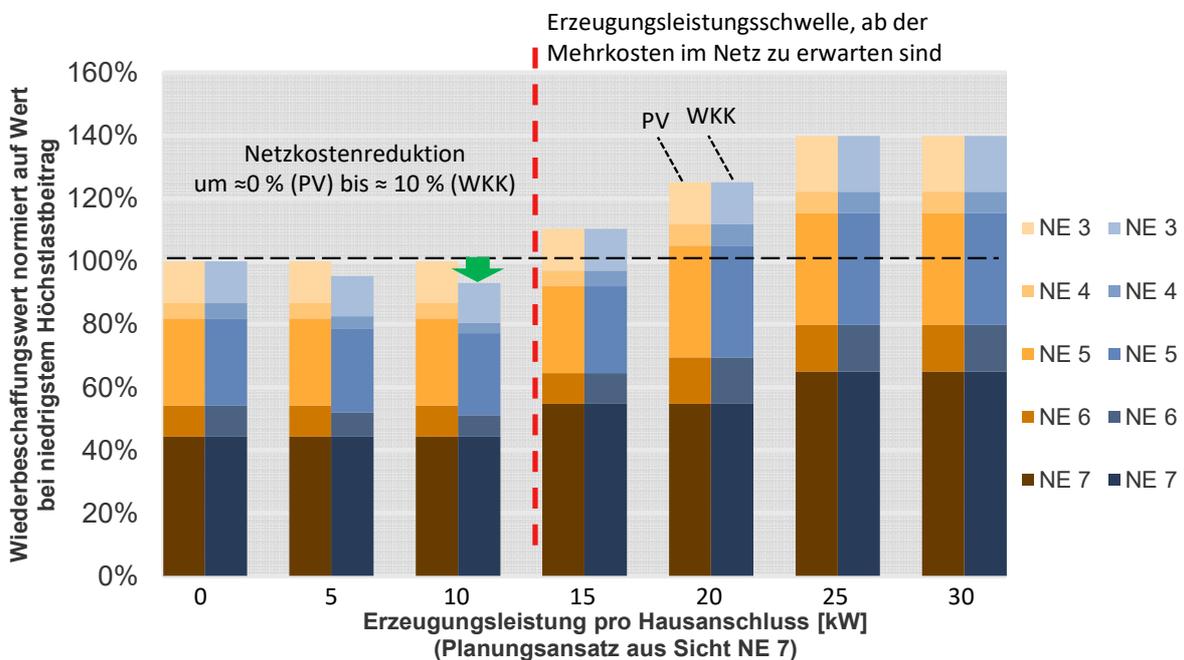


Bild 4 Netzkostenwirkungen dezentraler Erzeugung am Beispiel von WKK-Anlagen (blau) bzw. PV-Anlagen (orange) in einem Mischgebiet

Bei einer Bemessung im o. g. Rahmen würden die Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber kurz- oder langfristig näherungsweise durch die erwarteten Kosteneinsparungen kompensiert. **Kurzfristig** würde dies nur für die Einsparungen gelten, die auf eine **Absenkung der Netzverluste** zurückzuführen sind; dies sind die bei **PV-Anlagen** dominierenden (wenn auch relativ geringen) Einsparungen. **Einsparungen im Bereich der Netzinfrastruktur** können hingegen erst **mittel- bis langfristig** realisiert werden. Diese Einsparungen treten insbesondere bei **steuerbaren Erzeugungsanlagen wie WKK** auf. Die hierauf entfallenden Anteile der Zahlungen würden daher vorübergehend durch Anhebung der verbrauchsseitigen Netzentgelte im jeweiligen Netztarifgebiet refinanziert, sofern kein gänzlich andersartiger Finanzierungsweg gewählt wird. Diese Anhebung läge hier in einer aus Sicht der Gutachter vertretbaren Grössenordnung von wenigen Zehntel Rp./kWh.

### Option D: Entgeltreduktion für Verbraucher, die verbrauchsnahe erzeugten Strom beziehen

Diese Option knüpft an die bestehenden verbrauchsseitigen Netzentgelte an und sieht vor, dass Verbrauchern eine **Entgeltermässigung** gewährt wird, wenn und insoweit sie Strom aus Erzeugungsanlagen im Nahbereich ihres Netzanschlusspunkts beziehen («**Timbre local**»). Hier hängt die Gewährung des Anreizes von den Lieferbeziehungen ab und ist somit transaktionsabhängig. Diese Gestaltung wäre weniger kostenreflexiv, da die Netzkosten gemäss den Ergebnissen der Kostentreiberanalyse nicht von den einzelnen Lieferbeziehungen, sondern von den insgesamt auftretenden Stromflüssen abhängen. So würde die Ermässigung bei den in Bild 3 veranschaulichten Situationen evtl. nur in Situation ① gewährt, nicht jedoch in Situation ②, obwohl beide Situationen zu identischen Stromflüssen führen.

Allerdings erhalten Verbraucher hier eine unmittelbare und gesicherte Vergünstigung, wenn sie sich für eine Belieferung aus nahe gelegenen Erzeugungsanlagen entscheiden. Dieser Anreiz zur Bevorzugung lokaler dezentraler Erzeugung bildet die **Idee der Quartierstromversorgung** ab, bei der Erzeugungsanlagenprojekte von (Gruppen von) Verbrauchern vorangetrieben werden. Die Option weist Parallelen zu dem französischen Modell des «**kollektiven Eigenverbrauchs**» auf.

Projekte, die von **Erzeugern oder Projektierern** initiiert werden, werden bei dieser Option **weniger direkt angereizt**, weil zur Realisierung der wirtschaftlichen Vergünstigung zunächst Stromkunden im Nahbereich des Anlagenstandorts gefunden werden müssen. Die Option ist durch ihre Transaktionsbezogenheit auch **administrativ aufwändiger** als Option A, da die Lieferbeziehungen bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt werden müssen. Zudem ist sie allein in Form einer Ermässigung des *arbeitsbezogenen* Entgelts umsetzbar. Die Konformität mit dem – für die Schweiz nicht bindenden – EU-Rechtsrahmen mag evtl. fraglich sein: Eine Ermässigung der Netzentgelte für Belieferungen im Nahbereich wäre, jedenfalls in abstrahierter Form, als distanzabhängig anzusehen, ähnlich wie bei Zonentarifen im Nahverkehr, und distanzabhängige Netzentgelte sind in der EU nicht zulässig. Die Umsetzung in Frankreich und ähnliche Diskussionen in anderen EU-Ländern wie Österreich und Luxemburg lassen jedoch vermuten, dass diese Anforderung nicht einheitlich ausgelegt wird.

Die voraussichtlich **guten politischen Realisierungschancen** aufgrund der Anknüpfung an die Quartierstrom-Idee und an eine bestehende Tarifkomponente sprechen dafür, diese Option als Rückfalloption für die von den Gutachtern bevorzugte Option A in Betracht zu ziehen. Die **Bemessung** der gewährten Entgeltermässigungen sollte sich dabei wie bei Option A an der Höhe der erwarteten **Kostenwirkungen im Netz** orientieren. (Dann könnte vereinfachend von einer «**netzkostenreflexiven timbre local**» gesprochen werden.) Die diesbezüglichen Vorschläge im politischen Raum gehen allerdings deutlich darüber hinaus, bis hin zum Vorschlag einer Reduktion der Arbeitspreise um rund 50 %. Dies würde eine erhebliche Quersubventionierung der hiervon profitierenden Verbraucher durch die übrigen Verbraucher bewirken. So würde z. B. die im Pilotprojekt Walenstadt gewährte Ermässigung bei PV-Anlagen zu mehr als 95% eine solche Quersubventionierung darstellen. Die zur Refinanzierung notwendige Anhebung der regulären Netzentgelte könnte dann mittel- bis langfristig eine Grössenordnung von mehreren Rp./kWh erreichen. Mithin erscheint diese Lösung politisch anfälliger für nicht verursachungsgerechte Ausgestaltungen.

### Umsetzungsaspekte bei Optionen A und D

Die Umsetzung einer der Optionen A oder D erfordert weitere Gestaltungsentscheidungen. Hierzu gehört die Abgrenzung des «Nahbereichs», in dem der von einer Erzeugungsanlage eingespeiste Strom physisch (Option A) bzw. aufgrund von Lieferbeziehungen (Option D) verbraucht werden muss, um von verbrauchsnahe Erzeugung zu sprechen. Aus Sicht der Gutachter erscheint hierbei eine Abgrenzung auf Ebene der Versorgungsbezirke von Unterwerken (Netzebene 4) oder Trafostationen (Netzebene 6) sinnvoll. Alternativ kann auch eine nicht-technische Abgrenzung wie z. B. die Zugehörigkeit zur gleichen politischen Gemeinde in Betracht gezogen werden, um zu vermeiden, dass Netznutzer, zwischen denen eine technische Versorgungsbezirksgrenze verläuft, unterschiedlich behandelt werden.

Für die Bestimmung eines Kriteriums, anhand dessen festgestellt wird, ob die Netzauslegung in einem Gebiet noch verbrauchs- oder bereits erzeugungsgetrieben ist, kann auf die Jahreshöchstlast und die

installierte Erzeugungsleistung in dem Gebiet abgestellt werden. Hier kann ggf. ein Stufenkonzept sinnvoll sein, bei dem der gewährte Anreiz in einem «Graubereich», in dem die Verhältnisse nicht eindeutig sind, pauschal auf die Hälfte seiner normalen Bemessung reduziert wird (und nicht etwa abrupt entfällt).

### Vergleichende Bewertung der Optionen A und D

Wie Tabelle 1 zusammenfassend zeigt, weisen beide Optionen A und D Vor- wie auch Nachteile auf, so dass die Entscheidung für eine der Optionen Abwägungen zwischen unterschiedlichen Wirkungaspekten erfordert.

	Option A	Option D
Wesentliche Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transaktions- und distanzunabhängig; grundsätzlich kostenreflexiv</li> <li>• adressiert sowohl verbraucher- als auch erzeugergetriebene Erzeugungsprojekte</li> <li>• grundsätzlich auf Eigenerzeugung anwendbar</li> <li>• flexibel gestaltbar: arbeits- oder leistungsbezogen, periodisch oder Einmalzahlung</li> <li>• administrativ weniger aufwändig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• knüpft an bestehendes Tarifelement an</li> <li>• direkte, gesicherte Vergünstigung bei den Netzentgelten für die «teilnehmenden» Verbraucher</li> <li>• greift Quartierstrom-Idee auf</li> <li>• voraussichtlich gute politische Akzeptanz und Realisierungschancen</li> </ul>
Wesentliche Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erfordert neues Tarifelement</li> <li>• keine direkte, gesicherte Vergünstigung für die jeweils belieferten Verbraucher</li> <li>• evtl. weniger gute politische Akzeptanz und Realisierungschancen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transaktions- und abstrakt distanzabhängig; daher weniger kostenreflexiv</li> <li>• Konformität mit EU-Recht evtl. fraglich</li> <li>• erschwert erzeugergetriebene Erzeugungsprojekte</li> <li>• nicht auf Eigenerzeugung anwendbar</li> <li>• administrativ aufwändiger</li> <li>• anfälliger für nicht verursachungsgerechte Ausgestaltung</li> </ul>

Tabelle 1 Wesentliche Vor- und Nachteile der Optionen A und D

Aus Sicht der Gutachter wäre es grundsätzlich auch möglich, beide Optionen zuzulassen und den Netzbetreibern eine Wahlmöglichkeit einzuräumen. Dies sollte allerdings nur unter dem Vorbehalt erfolgen, dass die **Wahlmöglichkeit** zu einem späteren Zeitpunkt zugunsten einer Festlegung auf eine der beiden Optionen wieder abgeschafft werden kann, wenn sich Fehlentwicklungen – z. B. hinsichtlich der Höhe der Zahlungen bzw. Ermässigungen – oder deutliche Unterschiede in der Wirksamkeit der Optionen abzeichnen. Um dies erkennen zu können, müssten die Wirkungen der beiden Optionen kontinuierlich **beobachtet und evaluiert** werden. Dadurch könnten auch eventuelle Wirkungsunterschiede hinsichtlich der Verteilung der Netzkostentragung erkannt werden. Diese müssten dann allerdings auf Unterschiede in der Bemessung der Anreize und deren Inanspruchnahme zurückzuführen sein. Effektiv bewirken nämlich beide Optionen, dass die Vergünstigungen für verbrauchsnahe Erzeugung durch die Verbraucher refinanziert werden, die *nicht* aus diesen Anlagen beliefert werden (was im Falle einer unsachgerecht hohen Bemessung der Anreize als Quersubventionierung anzusehen wäre).

Vor einer möglichen Umsetzung sollten jedoch **Aufwand und Nutzen** dieser Weiterentwicklungsoptionen sorgfältig abgewogen werden. Der Nutzen hinsichtlich Anreizen zur Errichtung verbrauchsnahe dezentraler Erzeugungsanlagen wäre bei kostengerechter Bemessung, wie die quantitative Untersuchung zeigt, für nicht-steuerbare Erzeugung wie PV-Anlagen doch recht begrenzt, für steuerbare Erzeugung wie WKK-Anlagen dagegen deutlich höher. Umsetzungsaufwand wäre bei Option A v. a. mit der Einführung des dann notwendigen neuen Tarifelements verbunden, bei Option D hingegen v. a. mit der laufenden Administration der dann transaktionsabhängigen Netzentgelte.

## THEMENFELD 2: Struktur der verbrauchsseitigen Netzentgelte

Laut Kostentreiberanalyse sind die Netzkosten nur zu einem untergeordneten Teil von den **Leistungsanforderungen** der Verbraucher abhängig, zu einem grösseren Teil hingegen von **strukturellen Anforderungen**, die v. a. die erforderliche Leitungslänge treiben. Bild 5 verdeutlicht dies beispielhaft. Hier ist dargestellt, wie die Netzkosten (bei langfristiger Betrachtung gemäss «Grüne-Wiese-Ansatz») vom durchschnittlichen Höchstlastbeitrag je Hausanschluss zur gesamten Netzhöchstlast auf der Netzebene 7 unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen abhängen. Die Kosten steigen demnach bei zunehmendem Höchstlastbeitrag nur unterproportional an. Beispielsweise führt eine Verdopplung des Höchstlastbeitrags von 10 kW auf 20 kW (d. h. Erhöhung um 100 %) nur zu einer Kostensteigerung von rund 30 %.

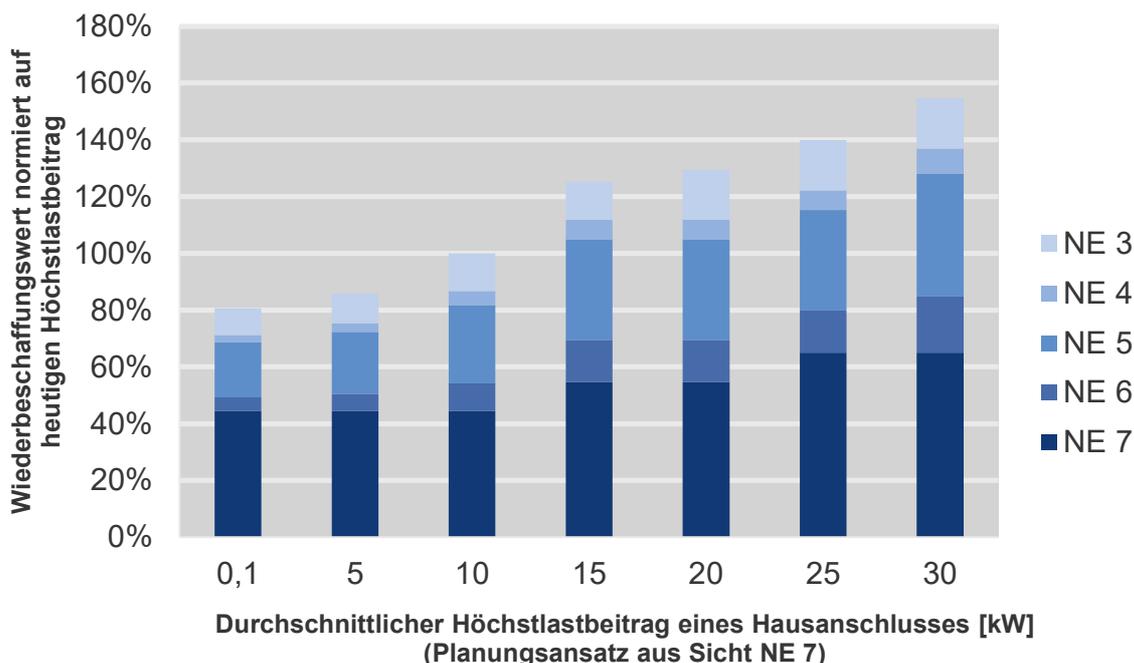


Bild 5 Einfluss der Höchstlastbeiträge von Verbrauchern in Netzebene 7 in einem Mischgebiet auf das langfristige Netzkostenniveau

Diese Ergebnisse sprechen dafür, dass in den heutigen Netztarifen für die hier schwerpunktmässig betrachteten Kleinverbraucher auf Netzebene 7 die arbeitsbezogenen Tarifkomponenten übergewichtet sind. Um eine höhere Kostenreflexivität zu erreichen, wäre eine deutliche **Anhebung der fixeren Preiskomponenten, insbesondere der Grundpreise, bei gleichzeitiger Absenkung der Arbeitspreise** zu erwägen. Die Untersuchungen zeigen, dass die mit einer solchen Umschichtung verbundenen **Umwertlungswirkungen** zulasten von Verbrauchern mit geringem Verbrauch zwar nicht vernachlässigbar, aber selbst bei einer Anhebung des über nutzungsunabhängige Tarifkomponenten gedeckten Erlösanteils auf bis zu ca. 50 % nicht unverträglich wären (unter Berücksichtigung der über Anschlussgebühren (Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge) gedeckten Beiträge zu den hinterliegenden Netzkosten).

Dies trifft nicht nur für Verbraucher ohne Leistungsmessung, bei denen generell nur Grund- und Arbeitspreise erhoben werden, sondern auch für leistungsgemessene Verbraucher zu. Insoweit der über Leistungspreise gedeckte Erlösanteil dieser Verbraucher bereits in einem Bereich von 20-30 % liegt, sollten hier im Gegenzug zu einer Absenkung der Arbeitspreise vorzugsweise eher die Grundpreise angehoben werden.

**Ersatzweise** könnte hier in gewissem Umfang eine **Anhebung der Leistungspreise** erwogen werden, ausgehend von der Überlegung, dass bei vielen Verbrauchern die maximale Bezugsleistung relativ starr ist und somit auch auf diese Weise eine Anhebung des «fixen» Teils der Entgelte erreicht würde. (Diese

konventionelle Art von Leistungspreis ist abzugrenzen von dem in der aktuellen Debatte mitunter verwendeten Begriff des «dynamischen Leistungspreises», der sich jeweils nur auf eine Viertelstunde bezieht und somit einem dynamischen Arbeitspreis gleichkommt.) Bei Verbrauchern, die über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen, ist bei einem hohen auf die individuelle Jahreshöchstleistung bezogenen Leistungspreis zu bedenken, dass er einen Anreiz vermittelt, die Flexibilität so einzusetzen, dass der **individuelle** Höchstwert der Bezugsleistung minimiert wird. Dies muss jedoch keineswegs zu einer Absenkung der **kollektiven Höchstlast** führen, die für die Netzauslegung entscheidend ist. Gerade in den Netzebenen 7 und 6 sind die «Gleichzeitigkeitsgrade» der Verbrauchsprofile nämlich sehr gering, so dass auch die Wahrscheinlichkeit, dass die individuelle Höchstlast eines Verbrauchers zeitlich mit der Netzhöchstlast zusammenfällt, relativ gering ist. Dies wird sich auch mit dem erwarteten starken Zubau von E-PW-Ladeeinrichtungen nicht grundsätzlich, sondern nur graduell ändern. Dieser Anreiz kann daher zu einer ineffizienten Nutzung der für den Verbraucher wie auch das Stromversorgungssystem wertvollen **Flexibilität** führen. Deren **Nutzung für netz- bzw. systemdienliche Zwecke** sollte vorzugsweise mit anderen Instrumenten angereizt werden, z. B. mit zeitvariablen Netzentgelten (s. unten) bzw. Energiepreisen. Um den oben beschriebenen ineffizienten Anreiz abzuschwächen, könnte erwogen werden, den Leistungspreis nicht auf die gemessene, sondern auf die vertraglich vereinbarte maximale Bezugsleistung zu erheben und somit noch «fixer» zu gestalten. Dies wäre allerdings mit zusätzlichem Aufwand zur Administration dieser Leistungsvereinbarungen (Anschlusskapazitäten) verbunden und sollte daher allenfalls für die grösseren und daher heute schon leistungsgemessenen Verbraucher in diesen Netzebenen in Betracht gezogen werden.

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint es den Gutachtern auch sinnvoll, bei Kleinverbrauchern, bei denen ein **Smart Meter** installiert wird, neben dem Arbeitspreis vorzugsweise einen angemessen hohen Grundpreis zu erheben. Beim Arbeitspreis kann diesen Verbrauchern – aus Verbraucherschutzgründen als Wahloption – eine zeitvariable, ggf. dynamisierte Gestaltung angeboten werden, um einen Anreiz zum netzdienlichen Einsatz evtl. vorhandener flexibler Verbrauchseinrichtungen zu setzen (siehe Themenfeld 3).

### THEMENFELD 3: Zeitvariable (ggf. dynamisierte) Netzentgelte

Zeitvariable Netzentgelte können Verbrauchern einen Anreiz vermitteln, ihre flexiblen Verbrauchseinrichtungen in einer netzdienlichen Weise zu betreiben. Eine solche Preissteuerung kann insbesondere zu einer **präventiven Vermeidung oder zumindest Dämpfung kritischer Netzbelastungen** beitragen. Für **kurative** Anpassungen des Verbrauchs in Situationen mit akut drohenden kritischen Netzbelastungen sind zeitvariable Netzentgelte weniger geeignet, da der Umfang der Reaktion auf ein Preissignal nicht exakt vorhersehbar ist. Hierfür sind Regelungen besser geeignet, die Netzbetreibern **direkte** steuernde Eingriffe ermöglichen. Dies spricht aber nicht gegen die Einführung bzw. Beibehaltung und Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte. Im Gegenteil: Zeitvariable Netzentgelte haben als **marktnahes Steuerungsinstrument** grosse Vorteile gegenüber Modellen, die auf einseitige Einsatzentscheidungen der Netzbetreiber abstellen. Sie räumen den Verbrauchern **weitreichende Wahlmöglichkeiten** ein und machen somit deren Präferenzen in Bezug auf die Nutzung ihrer Flexibilität transparent. Sie können so einen Beitrag dazu leisten, dass verbrauchsseitige Flexibilitäten effizient für die verschiedenen in Frage kommenden Nutzungszwecke (verbraucher-, netz- und systemseitig) eingesetzt werden. Daher ist die Einführung bzw. Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte **in Kombination mit Modellen für das kurative Engpassmanagement** unter der Prämisse, dass eine netzdienliche Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität grundsätzlich angestrebt wird, aus gutachterlicher Sicht klar zu befürworten.

Die Analyse zeigt, dass das **Spektrum der Gestaltungsmöglichkeiten** und -erfordernisse für zeitvariable Netzentgelte gross ist. Grundsätzlich sollte die Entwicklung vorzugsweise von einer eher einfachen Ausgestaltung ausgehen, die mit der Zeit weiter ausdifferenziert werden kann. Beispielsweise kann von der bereits heute bei vielen Schweizer Netzbetreibern etablierten Gestaltung mit zwei Preisstufen (Hoch-/Niedertarif) und statisch festgelegten Tarifzeitfenstern ausgegangen werden. Weiterentwicklungsmöglichkeiten beziehen sich dann u. a. auf die Zahl der Preisstufen, die Granularität der Zeitfenster, die Art und Granularität der Ortsabhängigkeit und die Fristigkeit der Preisfestsetzung.

Eine *kurzfristige*, z. B. jeweils auf den Folgetag bezogene Festsetzung der Preisstufen und/oder Preiszeitfenster, also eine **Dynamisierung der Netzentgelte**, wird in der Schweiz bislang nur sehr vereinzelt praktiziert. Sie ist nach Einschätzung der ECom auch nur unter bestimmten Bedingungen zulässig, die sich v. a. auf die Transparenz der Regeln beziehen, nach denen der Preisverlauf festgelegt wird. Grundsätzlich wäre die Dynamisierung der Netzentgelte aus Sicht der Gutachter aber eine konsequente und empfehlenswerte Weiterentwicklung dieses Instruments, insbesondere für Fälle, in denen die Netzbelastung stark von nur kurzfristig vorhersehbaren Faktoren wie z. B. dem Umfang der EE-Einspeisung beeinflusst wird.

Aus Verbraucherschutzgründen muss den Verbrauchern die **Möglichkeit** eingeräumt werden, **zwischen Netztarifen mit und ohne zeitvariable Gestaltung zu wählen**. Solange im Segment der Kleinverbraucher ein grosser Teil der Verbraucher noch nicht mit einem Smart Meter ausgestattet ist, muss ohnehin auch weiterhin ein nicht-zeitvariabler Tarif vorgesehen werden, der dann auch den Verbrauchern mit Smart Meter, die grundsätzlich zum Adressatenkreis zeitvariabler Netzentgelte zählen, als Wahlmöglichkeit angeboten werden kann. Eine solche Wahlmöglichkeit macht aber selbstverständlich nur Sinn, wenn Verbraucher bei Nutzung des gesetzten Anreizes Einsparungen gegenüber dem nicht-zeitvariablen Tarif erzielen können.

Bei der **Bemessung zeitvariabler Netzentgelte** sollte vermieden werden, die Anreizstärke so auszuvariieren, dass ein *bestimmter* Umfang an Reaktion hervorgerufen wird; dies würde dem Wesen einer Preissteuerung nicht gerecht. Vielmehr sollte sich die Bemessung möglichst an den Ergebnissen der **Kostentreiberanalyse** orientieren. Hierdurch lassen sich, wie die Studie an verschiedenen Beispielen verdeutlicht, durchaus anreizstarke Bemessungen rechtfertigen, die den Verbrauchern nennenswerte Kosteneinsparungen durch Reaktion auf das Preissignal ermöglichen. So ergibt sich z. B. für einen **zweistufigen Arbeitspreis** bei der in Bild 6 veranschaulichten **einfachen statischen Gestaltung der Zeitfenster (Hochtarif ganzjährig montags bis samstags von 7:00 h bis 19:00 h, ansonsten Niedertarif)** eine netzkostenseitig gerechtfertigte **Spreizung zwischen Hoch- und Niedertarfniveau von knapp 4 Rp./kWh**.

Die mit der zeitvariablen Gestaltung der Netzentgelte verbundenen Nachteile beziehen sich in erster Linie auf den **Umsetzungsaufwand** und den insbesondere bei den Netzbetreibern anfallenden laufenden Aufwand für die Preisfestsetzung. **Komplexitätsaspekte und Risiken** sind aus Sicht der Gutachter eher **überschaubar bzw. ausgestaltungabhängig** und somit beherrschbar. Es sind auch **keine kritischen Wechselwirkungen** mit anderen Aspekten der Netztarifierung oder mit einer gleichzeitigen Einführung dynamischer Energiepreise zu erwarten. Auch die Beteiligung von Aggregatoren an der Nutzung und Vermarktung der Flexibilität – insbesondere für systemorientierte Zwecke – ist mit dem Konzept der zeitvariablen Netzentgelte vereinbar.

Die **Kombination von zeitvariablen Netzentgelten mit anderen Modellen** für die *netzdienliche* Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten – etwa für **kurative Eingriffe** durch den Netzbetreiber auf Basis einer pauschalen Vergütung – ist nicht prinzipiell kritisch, sondern grundsätzlich sogar empfehlenswert. Hierfür müssen die miteinander kombinierten Modelle aber sachgerecht aufeinander abgestimmt sein, damit sie sich nicht gegenseitig in ineffizienter Weise Potenziale für den Flexibilitätseinsatz «abschöpfen» und insgesamt nicht *übermässig* viel Flexibilität für netzseitige Zwecke binden. Hierzu sollte die Bemessung nicht nur der zeitvariablen Netzentgelte, sondern auch der Vergütung für den kurativen Flexibilitätseinsatz näherungsweise an den hierdurch langfristig vermeidbaren Netzkosten orientiert sein. Um eine solche **sachgerechte Abstimmung der Instrumente** bei der Vielzahl der Netzbetreiber in der Schweiz zu erreichen und möglichen Risiken aufgrund der nicht einheitlichen Entflechtung des Netzbetriebs entgegenzuwirken, ist es sinnvoll, entsprechende Rahmenvorgaben gesetzlich zu verankern und einer Aufsicht durch die ECom zu unterwerfen.

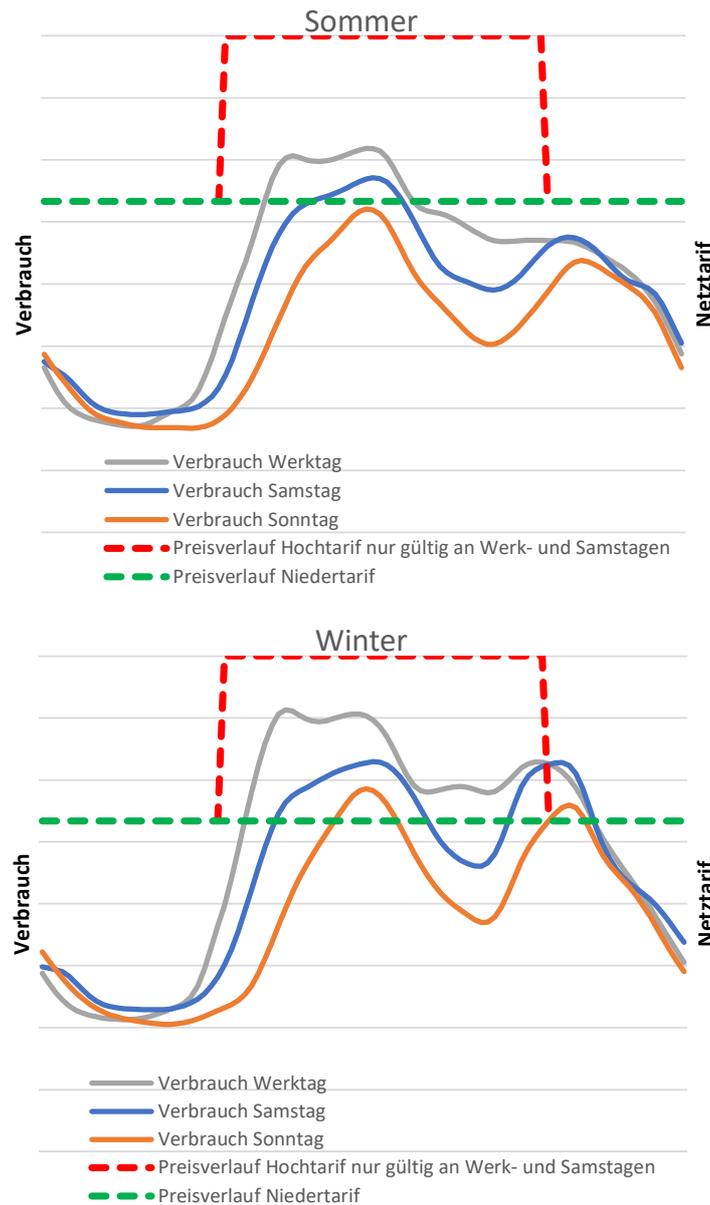


Bild 6 Beispiel für einen einfachen zweistufigen Netztarif mit statischen Preiszeitfenstern, hier (nur) orientiert am verbrauchsseitigen Belastungsprofil

#### THEMENFELD 4: Methodik der Kostenwälzung

Die in den nächsten Jahren und Jahrzehnten absehbare Zunahme der **dezentralen Erzeugung** führt dazu, dass die traditionelle Struktur des Stromtransports von den oberen zu den unteren Netzebenen zunehmend durch Einspeisungen in die unteren Ebenen und Rücktransporte von dort in die oberen Ebenen aufgeweicht wird. Zudem können in Gebieten mit sehr hohen Durchdringungen dezentraler Erzeugung Netzausbauerfordernisse entstehen und hierdurch die Netzkosten ansteigen. Um in Anbetracht dieser in Bild 7 zusammengefassten Entwicklungen weiterhin eine sachgerechte und faire Kostenallokation zu erreichen, sind **Anpassungen der Methodik für die Kostenwälzung** von den oberen zu den unteren Netzebenen anzuraten.

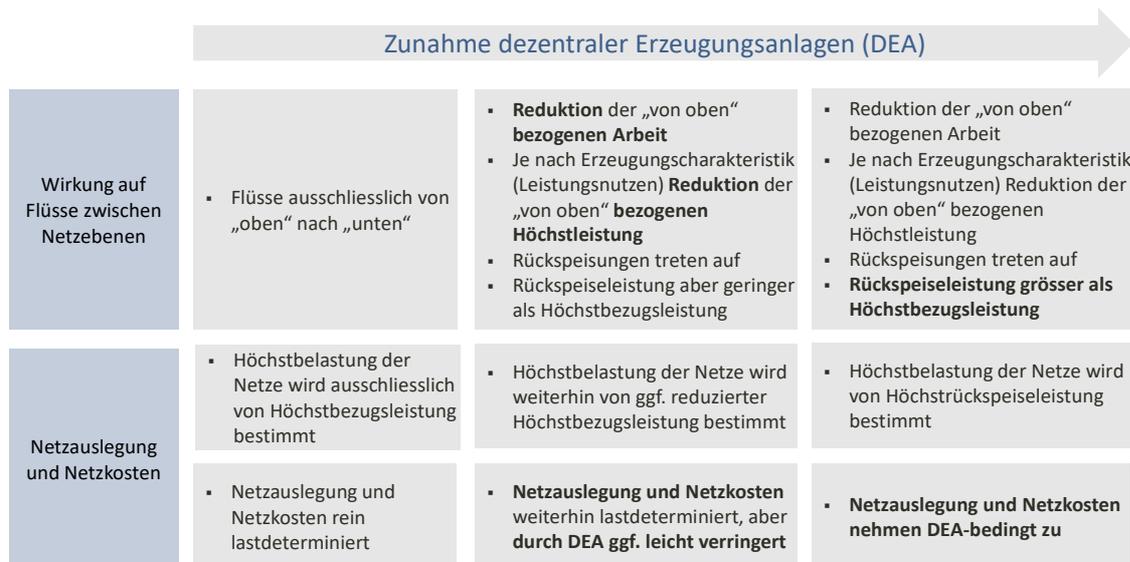


Bild 7 Auswirkungen zunehmender dezentraler Erzeugung auf Netzauslegung und -kosten

Der bereits mit der **Revision des StromVG vorgeschlagene Übergang von einem Brutto-Arbeitsauf ein Betragsnettoarbeits-Prinzip** bei der Kostenwälzung erscheint insbesondere unter der Prämisse sinnvoll, dass der über die Arbeit gewälzte Kostenanteil – wie ebenfalls vorgesehen – eher klein ist. Hiermit wird in Gebieten mit gewissen, aber im Vergleich zum Verbrauch eher geringen dezentralen Einspeisungen eine moderate Reduktion der aus den vorgelagerten Netzebenen herabgewälzten Kosten erreicht. Durch den Zusatz der Betragsbildung wird gleichzeitig vermieden, dass in Gebieten, in denen dezentrale Erzeugung in grösserem Umfang vorhanden ist und hierdurch Rückspeisungen auftreten, die Zuwälzung von Kosten aus den vorgelagerten Netzebenen in ungerechtfertigt starkem Ausmass reduziert wird, wie es beim Nettoprinzip der Fall sein kann. Der über die Leistung gewälzte Teil der Netzkosten wird bereits derzeit anhand der Netto-Leistung gewälzt.

Sofern zu erwarten ist, dass künftig – voraussichtlich eher langfristig – in einigen Tarifgebieten **dezentrale Erzeugung in so grossem Umfang** errichtet wird, dass die dortigen Netze hierfür ausgebaut werden müssen und in der Folge in diesen Gebieten die Netzkosten erheblich zunehmen, so sind **weitergehende Anpassungen der Wälzungsprinzipien** zu erwägen. Grund hierfür ist, dass bei einer Top-Down-Wälzung – unabhängig davon, ob diese nach Brutto-, Netto- oder Betragsnettoprinzip erfolgt – die lokalen netzseitigen Mehrkosten ausschliesslich lokal von den dort angeschlossenen Verbrauchern zu tragen sind. Dies wäre mit Blick auf das Ziel einer fairen Verteilung der mit dem (politisch gewünschten) Ausbau der dezentralen Erzeugung verbundenen Netzkostenzunahmen nur in begrenztem Mass als vertretbar anzusehen. Derartige Ausbaukosten können allerdings in der Schweiz schon heute teilweise über die Swissgrid sozialisiert werden (hierzu besteht ein Wahlrecht der Netzbetreiber bei Netzverstärkungen).

Ein auf solche Situationen abzielender Ansatz einer **bidirektionalen Kostenwälzung** kann, wie die quantitativen Analysen zeigen, zu erheblichen Verteilungswirkungen zulasten von Industrie- und anderen Verbrauchern mit Anschluss in der Netzebene 3 und 4 führen. Daher sollte diese Gestaltungsoption nur unter dem Vorbehalt einer weiteren vertiefenden Untersuchung in Betracht gezogen werden. Als weitere Lösungsansätze könnten – alternativ oder ergänzend zu dem bestehenden Wahlrecht der Sozialisierung – auch **Mechanismen der horizontalen Kostenwälzung**, d. h. eines regionsübergreifenden Kostenausgleichs, näher betrachtet werden. Zudem könnte auch eine Beteiligung von Erzeugungsanlagenbetreibern an der Netzkostentragung – beispielsweise über einmalige Zahlungen beim Anschluss von Anlagen an das Netz – zum Ausgleich etwaiger regionaler Mehrbelastungen der Verbraucher beitragen.

## ABSCHLUSSBEMERKUNGEN: Anreizsituation der Netzbetreiber

Die in dieser Studie untersuchten Themenfelder betreffen die Struktur und Bemessung der Netztarife und damit die Anreiz- und Verteilungswirkungen gegenüber den Netznutzern, nicht jedoch die Anreizsituation der Netzbetreiber. Sofern weiterhin davon ausgegangen werden kann, dass die Netzbetreiber ihre von der Regulierungsbehörde anerkannten Kosten vollständig über die Netztarife refinanzieren können, führen Änderungen der Netztarife nicht zu veränderten Anreizen für die Netzbetreiber. Falls ein Bedarf gesehen wird, diese Anreizsituation etwa mit Blick auf eine zügige und effiziente Realisierung von Kosteneinsparpotenzialen infolge dezentraler Erzeugung zu verbessern, müssten die Regelungen zur Kosten- und Erlösregulierung der Netzbetreiber, die zurzeit u. a. auf der sogenannten «Sunshine-Regulierung» beruhen, auf Weiterentwicklungsmöglichkeiten hin untersucht werden. Dies sieht auch die Revision des StromVG mit einer Evaluation der Regulierungspraxis und einer allfälligen Einführung einer Anreizregulierung vor. Alternativ oder ergänzend können auch weiterführende Vorgaben zu bestimmten Aspekten der Netzplanung wie z. B. zur Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung in den planungsrelevanten Netznutzungsszenarien oder zur Umsetzung des NOVA-Prinzips erwogen werden.

Hinsichtlich der Anreizsituation der Netzbetreiber stellt sich auch die Frage, inwieweit bei den Netzbetreibern mit einem Interesse daran gerechnet werden kann, die empfohlenen Weiterentwicklungen der Netztarife bei sich umzusetzen. Angesichts der grossen Zahl und Heterogenität der Netzbetreiber in der Schweiz ist eher zu erwarten, dass dies in uneinheitlicher Weise erfolgt, sofern hierzu nur allgemeinere Empfehlungen gegeben werden. Es sollte jedenfalls vermieden werden, dass die mit den betrachteten Optionen angestrebten Anreizwirkungen nicht erreicht oder unangemessene, nicht verursachungsgerechte Umverteilungen ausgelöst werden.

## Synthèse

### INTRODUCTION: contexte, objectifs et thématiques

Dans le cadre de la **révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité** (LApEI), la Suisse discute également des besoins en développement de la tarification du réseau et de l'énergie. Ce débat se justifie par les modifications fondamentales qu'a subies la structure de l'approvisionnement en électricité, avec la hausse de la production décentralisée d'électricité par exemple, en particulier sur la base des sources d'énergies renouvelables (production ER), la propagation des concepts d'autosuffisance et l'arrivée de nouveaux appareils de consommation contrôlables, et donc intrinsèquement plus flexibles. Ces développements soulèvent la question de savoir si les principes de tarification actuels seront à l'avenir encore en mesure d'avoir des effets d'incitation et de distribution suffisants pour les clients en électricité et les utilisateurs du réseau.

Plusieurs options de réforme ont été proposées au cours de ce débat. Ainsi l'Association faîtière des gestionnaires suisses des réseaux de distribution (DSV) a par exemple proposé de prélever des redevances de transport qui seraient inférieures pour les fournitures provenant d'installations de production proches du point de consommation que pour celles issues d'installations de production éloignées du point de consommation en relation avec le dépôt de garanties d'origine (GO). D'autres acteurs ont proposé d'accorder une réduction sur la rémunération d'utilisation des réseaux aux consommateurs d'électricité («Timbre local») qui utiliseraient de l'électricité provenant d'installations de production proches de leur lieu de consommation. Par ailleurs, le projet de révision de la LApEI comprend déjà diverses propositions d'amendement dans les domaines de la structure des tarifs de réseau, de la répercussion des coûts et de l'utilisation des flexibilités du côté de la consommation.

La présente étude examine et évalue ces **options et d'autres concernant le développement de la tarification du réseau** concernant leurs effets d'incitation et de distribution, leurs possibilités de mise en œuvre et les autres effets obtenus. L'étude a ainsi pour but de contribuer à la poursuite du débat politique sur cette thématique complexe en Suisse. Les options de développement prises en considération se répartissent sur quatre thématiques qui peuvent être examinées indépendamment les unes des autres, même s'il peut ponctuellement exister des interactions (figure 1):

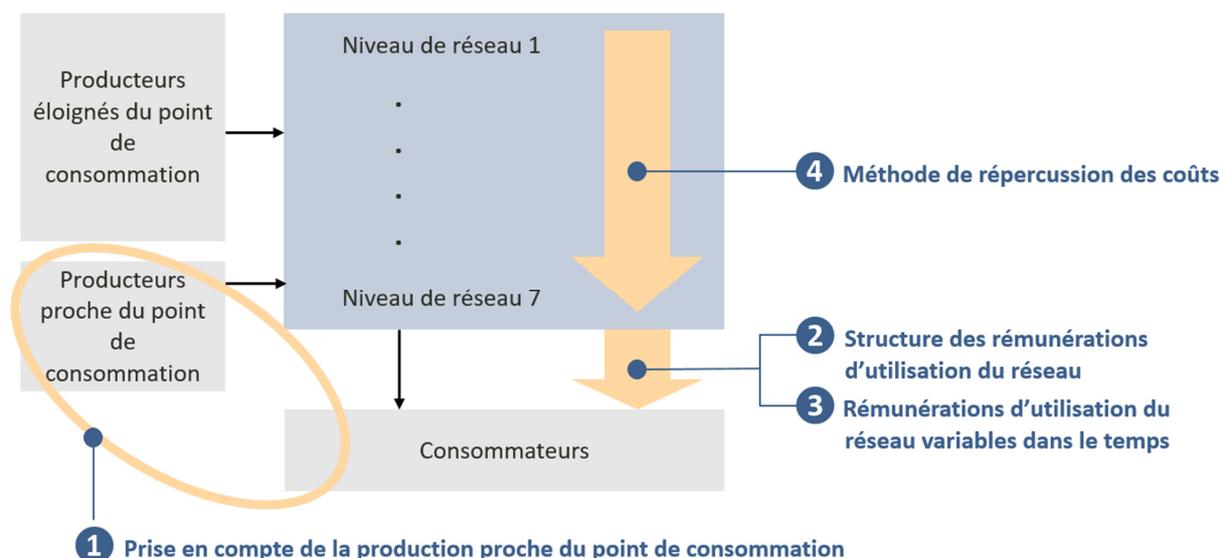


Figure 1 Vue d'ensemble des quatre thématiques examinées

1. **Prise en compte d'une production proche du point de consommation:** les installations de production décentralisées proches du point de consommation peuvent, dans certaines limites, contribuer à soulager les réseaux électriques et à faire économiser des coûts de réseau. L'étude porte sur la manière dont cet effet peut se répercuter sur la tarification du réseau de manière à créer une incitation tarifaire pour la construction de telles installations de production. Cette thématique comprend aussi les propositions citées plus haut d'éventuelles redevances de transport dans le système de GO ou d'un éventuel «timbre local».
2. **Structure des rémunérations d'utilisation des réseaux du côté de la consommation:** les tarifs de réseau des gestionnaires suisses de réseau de distribution comprennent généralement des éléments tarifaires de base, de travail et de puissance. C'est aux gestionnaires de réseau de calculer ces éléments tarifaires en tenant compte des dispositions légales. L'étude se pose la question de savoir si ces dispositions doivent éventuellement être amendées pour autoriser des tarifs de réseau les plus conformes possible au principe de l'origine des coûts.
3. **Rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps:** la flexibilité apportée par l'exploitation d'appareils de consommation industriels, mais aussi de plus en plus souvent d'appareils de consommation privés (par ex. chargeurs pour voitures électriques) peut jouer un rôle important pour le système d'approvisionnement en électricité. Une possibilité d'obtenir une utilisation *utile au réseau*, c'est-à-dire permettant d'éviter les congestions du réseau, de cette flexibilité consiste à concevoir des rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps. Une partie des gestionnaires suisses de réseau utilise d'ailleurs déjà cette possibilité. L'étude répertorie les options possibles, la manière dont déterminer des rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps justes et les conséquences en résultant pour les consommateurs. L'option très discutée en ce moment d'une *dynamisation* est également examinée. Il s'agit dans ce cas d'adapter les rémunérations d'utilisation du réseau à court terme en fonction de la situation de charge du réseau attendue.
4. **Méthode de répercussions des coûts:** une étape essentielle dans le calcul des tarifs de réseau réside dans la *répercussion des coûts* du niveau de réseau supérieur vers le niveau de réseau infé-

rieur. L'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) contient les prescriptions méthodologiques qu'il convient de réviser. L'étude se penche sur les options discutées, qui permettraient de suffisamment tenir compte des effets de la production décentralisée notamment.

### ANALYSE DES FACTEURS DE COÛT: base d'évaluation des options

Un critère d'évaluation essentiel, en particulier en ce qui concerne les *effets d'incitation* des tarifs de réseau, réside dans le **principe de l'origine des coûts** ou pour le dire plus simplement, en suivant les codes internationaux, de **réflectivité des coûts**. Ce critère se rapporte à la question de savoir si les tarifs sont en mesure de reproduire, de manière adéquate, les effets différents sur les coûts de réseau en fonction des décisions prises ou des comportements des utilisateurs du réseau. Si les décisions et les comportements sont bien reproduits, les effets sur les coûts du côté du réseau seront mieux «tarifés» en fonction des décisions des utilisateurs du réseau. Cette question concerne aussi bien les aspects *structurels* de la tarification, comme par ex. le choix de grandeurs de références pertinentes pour les éléments tarifaires, que les aspects *quantitatifs* comme le calcul et la pondération pertinents des éléments tarifaires.

Ce critère exige des connaissances sur les relations existant entre les *facteurs de coût*, à savoir les caractéristiques applicables à la planification et à l'exploitation du réseau pour les zones de desserte et les utilisateurs du réseau, et les *coûts de réseau*. Ces connaissances sont acquises par des **analyses de facteurs de coût** dans lesquelles les caractéristiques (potentiellement) pertinentes varient systématiquement pour autoriser une simulation de leur influence sur les coûts de réseau. Une telle analyse a également été réalisée pour cette étude. L'objectif n'était pas de trouver des relations différentes *sur le fond* pour la Suisse, parce que les réseaux électriques suisses ont pratiquement la même structure que ceux de l'étranger. L'objectif était bien plus d'acquérir des résultats valides sur les relations *quantitatives* en tenant compte des conditions-cadres ordinaires en Suisse. La figure 2 donne une vue d'ensemble méthodique de l'analyse ainsi réalisée.

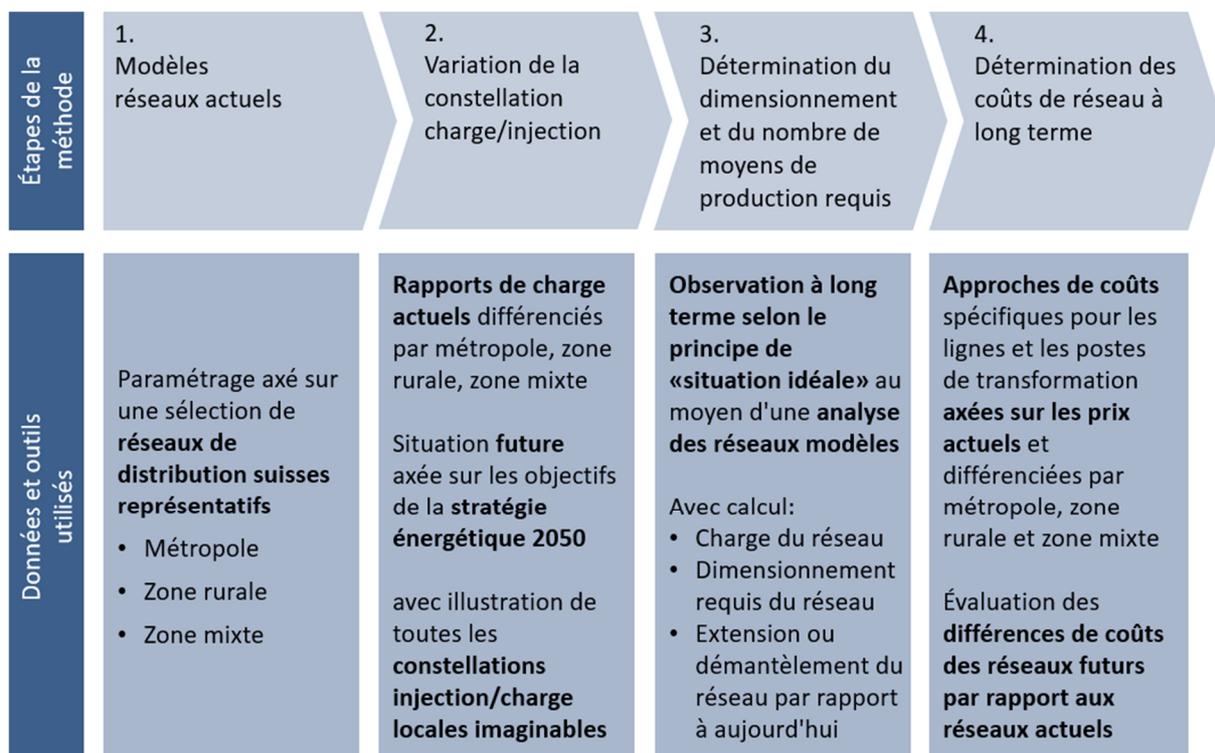


Figure 2 Vue d'ensemble méthodique de l'analyse des facteurs de coût

L'analyse des facteurs de coût se base sur des **modèles de situations de réseau représentatives** en Suisse. Pour bien couvrir toutes les options, des modèles de réseau ont été élaborés pour une métropole, pour une zone rurale et pour une zone mixte en se basant sur les connaissances des experts suite aux différentes évaluations réalisées pour des gestionnaires suisses de réseau de distribution. Dans la deuxième étape, l'objectif a consisté à trouver les **développements récents pertinents du côté de la consommation** (notamment dus à l'e-mobilité ou aux chauffages électriques) ainsi que **dans le domaine de la production décentralisée**. Sur cette base, l'étape trois a alors consisté à tenir compte des valeurs pratiques typiques de charge admissible des moyens de production pour calculer les **portées et dimensionnements requis à long terme pour les moyens de production** (en particulier les lignes et les transformateurs). Pendant l'étape quatre, des **valeurs de coûts** ont été déduites des calculs en se basant sur les taux ordinaires pratiqués.

Dans cette analyse, et en particulier pour la troisième étape, les hypothèses se sont basées sur une **«situation idéale»** pour obtenir des estimations valides sur les effets à long terme sur les coûts. L'approche contraire qui consisterait à n'évaluer que des étapes intermédiaires depuis un état initial donné, ne reproduirait que les coûts à court terme et dépendant de l'état initial. Le résultat trouvé correspond aux coûts à prévoir dans le cadre de l'agrandissement des réseaux dans les années à venir, qui sont souvent au centre des discussions sur les besoins d'agrandissement des réseaux. Les répercussions sur les coûts qui seront dus dans un avenir plus lointain pour l'agrandissement du réseau et le renouvellement du réseau existant ne seraient toutefois pas prises en compte dans une telle approche. Concernant la tarification du réseau, une approche donnant la priorité à une hausse des coûts à court terme semble moins adaptée étant donné que les tarifs reproduisent les effets *moyens* sur les coûts et ne doivent en aucun cas dépendre du fait qu'il y ait ou non des cas isolés de besoin *réel* d'agrandissement avec des coûts à la clé (principe de solidarité).

La justification est la suivante: si le besoin en capacité de réseau augmente par ex. à cause d'une hausse de la consommation, **l'agrandissement du réseau aura naturellement lieu progressivement**. Il ne serait donc pas judicieux de facturer les coûts supplémentaires dus d'un seul coup seulement *au* consommateur dont la hausse de consommation déclenche le besoin en agrandissement. Il est bien plus courant de lisser ces coûts sur tous les consommateurs (selon les principes de la tarification du réseau). Ceci doit alors aussi s'appliquer dans le cas contraire, c'est-à-dire quand un niveau d'agrandissement du réseau peut être reporté à cause des effets d'une action particulière d'un utilisateur du réseau (par ex. la construction d'une installation de production): les avantages financiers obtenus (à moyen terme éventuellement) ne doivent pas être individualisés sur tout leur montant, c'est-à-dire uniquement être imputés à celui grâce auquel l'agrandissement du réseau n'a pas eu lieu. Ceci vaut d'autant plus qu'il s'agit souvent d'avantages financiers provisoires si les besoins en capacité de réseau continuent d'augmenter.

Les principaux **résultats de l'analyse des facteurs de coût** utilisés pour traiter les quatre thématiques sont les suivants:

- Les **coûts de réseau** augmentent comme prévu quand la consommation augmente aussi. C'est la puissance soutirée simultanée maximale qui est en particulier déterminante pour le dimensionnement du réseau (**charge maximale du réseau**). Contrairement à ce que l'on a l'habitude de penser, cette dépendance ne concerne qu'une partie de 20 à 30 % des coûts de réseau. Une grande partie des 60 à 70 % des coûts restants ne dépend pas de la charge maximale du réseau, mais uniquement des **exigences structurelles** posées au réseau, comme notamment le nombre et l'emplacement des points de raccordement au réseau qui déterminent la longueur des lignes. Seule une très petite part des coûts de réseau, moins de 10 %, dépend directement de la **quantité d'énergie transportée**.
- La **production décentralisée** peut d'une part influencer sur la partie dépendante de la structure des coûts de réseau, en particulier si elle exige de nouveaux points de raccordement. D'autre part, elle a également une influence sur les flux de puissance dans le réseau et donc aussi sur la part des

coûts dépendante de la charge maximale du réseau et de celle dépendante du transport de l'énergie. Dans les zones dans lesquelles la consommation domine (toujours), la production décentralisée peut en partie contribuer à soulager le réseau et donc autoriser des *baisses* à long terme des coûts de réseau. Si en revanche la production devient le facteur déterminant pour le dimensionnement du réseau dans une zone, l'intégration d'autres installations de production décentralisées aura pour conséquence une *hausse* des coûts de réseau.

- Les **économies réalisables en relation avec la production décentralisée** sont généralement surtout réalisées dans les niveaux de réseau en amont du niveau de raccordement des installations de production. Les niveaux en amont restent toutefois absolument nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement habituelle, même si la production décentralisée devait largement percer. Des économies ne sont donc possibles que dans la mesure où les moyens de production peuvent être dimensionnés à plus petite échelle, voire même qu'on puisse dans certains cas complètement y renoncer.
- La **distance entre la production et la consommation** représente un facteur de coût de réseau important, mais uniquement en relation avec la dimension *physique*, à savoir les flux d'électricité réellement présents. Ces flux correspondent à la *totalité* des fournitures des producteurs aux consommateurs. Dans ce cadre, il faut tenir compte du fait que les transports ayant lieu dans deux sens opposés dans le réseau d'électricité s'annulent, ce qui n'est par exemple pas le cas pour la circulation des marchandises ou dans les télécommunications. La figure 3 l'illustre à titre d'exemple: elle représente deux situations d'approvisionnement ① (sur courte distance) et ② (au-delà des frontières de la commune). Si pour simplifier, on suppose que les producteurs et consommateurs représentés ont des profils de consommation ou d'injection similaires, ces deux situations produisent les mêmes flux d'électricité et posent donc les mêmes exigences au dimensionnement du réseau. Dans les deux cas, il n'y a pas de transport de courant dans la ligne de raccordement entre les communes. Pour le dimensionnement du réseau, le seul critère décisif réside donc dans les flux d'électricité présents et dans les distances *totales* parcourues par le cumul de tous les approvisionnements individuel. Les distances individuelles entre les installations de production et les consommateurs liés par des contrats ne présentent pas de rapport clair à cet égard et ne sont donc pas un facteur de coût pertinent.

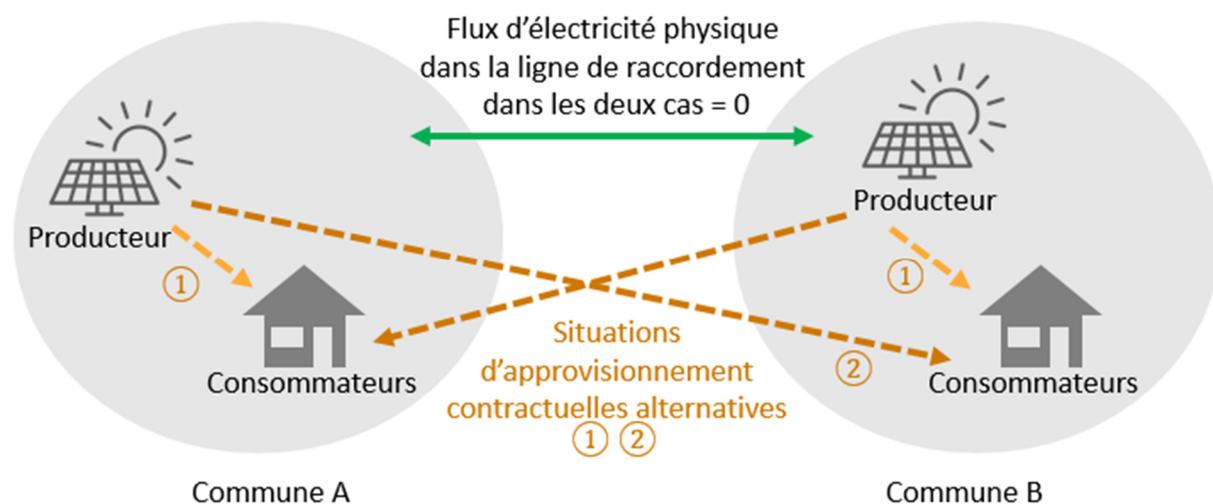


Figure 3 Exemple schématisé de visualisation de différentes situations contractuelles d'approvisionnement (① et ②), conduisant à des flux d'électricité physiques identiques

## THÉMATIQUE 1: prise en compte d'une production proche du point de consommation

L'analyse des facteurs de coût montre que la production décentralisée proche du point de consommation peut, dans certaines limites, contribuer à soulager les réseaux et donc à réaliser des économies de coûts de réseau à court terme (concernant les coûts de perte de réseau), mais aussi à long terme (sur les coûts d'infrastructure du réseau). L'objectif de tenir compte de ces effets sur les coûts dans la tarification du réseau afin de créer une **incitation, du côté du réseau, à construire des installations de production proches du point de consommation**, doit donc être **salué sur le fond**, sous réserve d'un examen des efforts nécessaires et de justification de la pertinence objective de cette incitation. Cette incitation devrait toutefois, dès le début, être limitée aux situations dans lesquelles une injection décentralisée supplémentaire contribuerait véritablement à une *baisse de la charge* des réseaux. Si dans une zone, le dimensionnement du réseau ne dépend plus de la consommation, mais du transport de l'énergie injectée de manière décentralisée et que la production décentralisée peut dans ce cas générer des *coûts supplémentaires*, cette incitation ne doit (plus) pas être accordée.

Comme aujourd'hui les tarifs de réseau ne prévoient pas la mise en place d'une telle incitation pour la production proche du point de consommation, il faudrait créer un **nouvel outil tarifaire**. Plusieurs options fondamentales ont été examinées à cet effet. Elles se différencient par deux caractéristiques importantes. D'une part, les versements associés aux options se rapportent à différents acteurs ou rôles, à savoir les *gestionnaires d'installation de production*, les *consommateurs* et/ou les *fournisseurs*. (Les fournisseurs peuvent être gestionnaires d'installation de production, mais pas obligatoirement.) D'autre part, les options se distinguent par le fait que pour l'octroi de l'incitation, il doit ou non y avoir une relation d'approvisionnement (transaction) entre les installations de production géographiquement proches et les consommateurs. L'option est alors considérée comme *dépendante d'une transaction* ou *indépendante d'une transaction*.

Sur la base de ces caractéristiques, l'étude identifie **cinq options**. L'analyse des effets des incitations et des possibilités de réalisation montre notamment que les options suivantes, désignées **par «A» et «D» dans l'étude, semblent les plus pertinentes et réalisables**. Les autres options envisagées en revanche présentent des inconvénients importants sans pouvoir surpasser les deux options choisies en ce qui concerne leur effet. Ceci vaut aussi pour la proposition de la DSV, dont les chances de réalisation sont discutables pour la production non proche du point de consommation au vu des redevances de transport proposées. Cette proposition serait aussi liée à des efforts d'ajustement et administratifs importants dans le système de GO pour la collecte (dépendante des transactions) des redevances de transport et leur distribution aux gestionnaires de réseau. Cette option, en fonction de la manière dont elle est conçue, peut aussi bloquer le marché à l'étranger.

### Option A: versement d'une rémunération par le gestionnaire de réseau au producteur

Cette option prévoit que les **exploitants d'installations de production proches du point de consommation se voient verser une rémunération par les gestionnaires de réseau**. Cette rémunération refléterait les économies de coûts de réseau attendues à court à long terme par l'injection décentralisée. Ces versements sont **indépendants d'une transaction**: ils ne dépendent pas des consommateurs approvisionnés par l'électricité produite, mais uniquement du fait que l'injection a lieu dans une zone du réseau dont le dimensionnement est principalement poussé par la consommation et pas par la production locale. Il n'y a pas de versements de ce type actuellement en Suisse. Il faut donc d'abord créer un cadre juridique avec toutes les réglementations relatives à leur refinancement, comme par exemple par le biais des rémunérations d'utilisation du réseau du côté de la consommation. De premier abord, rien ne s'oppose fondamentalement à la mise en place de tels versements. Mais il faut réfléchir au fait qu'il ne s'agit pas de rémunérations d'utilisation du réseau dans le sens de «frais d'utilisation» du réseau, mais d'une indemnité pour la contribution apportée à la baisse, dans certains cas seulement à long terme, des coûts. En Allemagne, ces versements sont par exemple appelés «rémunérations pour injection décentralisée» et représentent un élément tarifaire dédié, toujours versé au producteur. En Grande-Bretagne, en revanche, ils sont traités à la manière des rémunérations d'utilisation du réseau. Mais on y trouve aussi des éléments de rémunération précédés d'un signe négatif.

Sur les consommateurs, ces versements ne se répercutent pas sous la forme de rémunérations d'utilisation du réseau, mais par la part du prix de l'électricité liée à la mise à disposition de l'énergie: ils procurent aux **producteurs** concernés un **avantage concurrentiel relatif**, qui leur permet toutefois de proposer l'électricité produite à un prix plus avantageux. Ces versements, qui seraient refinancés par les rémunérations d'utilisation du réseau, sont une rémunération anticipée des économies à court à long terme réalisées, mais ils ne doivent pas être supérieurs à ces économies afin que la tarification du réseau puisse être considérée comme suffisamment axée sur les coûts sur la période concernée. Dans la mesure où les producteurs tiennent compte de ces paiements en abaissant leurs prix d'offre par rapport à la situation sans ces paiements (ce qu'ils ne sont pas obligés de faire, mais sont encouragés à le faire dans la situation concurrentielle), ces paiements profitent (immédiatement) aux consommateurs finaux de l'énergie produite localement, comme c'est le cas pour l'option D.

Cette option présente divers avantages par rapport aux autres options. Les experts considèrent donc qu'il faut la privilégier compte tenu des critères examinés dans la présente étude:

- Les versements sont dans ce cas payés directement aux exploitants des installations qui causent les économies de coûts de réseau attendues et présentent donc un **degré élevé de réflectivité des coûts**, sous réserve d'un calcul objectif.
- L'incitation ainsi créée peut être octroyée indépendamment des acteurs (producteurs, planificateurs ou consommateurs) portant le projet d'installation de production et peu importe les relations d'approvisionnement commerciales entre les producteurs, les fournisseurs et les consommateurs. La **portée de cette incitation** semble donc supérieure, ce qui peut favoriser l'atteinte des objectifs de développement ER.
- L'option permet aussi d'éviter divers inconvénients liés à une réalisation dépendante d'une transaction. Les **efforts administratifs** sont moindres étant donné qu'il ne faut pas d'informations sur les relations d'approvisionnement pour déterminer les rémunérations d'utilisation du réseau. Les versements indépendants d'une transaction peuvent également être conçus pour dépendre au choix du **travail ou de la puissance**. Dans le dernier cas, il sera possible de procéder à des **versements périodiques, mais aussi uniques**.

L'inconvénient réside toutefois dans le fait que cette option ne s'appuie pas sur des éléments de rémunération existants, mais qu'il faudra mettre en place un **nouvel élément tarifaire**. Une telle démarche exige donc une adaptation du cadre légal supérieure à celle de l'option D.

Pour éviter que cet élément tarifaire ne conduise à un subventionnement croisé injustifiable sur le plan de l'économie de réseau, son **calcul** doit se baser sur les **économies de coûts de réseau** prévues du court au long terme. (On pourrait donc l'appeler «**compensation côté producteur des économies de coûts de réseau**».) Selon l'analyse des facteurs de coût, ces économies dépendent largement de la technologie de production et de la structure de la zone. Pour les **installations CCF** qui sont celles qui injecteront de l'électricité avec la plus grande probabilité au moment de la charge maximale du réseau en hiver, les économies seraient comprises dans une fourchette **entre 250 et 400 CHF par kW de puissance installée**, en cumul sur la durée de vie de l'installation, c'est-à-dire à titre «unique». **Dans le cas d'installations PV** qui ne contribuent que peu à l'abaissement de la charge maximale du réseau à cause de leur injection limitée aux journées et heures ensoleillées, ces valeurs ne seraient comprises dans une fourchette que de **10 à 20 CHF au kW**. (ceci vaut aussi dans le cas d'une association avec des batteries de stockage, car celles-ci ne servent que de stockage de jour et ne contribuent donc pratiquement pas à réduire la charge maximale du réseau. Le regroupement de plusieurs installations PV et batteries de stockage, par exemple dans le cadre d'un concept de quartier, n'y change rien car ce type d'installation ne permet pas non plus d'atteindre un stockage longue durée de l'énergie produite.) **Si on convertit ces chiffres à la quantité d'énergie produite, on obtient un montant de 1,0 à 1,6 cts/kWh pour les installations CCF et de 0,08 à 0,16 cts/kWh pour les installations PV**. La figure 4 montre les effets sur l'exemple d'installations au niveau de réseau (NR) 7 dans une zone mixte. Dans la fourchette jusqu'à une puissance moyenne de l'installation par raccordement d'abonné de 10 kW environ, on peut constater un potentiel d'économies de coûts de réseau qui s'élève à près de

300 CHF pour les installations CCF et à près de 15 CHF par kW de puissance produite pour les installations PV. **Au-delà de la limite tracée en rouge** d'env. 13 kW par raccordement d'abonné, les **coûts du réseau** seraient en revanche à la hausse.

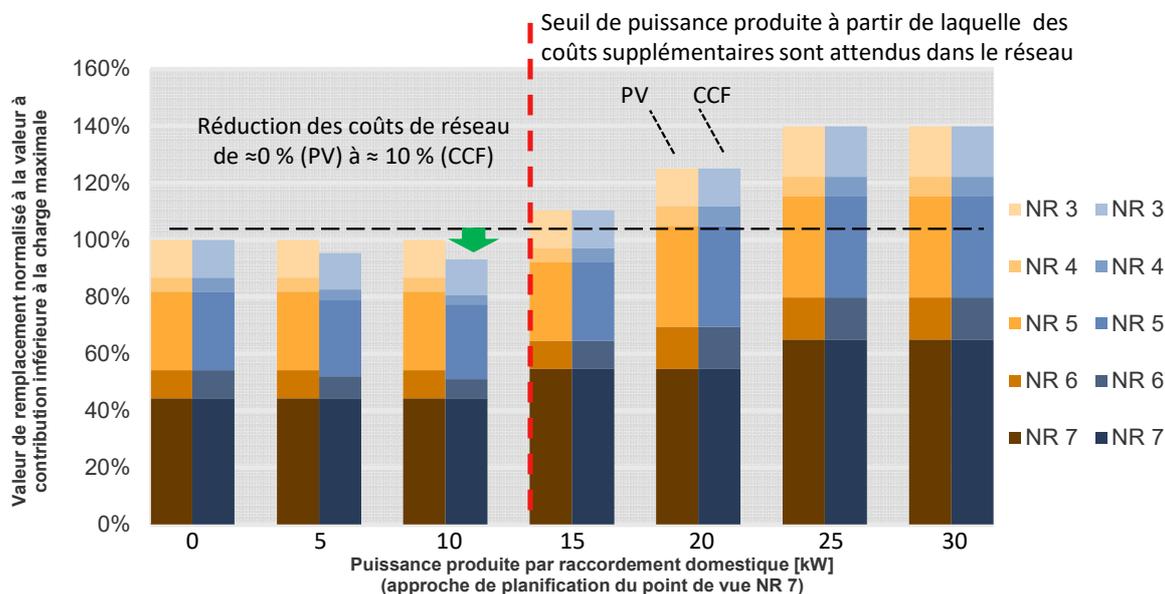


Figure 4 Effets sur les coûts de réseau de la production décentralisée sur l'exemple d'installations CCF (en bleu) et d'installations PV (en orange) dans une zone mixte

En cas de calcul compris dans le cadre cité plus haut, les versements aux exploitants d'installations de production seraient pratiquement compensés par les économies attendues à court ou long terme. **À court terme**, cette règle ne s'appliquerait qu'aux économies dues à une **baisse des pertes de réseau**. Il s'agit dans ce cas des économies les plus importantes (même si elles restent relativement faibles) pour les **installations PV**. Les **économies dans le secteur de l'infrastructure de réseau** ne peuvent en revanche qu'être réalisées à **moyen ou long terme**. Ces économies se produisent en particulier sur les **installations de production contrôlables comme c'est le cas des CCF**. Les parts relevant de ces économies des versements seraient donc provisoirement refinancées par l'augmentation des rémunérations d'utilisation du réseau du côté de la consommation dans la zone de tarif de réseau concernée si aucun autre mode de financement n'est choisi. Du point de vue des experts, cette hausse resterait dans une fourchette raisonnable de quelques dixièmes de cts/kWh.

#### Option D: réduction de la rémunération pour les consommateurs qui consomment de l'électricité produite à proximité du point de consommation

Cette option s'appuie sur les rémunérations d'utilisation du réseau du côté de la consommation déjà existantes et prévoit que les consommateurs se voit accorder une **réduction de la rémunération** quand et dans la mesure où ils consomment de l'électricité provenant d'installations de production à proximité de leur point de raccordement au réseau («**Timbre local**»). Dans ce cas, l'octroi de l'incitation dépend des relations d'approvisionnement et est donc dépendant d'une transaction. Ce concept serait moins réflexif au niveau des coûts parce que selon les résultats de l'analyse des facteurs de coût, les coûts de réseau ne dépendent pas des différentes relations d'approvisionnement, mais des flux d'électricité globaux. Ainsi la réduction ne serait octroyée éventuellement que dans la situation ① et pas dans la situation ② pour les situations visibles dans la figure 3 alors que les deux situations entraînent les mêmes flux d'électricité.

Dans ce cas toutefois, les consommateurs obtiennent une réduction immédiate et sûre s'ils décident de se faire approvisionner par des installations de production à proximité. Cette incitation pour favoriser la production décentralisée locale reprend l'**idée de l'approvisionnement en électricité de quartier** dans

laquelle les projets d'installation de production sont portés par des (groupes de) consommateurs. Cette option peut être comparée au modèle français de «**consommation propre collective**».

Dans le cas de cette option, les projets lancés par des **producteurs ou des planificateurs** sont **favorisés moins directement** parce qu'il faut d'abord trouver des clients d'électricité à proximité du site de l'installation pour profiter de la réduction financière. De par sa dépendance à une transaction, cette option requiert aussi plus d'**efforts administratifs** que l'option A, étant donné qu'il faut tenir compte des relations d'approvisionnement pour la détermination des rémunérations d'utilisation du réseau. Par ailleurs, elle n'est réalisable que sous la forme d'une réduction de la rémunération *liée au travail*. La conformité avec le cadre légal de l'UE, qui n'est pas contraignant pour la Suisse, peut éventuellement poser des questions: une réduction des rémunérations d'utilisation du réseau pour les approvisionnements à proximité devrait, du moins sous la forme abstraite, être considérée comme dépendante de la distance, à la manière des tarifs de zone dans le trafic local, et les rémunérations d'utilisation du réseau dépendantes d'une distance ne sont pas autorisées en UE. Son application en France et les discussions similaires dans d'autres pays de l'UE tels que l'Autriche et le Luxembourg laissent toutefois penser que tous les pays n'interprètent pas cette prescription de la même manière.

Les **bonnes perspectives politiques de réalisation** à cause de sa relation avec l'idée d'électricité de quartier et l'existence des éléments tarifaires parlent en faveur du choix de cette option comme option de secours à l'option A privilégiée par les experts. Comme pour l'option A, le **calcul** des réductions de rémunération octroyées devrait s'appuyer sur le montant des **effets attendus sur les coûts dans le réseau**. (On pourrait alors parler de «**timbre local réfectif sur les coûts de réseau**» pour simplifier.) Les propositions correspondantes dans les milieux politiques vont bien au-delà de ces réflexions en proposant même une réduction des prix du travail de 50 %. Une telle approche conduirait à un subventionnement croisé important des consommateurs qui en profiteraient par les autres consommateurs. Par exemple, le rabais accordé pour les installations PV dans le cadre du projet pilote de Walenstadt constituerait des subventions croisées de plus de 95 %. L'augmentation nécessaire pour le refinancement des rémunérations ordinaires du réseau pourrait alors atteindre un ordre de grandeur de plusieurs cts/kWh à moyen à long terme. Cette solution semble donc politiquement plus fragile pour des concepts conformes au principe de l'origine des coûts.

### Aspects concernant la mise en œuvre des options A et D

La mise en œuvre de l'une des options A ou D exige d'autres décisions concernant sa conception. Parmi ces décisions, il faudra définir la délimitation de la «proximité» avec laquelle l'électricité injectée par une installation de production doit être consommée physiquement (option A) ou sur la base des relations d'approvisionnement (option D) pour que l'on puisse parler de production proche du point de consommation. Du point de vue des experts, une délimitation au niveau des districts d'approvisionnement des sous-stations (niveau de réseau 4) ou des postes de transformateur (niveau de réseau 6) semble la plus judicieuse. En alternative, il est également possible d'envisager une délimitation non technique, comme par ex. l'appartenance à la même commune politique pour éviter que les utilisateurs de réseau entre lesquels passe une frontière technique de district d'approvisionnement soient traités différemment.

Pour déterminer un critère permettant de constater si le dimensionnement du réseau dans une zone est encore poussé par la consommation ou s'il est déjà poussé par la production, on peut s'appuyer sur la charge maximale annuelle et la puissance produite installée dans la zone concernée. Dans ce cas, un concept progressif dans lequel l'incitation accordée serait réduite forfaitairement à la moitié de son calcul normal dans les «zones grises» (celles où la situation n'est pas claire) peut éventuellement s'avérer judicieux (pour ne pas supprimer entièrement la réduction).

### Évaluation comparative des options A et D

Comme le montre le récapitulatif du tableau 1, les options A et D présentent toutes deux des avantages et des inconvénients de sorte qu'il faut peser les différents aspects des effets pour faire un choix entre les deux options.

	Option A	Option D
Principaux avantages	<ul style="list-style-type: none"> <li>indépendante de la transaction et de la distance; réflectivité des coûts</li> <li>Concerne aussi bien les projets de production lancés par des consommateurs que ceux lancés par les producteurs</li> <li>Généralement applicable sur la production propre</li> <li>Conception flexible: en fonction du travail ou de la puissance, paiement périodique ou unique</li> <li>Moins d'efforts administratifs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>S'appuie sur un élément tarifaire existant</li> <li>Réduction directe assurée pour les rémunérations d'utilisation du réseau pour les consommateurs «participants»</li> <li>Reprend l'idée d'électricité de quartier</li> <li>bonne acceptation politique et chances de réalisation prévues</li> </ul>
Principaux inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exige un nouvel élément tarifaire</li> <li>Pas de réduction directe assurée pour les consommateurs respectivement approvisionnés</li> <li>Éventuellement moins bonne acceptation politique et moins bonnes chances de réalisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépendant d'une transaction et de la distance, donc moins de réflectivité des coûts</li> <li>Conformité avec le droit de l'UE incertaine</li> <li>Rend les projets de production lancés par des producteurs plus difficiles</li> <li>Ne s'utilise pas sur la production propre</li> <li>Plus complexes sur le plan administratif</li> <li>Plus sensible à une conception non conforme au principe de l'origine des coûts</li> </ul>

Tableau 1 Principaux avantages et inconvénients des options A et D

Du point de vue des experts, il serait fondamentalement aussi possible d'autoriser les deux options et de laisser les gestionnaires de réseau choisir. Une telle opération ne devrait toutefois avoir lieu qu'à condition que la **possibilité de choisir** puisse être supprimée à une date ultérieure quand l'une des deux options sera définitivement choisie. En effet, il est possible que des évolutions négatives, en ce qui concerne par exemple le montant des versements ou des réductions, ou que des différences importantes se fassent jour concernant l'efficacité des options. Pour identifier de telles dérives, il faudrait continuellement **observer et évaluer** les effets des deux options. Ceci permettrait d'identifier les éventuelles différences concernant la répartition des coûts de réseau supportés. Il faudrait toutefois pouvoir les affecter à des différences dans le calcul des incitations et leur octroi. En réalité, les deux options ont en effet pour conséquence que les réductions liées à la production proche du point de consommation sont refinancées par les consommateurs qui ne sont pas approvisionnés par ces installations (ce qui serait à considérer comme un subventionnement croisé dans le cas d'un calcul trop élevé des incitations).

Avant une éventuelle réalisation, il faut minutieusement analyser les **efforts et le bénéfice** de ces options de développement. Comme le montre l'examen quantitatif et si le calcul est conforme aux coûts, le bénéfice eu égard aux incitations de construction d'installations de production décentralisées proches du point de consommation serait relativement limité pour la production non contrôlable comme c'est le cas des installations PV, mais nettement supérieur en revanche pour la production contrôlable comme les installations CCF. Dans l'option A, les efforts de mise en place seraient en particulier liés au lancement d'un nouvel élément tarifaire alors que pour l'option D, ce serait la gestion courante des rémunérations dépendantes d'une transaction du réseau.

## THÉMATIQUE 2: structure des rémunérations d'utilisation du réseau du côté de la consommation

Selon l'analyse des facteurs de coût, les coûts de réseau ne dépendent qu'en faible partie des **demandes de puissance** des consommateurs, mais en revanche largement d'**exigences structurelles**, qui concernent surtout la longueur de ligne requise. La figure 5 illustre à titre d'exemple. On y voit la manière dont les coûts de réseau (sur une observation à long terme reposant sur le «principe de situation idéale») dépendent de la contribution moyenne à la charge maximale par raccordement domestique

par rapport à la charge maximale totale du réseau au niveau de réseau 7 avec des conditions pour le reste identiques. En cas d'augmentation à la contribution à la charge maximale, les coûts n'augmentent que sous-proportionnellement. Lorsque la contribution à la charge maximale est par exemple doublée de 10 kW à 20 kW (augmentation de 100 %), les coûts eux n'augmentent que de 30 % environ.

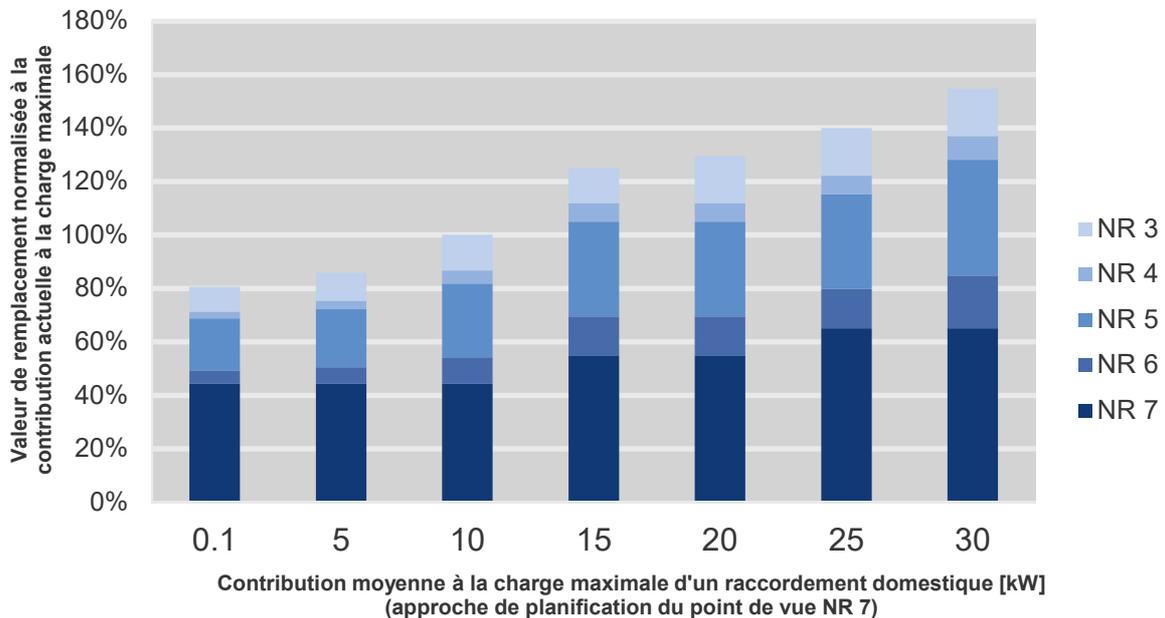


Figure 5 Influence des contributions à la charge maximale des consommateurs au niveau de réseau 7 sur le niveau des coûts de réseau à long terme dans une zone mixte

Ces résultats semblent indiquer que dans les tarifs de réseau actuels, les éléments tarifaires associés au travail sont surpondérés pour les petits consommateurs observés dans cette étude au niveau de réseau 7. Pour obtenir une meilleure réflectivité des coûts, il faudrait envisager une **hausse nette des éléments tarifaires fixes, en particulier des prix de base, tout en abaissant les prix du travail**. Les études montrent que les **effets de redistribution** associés à un tel changement tarifaire ne seraient certes pas négligeables pour les consommateurs consommant peu. Néanmoins, même avec une hausse de la part des recettes couverte par des composants tarifaires indépendants de l'usage jusqu'à environ 50 %, ils ne seraient pas injustifiés (en tenant compte des contributions aux coûts du réseau sous-jacent couverts par des contributions de raccordement au réseau).

Ceci ne s'applique pas seulement aux consommateurs sans mesure de puissance, pour lesquels généralement seuls les prix de base et de travail sont collectés, mais aussi aux consommateurs avec mesure de la puissance. Si la part des recettes couverte par les prix de puissance de ces consommateurs est dans une fourchette de 20 à 30 %, il faudrait dans ce cas envisager une baisse des prix de travail ou de préférence plutôt augmenter les prix de base.

**Alternativement**, on pourrait dans ce cas aussi, dans une certaine mesure, envisager une **hausse des prix de puissance** en s'appuyant sur la réflexion que pour beaucoup de consommateurs, la puissance soutirée maximale est relativement stable et que l'on obtiendrait ainsi aussi une hausse de la partie «fixe» des rémunérations. (Ce type conventionnel de prix de puissance doit être distingué du terme "prix de puissance dynamique", qui est parfois utilisé dans le débat actuel et ne se réfère qu'à un quart d'heure et est donc équivalent à un prix de travail dynamique). Concernant les consommateurs disposant d'appareils de consommation flexibles, il ne faut pas oublier que si le prix de la puissance basé sur la puissance annuelle maximale individuelle est trop élevé, il inciterait à utiliser la flexibilité de manière à réduire au minimum la valeur maximale **individuelle** de la puissance soutirée. Ceci ne doit donc en aucun cas entraîner une baisse de la **charge maximale collective**, déterminante pour le dimensionnement du réseau. Dans les niveaux de réseau 6 et 7 justement, les «degrés de simultanéité» des profils de consommation sont en effet très faibles. La probabilité que la charge maximale individuelle d'un

consommateur survienne en même temps que la charge maximale du réseau est donc relativement réduite aussi. Même avec la construction attendue d'un grand nombre de stations de charge de véhicules électriques, ceci ne va pas changer fondamentalement, mais seulement progressivement. Cette incitation peut donc entraîner une utilisation inefficace de la **flexibilité** précieuse pour le consommateur, mais aussi pour le système d'approvisionnement en électricité. Son **utilisation à des fins utiles pour le réseau ou le système** doit de préférence être incitée par d'autres outils, comme par ex. avec des rémunérations d'utilisation du réseau ou des prix de l'énergie variables dans le temps (voir plus bas). Pour limiter l'incitation inefficace décrite plus haut, on pourrait envisager de collecter le prix de puissance pas sur la puissance soutirée maximale mesurée mais sur celle contractuellement convenue, afin d'en faire un concept plus «fixe». Ceci exigerait toutefois des efforts supplémentaires de gestion de ces accords de puissance (capacités de raccordement) et ne pourrait donc être envisagé que pour les grands consommateurs, dont la puissance est déjà mesurée aujourd'hui dans ces niveaux de réseau.

Au vu de ces réflexions, les experts pensent qu'il serait aussi judicieux d'exiger, en plus du prix de travail, un prix de base raisonnablement élevé aux petits consommateurs disposant d'un **Smart Meter**. Dans le cas du prix du travail, on pourrait proposer à ces consommateurs (en option pour des raisons liées à la protection des consommateurs) une conception variable dans le temps et éventuellement dynamique pour les inciter à faire une utilisation utile au réseau des éventuels appareils de consommation flexibles dont ils disposent (voir thématique 3).

### THÉMATIQUE 3: rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps (éventuellement dynamiques)

Les rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps peuvent inciter les consommateurs à exploiter leurs appareils de consommation flexibles de manière utile au réseau. Un tel contrôle des prix peut en particulier contribuer à **prévenir ou du moins atténuer les charges critiques pour le réseau**. Les rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps sont en revanche moins adaptées aux ajustements *curatifs* de la consommation dans les situations avec des charges de réseau critiques imminentes parce qu'il n'est pas possible de prévoir avec précision comment vont réagir les consommateurs à un signal de prix. Les réglementations qui autorisent les gestionnaires de réseau à intervenir *directement* sont plus adaptées dans ce cas. Mais cela n'empêche pas la mise en place ou la conservation et le développement de rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps. Bien au contraire: parce qu'il s'agit d'un **outil de gestion proche du marché**, les rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps présentent de nets avantages par rapport aux modèles qui s'appuient sur des décisions unilatérales prises par les gestionnaires de réseau. Elles confèrent aux consommateurs **la possibilité de choisir** et rendent donc leurs préférences en relation avec l'utilisation de leur flexibilité transparentes. Elles peuvent ainsi contribuer à une utilisation efficace des flexibilités du côté de la consommation pour les différentes utilisations prises en considération (côté de la consommation, du réseau et du système). Du point de vue des experts, il faut donc privilégier la mise en place ou le développement de rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps, **associé(e) à des modèles de gestion curative des congestions** à condition que leur but soit une utilisation utile au réseau de la flexibilité du côté de la consommation.

L'analyse montre que **l'éventail des options possibles** et des exigences pour des rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps est important. Sur le principe, le développement doit de préférence reposer sur une approche la plus simple possible, qui pourra ensuite être affinée au fil du temps. On pourrait ainsi par exemple se baser sur la tarification à deux niveaux de prix (haut/bas tarif) déjà établie chez de nombreux gestionnaires de réseau en Suisse et sur des créneaux de tarification déterminés par voie statistique. Dans ce cas, les options de développement se rapportent notamment au nombre de niveaux tarifaires, à la granularité des créneaux, au type et à la granularité de dépendance par rapport au lieu et aux délais de fixation des prix.

Une détermination à *court terme* des niveaux et/ou créneaux, par exemple pour le lendemain, c'est-à-dire une **dynamisation des rémunérations de réseau**, n'est actuellement que peu pratiquée en Suisse. Selon les estimations de l'EiCom, elle n'est d'ailleurs possible que sous certaines conditions qui se rapportent entre autres à la transparence des règles selon lesquelles l'évolution des prix est fixée.

Par principe, les experts pensent que la dynamisation des rémunérations de réseau serait un développement cohérent et préconisé de cet outil, en particulier lorsque la charge du réseau est fortement influencée par des facteurs prévisibles à très court terme seulement, comme par exemple la quantité d'injection ER.

Pour des raisons liées à la protection des consommateurs, il faut donner la **possibilité** aux consommateurs de **choisir entre des tarifs de réseau avec et sans variabilité dans le temps**. Tant que dans le segment des petits consommateurs, une grande partie des consommateurs n'est pas encore équipée de Smart Meters, il faut de toute façon prévoir un tarif non variable dans le temps qui peut ensuite être proposé au choix aux consommateurs disposant d'un Smart Meter, qui font par principe partie du cercle de destinataires possibles pour les rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps. Une telle option n'est cependant judicieuse que si les consommateurs peuvent réaliser des économies par rapport au tarif non variable dans le temps lorsqu'ils utilisent cette incitation.

Pour le **calcul des rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps**, il faut éviter que l'incitation entraîne une étendue *prédéfinie* de réactions, car cela ne serait pas conforme à l'essence même du contrôle des prix. L'objectif serait bien plus d'axer le calcul le plus possible selon les résultats de l'**analyse des facteurs de coût**. Ceci permettrait, comme le montre l'étude sur plusieurs exemples, de justifier des calculs avec une forte incitation qui autorisent les consommateurs à réaliser des économies substantielles en réagissant au signal de prix. Pour un **prix du travail à deux niveaux** dans le cas d'une **conception statique simple des créneaux (haut tarif toute l'année du lundi au samedi de 7h00 à 19h00, bas tarif le reste du temps)** telle qu'illustrée dans la figure 6, l'on obtiendrait ainsi une **différence justifiée au niveau des coûts de réseau entre haut tarif et bas tarif de près de 4 cts/kWh**.

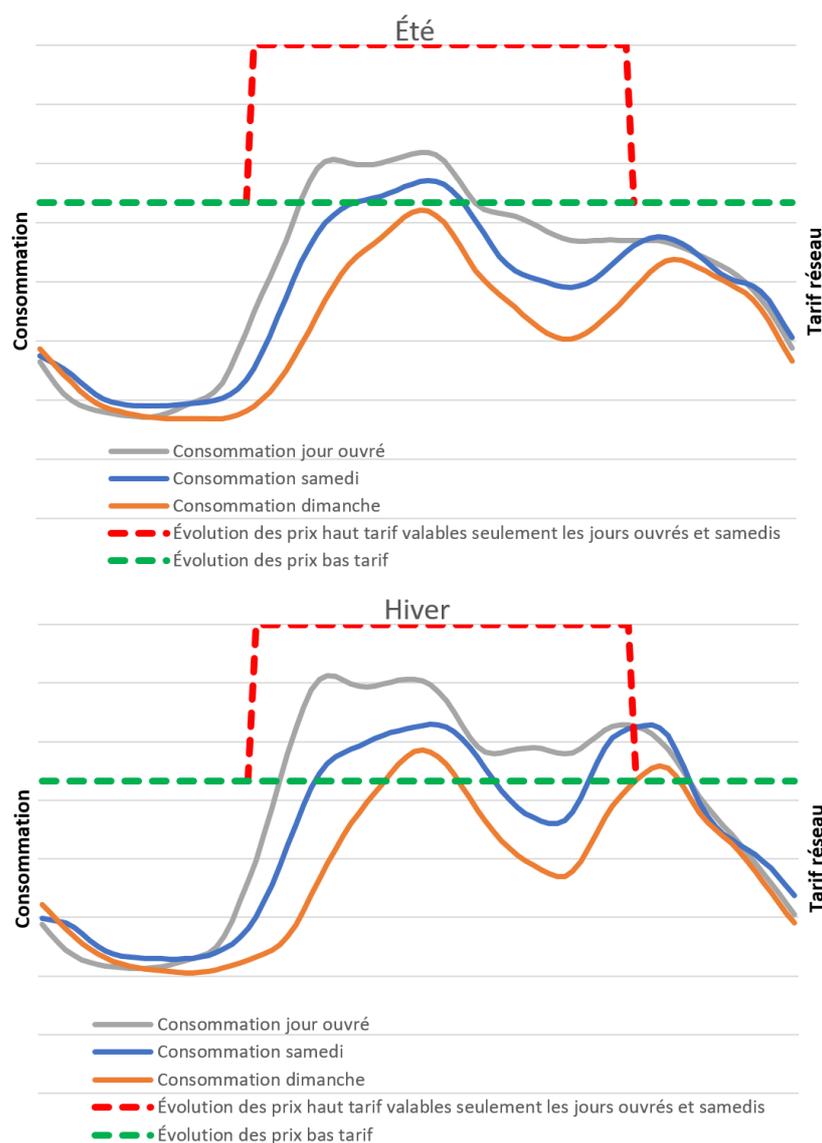


Figure 6 Exemple de tarif de réseau à deux niveaux simple avec des créneaux statiques, dans ce cas (uniquement) axé sur le profil de charge du côté de la consommation

Les inconvénients associés à une réalisation variable dans le temps des rémunérations d'utilisation du réseau se rapportent en premier lieu aux **efforts liés à sa mise en place** et en particulier aux efforts que devront faire les gestionnaires de réseau pour fixer les prix. Du point de vue des experts, les **aspects liés à la complexité et les risques** sont plutôt **modérés et dépendent de l'application choisie**. Ils restent donc contrôlables. **Aucune interaction critique** avec d'autres aspects de la tarification du réseau ou avec le lancement simultané de prix dynamiques de l'énergie n'est pas non plus prévisible. La participation d'agrégateurs pour l'utilisation et la commercialisation de la flexibilité, en particulier à des fins axées sur le système, est également possible avec le concept de rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps.

L'**association de rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps et d'autres modèles** pour l'utilisation *utile au réseau* des flexibilités du côté de la consommation, comme par exemple pour des **interventions curatives** par les gestionnaires de réseau sur la base d'une rémunération forfaitaire, n'est pas critique sur le principe, mais même recommandée sur le fond. Dans ce cas, les modèles associés doivent être bien assortis pour ne pas «épuiser» de manière inefficace l'utilisation des flexibilités et ne pas *inutilement* bloquer beaucoup de flexibilité à des fins du côté réseau. Pour y arriver, le calcul non seulement des rémunérations d'utilisation du réseau variables dans le temps, mais aussi de la rémunération de l'intervention curative des flexibilités, doit s'approcher le plus possible des coûts

de réseau qui peuvent être évités à long terme grâce à elles. Pour obtenir une telle **concertation des outils** avec le grand nombre de gestionnaires de réseau présents en Suisse et éviter les éventuels risques liés à une séparation non unifiée des activités d'exploitation du réseau, il faut ancrer des dispositions légales dans la réglementation et les soumettre à la surveillance de l'EICOM.

#### THÉMATIQUE 4: méthode de répercussions des coûts

L'augmentation prévisible dans les années et décennies à venir de la **production décentralisée** a pour conséquence que la structure traditionnelle du transport de l'électricité du niveau supérieur du réseau vers son niveau inférieur sera de plus en plus souvent assouplie par des injections dans les niveaux inférieurs et des transports depuis ces niveaux vers les niveaux supérieurs. Dans les zones dans lesquelles la production décentralisée s'impose fortement, il faudra peut-être prévoir d'agrandir les réseaux, ce qui fera augmenter les coûts de réseau. Pour obtenir une allocation conforme et juste des coûts compte tenu des développements résumés dans la figure 7, il est conseillé d'**ajuster la méthode de répercussion des coûts** des niveaux de réseau supérieurs vers les niveaux inférieurs.

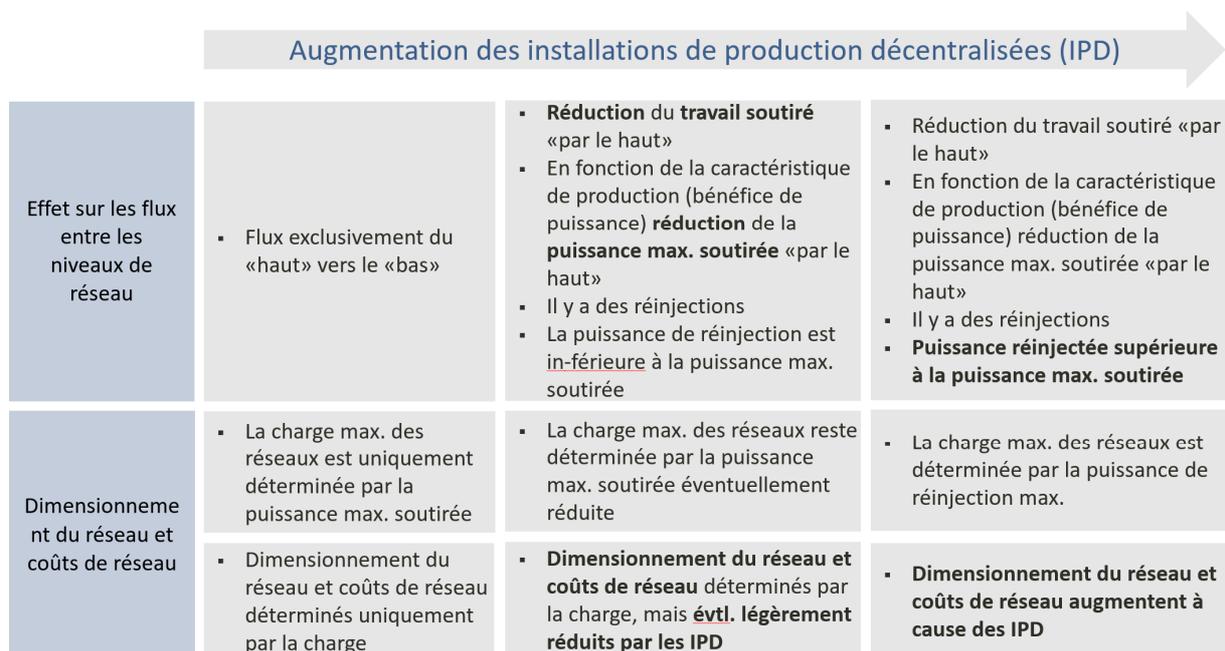


Figure 7 Répercussions de l'augmentation de la production décentralisée sur le dimensionnement et les coûts de réseau

La **transition déjà proposée dans le cadre de la révision de la LAPeI d'un principe de prix de travail brut vers un prix de travail net** pour la répercussion des coûts semble judicieuse, en particulier parce que la part des coûts répercutée sur le travail est relativement faible, comme c'est d'ailleurs prévu. Dans les zones avec des injections décentralisées existantes, mais relativement faibles comparées à la consommation, l'on obtient ainsi une réduction modérée des coûts répercutés vers le bas depuis les niveaux de réseau en amont. L'ajout d'un montant permet en même temps d'éviter que dans les zones dans lesquelles il y a beaucoup de production décentralisée et dans lesquelles il y a donc des réinjections, la répercussion des coûts des niveaux de réseau en amont ne soit réduite dans une étendue injustifiée comme cela peut être le cas pour le principe net. La partie des coûts de réseau répercutée sur la puissance est déjà aujourd'hui répercutée au moyen de la puissance nette.

S'il faut s'attendre à ce qu'à l'avenir, et plutôt à long terme, il y aura une **telle production décentralisée** dans certaines zones tarifaires qu'il faudra y agrandir les réseaux existants et que les coûts de réseau augmenteront donc nettement dans ces zones, il faudra envisager d'**autres ajustements plus importants des principes de répercussion**. La raison réside dans le fait que dans le cas d'une répercussion du haut vers le bas, peu importe le principe brut, net ou net de montant, les coûts locaux supplémentaires côté réseau devront être portés exclusivement par les consommateurs raccordés localement. Si

l'on se base sur l'objectif d'une répartition juste des augmentations de coûts de réseau liées à l'agrandissement (souhaité par les pouvoirs politiques) de la production décentralisée, une telle opération ne serait que modérément justifiable. Ces coûts d'agrandissement pourraient aujourd'hui déjà être en partie socialisés par Swissgrid (il y a un droit de vote des gestionnaires de réseau en cas de renforcement des réseau dans ce cas).

Comme le montrent les analyses quantitatives, une approche visant une telle situation avec une **répercussion bidirectionnelle des coûts** pourrait entraîner des effets de distribution importants à la charge des consommateurs industriels et autres avec un raccordement aux niveaux de réseau 3 et 4. Cette option ne doit donc être prise en considération que sous réserve d'un autre examen approfondi. En alternative ou en complément au droit de vote existant de la socialisation, on pourrait aussi examiner plus en détails d'autres approches de solution, comme par exemple des **mécanismes de répercussion horizontale des coûts**, c'est-à-dire par une compensation suprarégionale des coûts. Une participation des exploitations d'installations de production aux coûts de réseau, sous la forme par exemple d'un versement unique au moment du raccordement des installations au réseau, pourrait aussi contribuer à la compensation d'éventuelles charges régionales supplémentaires des consommateurs.

### CONCLUSIONS: situation d'incitation des gestionnaires de réseau

Les thématiques examinées dans cette étude concernant la structure et le calcul des tarifs de réseau et donc les effets d'incitation et de distribution par rapport aux utilisateurs de réseau, mais pas la situation d'incitation des gestionnaires de réseau. Si l'on peut continuer à partir du principe que les gestionnaires de réseau peuvent entièrement refinancer les coûts reconnus par l'organe de régulation par le biais des tarifs de réseau, les modifications apportées aux tarifs de réseau ne changent pas les incitations pour les gestionnaires de réseau. Si l'on envisage un besoin d'améliorer cette situation d'incitation en ce qui concerne une réalisation rapide et efficace des potentiels d'économies par la production décentralisée, il faudrait examiner la possibilité de faire évoluer les réglementations de régulation des coûts et des recettes des gestionnaires de réseau qui reposent actuellement surtout sur la réglementation «sunshine». La révision de la LApEI le prévoit également avec une évaluation des pratiques de régulation et une éventuelle mise en place d'une réglementation d'incitation. En alternative ou en complément, d'autres prescriptions pourraient également être envisagées sur certains aspects de la planification du réseau, comme par exemple pour la prise en compte de la production décentralisée dans les scénarios d'utilisation du réseau relevant de la planification ou pour la réalisation du principe d'optimisation du réseau avant renforcement et agrandissement.

Concernant la situation d'incitation des gestionnaires de réseau, on peut se demander en quoi ces derniers pourraient être intéressés à appliquer les développements recommandés des tarifs de réseau. Compte tenu du grand nombre et de l'hétérogénéité des gestionnaires de réseau en Suisse, il faut plutôt s'attendre à ce que ces mesures soient appliquées de manière peu harmonisée si les recommandations restent générales. Il faut également éviter que les effets d'incitation visés par les options considérées ne soient pas atteints ou qu'ils déclenchent des redistributions inappropriées, non conformes au principe de l'origine des coûts.

# 1 Einführung

Im Rahmen der **Revision des Stromversorgungsgesetzes** (StromVG) [1] wird in der Schweiz unter anderem über mögliche Weiterentwicklungen der Regelungen zur Netztarifierung sowie der Praxis der Energietarifierung diskutiert. Motivation dieser Debatte sind grundlegende Änderungen der Struktur der Stromversorgung wie die Zunahme der dezentralen Stromerzeugung, insbesondere auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Erzeugung), die Verbreitung von Eigenversorgungskonzepten und das Hin-zukommen steuerbarer und somit grundsätzlich flexibler Verbrauchseinrichtungen. Diese Entwicklungen werfen die Frage auf, ob die heutigen Tarifierungsgrundsätze zukünftig noch zu angemessenen Anreiz- und Verteilungswirkungen für die Stromkunden und Netznutzer führen.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie BFE die vorliegende Studie beauftragt, in der verschiedene aktuell diskutierte **Weiterentwicklungsoptionen der Netz- und Energietarifierung** aufgezeigt und erläutert, aus ökonomischer Sicht bewertet und auf konkrete Umsetzungsmöglichkeiten in der Schweiz hin untersucht werden. Die Studie soll damit einen Beitrag für die weitere politische Debatte zu diesem Themenkomplex in der Schweiz liefern.

## Netztarife in der Schweiz

Die mit 630 im europäischen Vergleich grosse Anzahl an Stromverteilnetzbetreibern unterliegt einem Regulierungssystem, das bezüglich Netztarifierung im Vergleich zu anderen Ländern einen relativ grossen Spielraum lässt. Grundlegendes Prinzip der Netztarifierung ist, dass die Netznutzungsentgelte von den Endverbrauchern entrichtet werden (Auspeiseprinzip). Der grösste Teil der Netzkosten wird über wiederkehrende Netztarife in Rechnung gestellt, deren Struktur, ausser bei nicht-leistungsgemessenen Kunden auf der Niederspannungsebene, gesetzlich nicht vorgegeben ist und die wie in der EU distanz-unabhängig sein müssen. Ein kleiner Teil der Netzkosten wird über einmalig zu entrichtende Netzan-schluss- und Netzkostenbeiträge gedeckt. Anschlussbeiträge werden grundsätzlich auch Erzeugern in Rechnung gestellt. Entstehen im Netz Mehrkosten durch dezentrale Erzeugungsanlagen, können diese als Netzverstärkungen via Swissgrid solidarisch oder im Einzelfall auch durch Erzeuger finanziert werden. In der Praxis ist die Ausprägung der Netztarifsysteme in der Schweiz ebenso heterogen wie die Netzbetreiberstruktur.

## Untersuchte Themenfelder

Die betrachteten Weiterentwicklungsoptionen lassen sich folgenden vier Themenfeldern zuordnen (Bild 1.1):

- **Berücksichtigung verbrauchsnaher Erzeugung**

Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen können zu einer verbrauchsnäheren Stromerzeugung und hierdurch in gewissen Grenzen – abhängig von verschiedenen Einflussfaktoren – zur Entlastung der Stromnetze und zu Einsparungen an Netzkosten beitragen. Diese Wirkungszusammenhänge werden heute bei der Netztarifierung nicht so abgebildet, dass hieraus ein tariflicher Anreiz für die Errichtung verbrauchsnaher Erzeugungsanlagen hervorgehen würde. Es sind ausschliesslich verbrauchsseitige Entgelte vorgesehen («Auspeiseprinzip»), und diese werden nicht danach differenziert, aus welchen Erzeugungsanlagen die bezogene Elektrizität stammt. Somit kommen etwaige **Netzkostenvorteile durch verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen** nicht den in die Errichtung dieser Anlagen involvierten Netznutzern zugute, sondern werden unter allen Verbrauchern in den jeweiligen Netzgebieten sozialisiert.

Derzeit wird in der Schweiz intensiv diskutiert, ob und wie diese netzseitigen Einsparpotenziale bei der Netztarifierung so berücksichtigt werden können, dass die Betreiber der verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen bzw. die hieraus belieferten Verbraucher davon profitieren können. So würde

ein **Anreiz für die Errichtung solcher Erzeugungsanlagen** geschaffen und deren Wettbewerbsfähigkeit verbessert. Als Gestaltungsoptionen kommen grundsätzlich Anpassungen der verbrauchsseitigen Netzentgelte, Zahlungen von den Netzbetreibern an die Erzeugungsanlagenbetreiber oder auch Netzentgelt-ähnliche Zahlungen auf Ebene der Lieferanten (z. B. über das System der Herkunftsnachweise) in Frage. Diese Optionen werden in der vorliegenden Studie näher erläutert und zunächst qualitativ auf ihre Wirkungen hin bewertet. Anschliessend wird quantitativ abgeschätzt, welche Kostenvorteile im Netz durch verbrauchsnahe Erzeugung zu erwarten sind. Hierauf aufbauend werden Schlussfolgerungen für die Bemessung der betrachteten Tarifelemente abgeleitet und die damit verbundenen Anreiz- und Verteilungswirkungen untersucht.

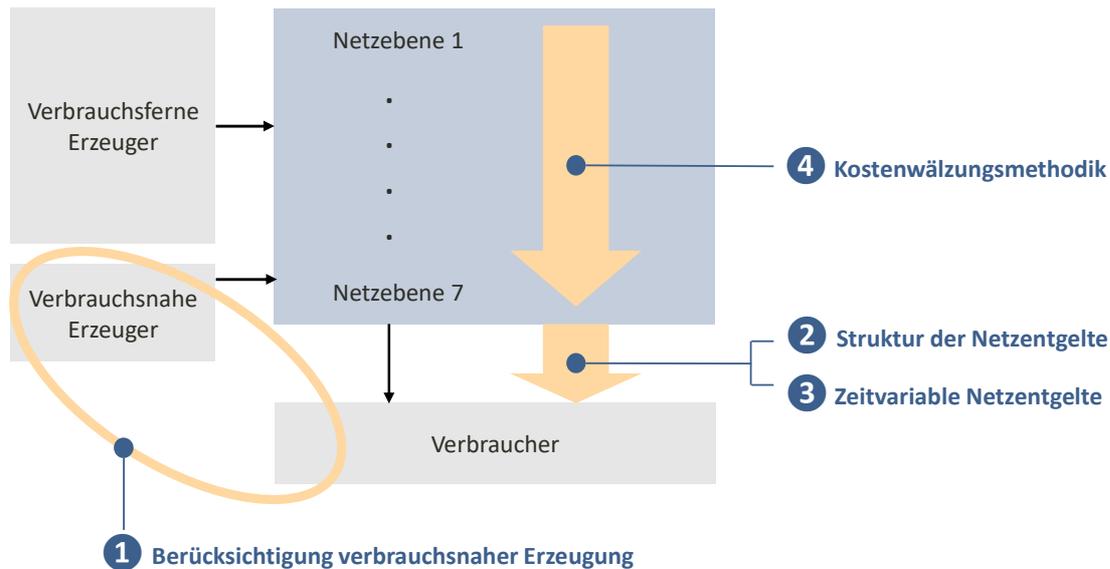


Bild 1.1 Übersicht über untersuchte Themenfelder

#### ▪ Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte

Die Netztarife der Schweizer Verteilnetzbetreiber sehen meist mehrere **Entgeltkomponenten** mit unterschiedlichen Bezugsgrößen vor. Üblich sind **Grundpreise**, **Arbeitspreise** (bezogen auf die entnommene Energiemenge in kWh) und **Leistungspreise** (meist bezogen auf die maximal in einem Monat auftretende Entnahmeleistung in kW). Bei Kleinverbrauchern ohne Leistungsmessung bis zu einem Jahresverbrauch von 50'000 kWh überwiegt der Arbeitspreis mit einem Erlösanteil von mindestens 70 % gemäss Stromversorgungsverordnung (StromVV).

Untersuchungen zu Kostentreiberwirkungen in Stromnetzen lassen jedoch erkennen, dass ein grosser Teil der Netzkosten *nicht* vom Umfang der Stromentnahme, sondern von anderen Einflussgrößen abhängt. Aus ökonomischer Sicht sollten diese Zusammenhänge – neben anderen Zielen und Kriterien – bei der Tarifgestaltung angemessen berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund wird in dieser Studie untersucht, ob die heutigen **Vorgaben für die Gewichtung der Entgeltkomponenten** sachgerecht sind oder ob durch geeignete Anpassungen eine höhere Verursachungsgerechtigkeit erzielt werden kann, ohne unerwünschte Umverteilungen auszulösen.

#### ▪ Zeitvariable Netzentgelte

**Flexibilitäten beim Betrieb von Verbrauchseinrichtungen** gewinnen zunehmend an Wert für das Stromversorgungssystem. Sie können **netzdienlich** eingesetzt werden, d. h. zur Abschwächung oder Behebung von Netzengpässen, oder auch **system-/marktdienlich**, d. h. für den systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Dies gilt nicht nur für grosse Verbrauchseinrichtungen

bei Industriekunden, sondern zunehmend auch für flexibel betreibbare Verbrauchseinrichtungen von Privatkunden wie z. B. Ladeeinrichtungen für E-PW.

Für die *netzdienliche* Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten werden in der Schweiz wie auch im Ausland zurzeit verschiedene Modelle diskutiert und praktiziert, die teilweise einen Zusammenhang mit den Netztarifen aufweisen. Hierzu gehört u. a. das von einem Teil der Schweizer Netzbetreiber bereits angewandte Instrument der **zeitvariablen Netzentgelte**. Neben der traditionellen Ausgestaltung in Form von längerfristig festgelegten Tarifzeiten werden vereinzelt bereits neuartige Optionen wie die kurzfristige Anpassung (**Dynamisierung**) der Entgelte an die aktuelle Netzbelastungssituation erprobt. In dieser Studie wird untersucht, welche Ausgestaltungsmöglichkeiten für zeitvariable Netzentgelte in Betracht kommen, wie diese auf sachgerechte Weise bemessen werden können und welche Anreiz- und Verteilungswirkungen sich hieraus ergeben.

### ▪ Methodik der Kostenwälzung

Die Diskussion über die Gestaltung der Netztarife bezieht sich nicht nur auf die für die Netznutzer unmittelbar ersichtlichen Gestaltungsaspekte der einzelnen Tarifkomponenten, sondern auch auf die Methodik der **Kostenwälzung** von den oberen zu den unteren Netzebenen hin. Die traditionelle „Top-down“-Struktur des Stromtransports, die der heute angewandten Kostenwälzungsmethodik zugrunde liegt, wird durch Zubau dezentraler Erzeugung und damit verbundene Rücktransporte sukzessive aufgeweicht. Daher werden verschiedentlich Anpassungen der Kostenwälzungsmethodik wie z. B. **veränderte Schlüsselungsmethoden** oder gar die Einführung einer **«bidirektionalen Kostenwälzung»** vorgeschlagen. In dieser Studie wird untersucht, welche der diskutierten Gestaltungsoptionen geeignet wären, um die Wirkungen dezentraler Erzeugung auf die Netzkosten und auf die der Kostenwälzung zugrundeliegenden Mengenangaben (Bezüge und Rückspeisungen) besser zu reflektieren.

### Bewertungskriterien

Die oben skizzierten Tarifgestaltungsfragen werden nicht nur in der Schweiz, sondern auch in anderen Ländern Europas seit mehreren Jahren intensiv diskutiert, und es liegen vielfältige Vorschläge, Studien und Wirkungsanalysen hierzu vor. Hieran lässt sich erkennen, dass zu jedem der betrachteten Themenfelder **vielfältige Gestaltungsmöglichkeiten** bestehen und in der Regel nicht eine einzelne optimale Lösung ausgemacht werden kann. Vielmehr müssen die Wirkungen von Gestaltungsoptionen hinsichtlich **vielfältiger Kriterien** bewertet werden, die je nach landesspezifischen Randbedingungen zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führen können.

Einen Überblick über wesentliche Bewertungskriterien, die dabei üblicherweise berücksichtigt werden, gibt Bild 1.2. Von diesen Kriterien muss allerdings meist nur ein Teil explizit untersucht werden, da die übrigen Kriterien von den Gestaltungsvorschlägen, die ernsthaft betrachtungsrelevant sind, in der Regel bereits erfüllt werden. Letzteres gilt v. a. für die grundlegende Zielsetzung, eine **vollständige Refinanzierung der Netzkosten** sicherzustellen (ggf. soweit diese von der Regulierungsbehörde anerkannt werden), und für die Mindestanforderungen **Transparenz, Objektivität und Diskriminierungsfreiheit**. Nur Gestaltungsoptionen, die diese Grundanforderungen erfüllen, sollten in eine vertiefte Untersuchung einbezogen werden.

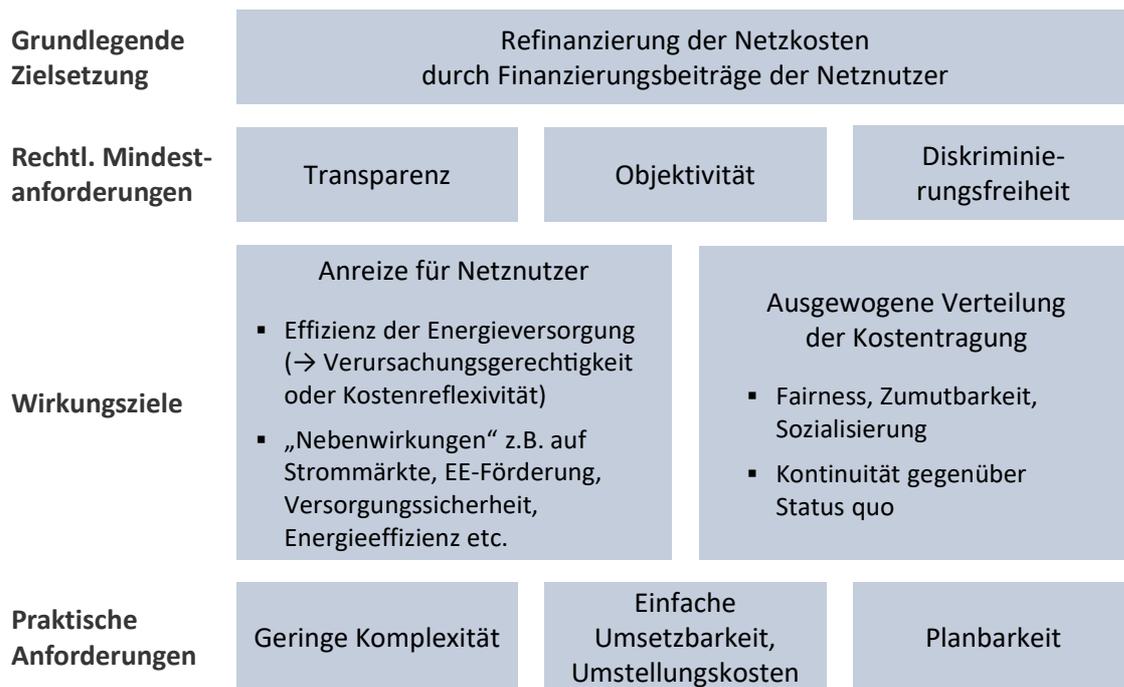


Bild 1.2 Überblick über Bewertungskriterien für Gestaltungsoptionen von Netztarifen

Die vertiefte Untersuchung betrifft meist in erster Linie die hier als **Wirkungsziele** bezeichneten Kriterien der Vermittlung sachgerechter Anreize gegenüber den Netznutzern sowie einer ausgewogenen Verteilung der Kostentragung. Diese Kriterien werden auch in dieser Studie vorrangig betrachtet:

- Hinsichtlich der **Anreizwirkungen** wird dabei ein weiter Betrachtungswinkel eingenommen, der nicht nur unmittelbare Auswirkungen auf das Netz, sondern Auswirkungen auf die Effizienz der gesamten Energieversorgung einschliesslich «Nebenwirkungen» auf andere Regelungsbereiche einschliesst. Diese Zielsetzung ist eng mit der **Kostenreflexivität** der Tarife verbunden, die sich auf Basis der Ergebnisse von **Kostentreiberanalysen** bewerten lässt (siehe unten).
- Zur Beurteilung von **Verteilungswirkungen** wird untersucht, wie sich mögliche Änderungen der Netztarife auf die gesamte jährliche Belastung bestimmter Netznutzer(gruppen) mit Netzentgelten auswirken würden.

Daneben werden die hier als **praktische Anforderungen** bezeichneten Kriterien (Komplexität, Umsetzbarkeit etc.) insoweit aufgegriffen, wie sich diesbezüglich nennenswerte Unterschiede zwischen den betrachteten Gestaltungsoptionen erkennen lassen.

### Kostenreflexivität und Kostentreiberanalyse

Das oben erwähnte Kriterium der **Kostenreflexivität** bezieht sich auf die Frage, ob die Netztarife in der Lage sind, die Kostenwirkungen im Netz, die sich bei unterschiedlichen Entscheidungen oder Verhaltensweisen der Netznutzer ergeben, angemessen abzubilden. Je besser dies gelingt, desto besser werden die netzseitigen Kostenwirkungen bei Entscheidungen der Netznutzer «eingepreist». Diese Frage betrifft sowohl *strukturelle* Aspekte der Tarifgestaltung, also z. B. die Wahl geeigneter Bezugsgrössen für Tarifkomponenten, als auch *quantitative* Aspekte wie die sachgerechte Bemessung und Gewichtung der Tarifkomponenten. Diese gewünschte Eigenschaft von Netztarifen, die sich wesentlich auf die Sachgerechtigkeit der Anreizwirkungen gegenüber den Netznutzern auswirkt, wird oft auch als *Verursachungsgerechtigkeit* bezeichnet. Dieser Begriff wird jedoch nicht ganz einheitlich verwendet. Daher wird in dieser Studie der eindeutigere und dem internationalen Sprachgebrauch entsprechende Begriff *Kostenreflexivität* bevorzugt.

Um zu beurteilen, inwieweit Netztarife kostenreflexiv sind, werden Kenntnisse über den Zusammenhang zwischen *Kostentreibern* – d. h. den für Netzplanung und -betrieb relevanten Merkmalen von Netzgebieten und Netznutzern – und *Netzkosten* benötigt. Diese Kenntnisse werden durch **Kostentreiberanalysen** gewonnen, bei denen (potenziell) relevante Merkmale systematisch variiert und deren Einflüsse auf die Netzkosten simulativ ermittelt werden. Eine solche Analyse umfasst auch diese Studie. Dabei geht es weniger um die Frage, ob für die Schweiz *grundsätzlich* andere Zusammenhänge gelten als für andere Länder; dies ist nicht zu erwarten, da die Stromnetze in der Schweiz ähnlich aufgebaut sind wie im Ausland. Es sollen vielmehr auch hinsichtlich der *quantitativen* Zusammenhänge valide Ergebnisse unter Berücksichtigung der in der Schweiz üblichen Randbedingungen gewonnen werden.

### Gliederung des Berichts

Der vorliegende Bericht umfasst zunächst eine eingehende Untersuchung von Kostentreiberwirkungen, die sowohl qualitative als auch quantitative Analysen umfasst (Kapitel 2). Anschliessend werden die Untersuchungsergebnisse zu den vier Themenfeldern «Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung» (Kapitel 3), «Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte» (Kapitel 4), «Zeitvariable Netzentgelte» (Kapitel 5) sowie «Methodik der Kostenwälzung» (Kapitel 6) eingehend behandelt.

Im Anhang finden sich Ausführungen zum EU-Rechtsrahmen (A) und der aktuellen Ausgangslage in der Schweiz (Anhang B), Betrachtungen zu bestimmten im Ausland praktizierten Modellen (Anhang C) und im Inland vorliegenden Modellvorschlägen (Anhang C) sowie detaillierte Beschreibungen des bei den Kostentreiberanalysen eingesetzten Modells und der verwendeten Daten (Anhang D). In Anhang E finden sich grafische Darstellungen zu den betrachteten Beispielen zur Bemessung zeitvariabler Entgelte.

## 2 Kostentreiberanalyse

### 2.1 Ausgangsfrage: Warum Kostentreiberanalyse?

#### Zielsetzung der Verursachungsgerechtigkeit von Netztarifen

Diskussionen über die Gestaltung von Netztarifen drehen sich regelmässig um die Frage, wie eine *verursachungsgerechte* Tarifgestaltung erreicht werden kann. Unter **Verursachungsgerechtigkeit** wird im Allgemeinen die Fähigkeit eines Tarifsystems verstanden, die einzelnen Netznutzer so an der Finanzierung der Netzkosten zu beteiligen, dass dies dem durch Art und Umfang ihrer Netznutzung „verursachten“ Anteil der Netzkosten entspricht.

Durch eine verursachungsgerechte Tarifgestaltung soll einerseits eine Verteilung der Kostentragung auf die Netznutzer erreicht werden, die diese als fair empfinden. Aus ökonomischer Sicht betrifft dieses Ziel somit die **Verteilungswirkungen** des Netztarifs. Das Kriterium der Fairness ist allerdings kaum eindeutig und objektiv fassbar. Meist herrscht zwar Einvernehmen über den Grundsatz, dass Fairness mit der Verursachungsgerechtigkeit zusammenhängt. Im Detail bestehen aber oft unterschiedliche und stark subjektive Sichtweisen zu der Frage, ob eine bestimmte Kostenverteilung fair ist. Vielfach wird Fairness auch weniger an den Eigenschaften eines Tarifsystems an sich festgemacht als an den *Änderungen* gegenüber dem Status quo, die sich aus Anpassungen des Tarifsystems ergeben würden.

Andererseits soll eine verursachungsgerechte Tarifgestaltung gewährleisten, dass den Netznutzern **ökonomisch sinnvolle preisliche Anreize** für ihre Entscheidungen vermittelt werden. Im Idealfall wäre es wünschenswert, die netzseitigen Kostenwirkungen so im Netztarif abzubilden, dass Netznutzer bei jeder einzelnen Entscheidung hiermit konfrontiert werden und die Kostenwirkungen somit in ihre Entscheidungen „einpreisen“ können. So würde erreicht, dass die Netznutzer mit ihren Entscheidungen zu dem Ziel einer insgesamt kostenminimalen Stromversorgung beitragen können. Dies kann z. B. Entscheidungen über die Beantragung eines Netzanschlusses an einem bestimmten Ort, über die Installation einer eigenen Erzeugungsanlage oder über Umfang und zeitliches Profil der Stromentnahme aus

dem Netz betreffen. Dieser Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit kann besser mit dem auch international gebräuchlichen Begriff **Kostenreflexivität** bezeichnet werden, der sich eindeutig auf den Zusammenhang mit den Kosten bezieht, anders als der allgemeinere Begriff *Verursachungsgerechtigkeit*, in dem mitunter auch andere Beurteilungsaspekte mitschwingen (s. oben).

→ **Masstab für die Verursachungsgerechtigkeit von Tarifgestaltungen ist im vorliegenden Bericht die Kostenreflexivität.**

### Schwierigkeit der Zuordnung von Netzkosten zu einzelnen Netznutzern

Gerade im Hinblick auf den Aspekt der Kostenreflexivität wird eine Problematik deutlich, die auch grundsätzlich die Diskussion über die Verursachungsgerechtigkeit von Tarifen erschwert: Es ist nicht möglich, die Kosten des Netzes – also einer von sehr vielen Akteuren gemeinsam genutzten Ressource – eindeutig einzelnen Entscheidungen einzelner Nutzer zuzuordnen. **Netzseitige Massnahmen**, die zu Kosten beim Netzbetreiber führen, werden im Allgemeinen **nicht durch Entscheidungen eines einzelnen Nutzers** veranlasst, sondern **durch das gemeinsame Handeln vieler Nutzer**. Die Problematik der Zuordenbarkeit ändert sich auch bei grösseren Gruppen gemeinsam agierender Netznutzer nicht.

Wenn beispielsweise ein einzelner Verbraucher ein zusätzliches elektrisches Gerät in Betrieb nimmt, ist es sehr unwahrscheinlich, dass der Netzbetreiber aufgrund dieses geringen zusätzlichen Verbrauchs Massnahmen wie z. B. Netzausbau ergreifen muss. Er wird allenfalls einen geringen Anstieg der Betriebskosten feststellen, u. a. weil die Netzverluste geringfügig zunehmen. Wenn hingegen sehr viele Verbraucher durch zusätzliche Verbrauchsgeräte oder intensiveren Einsatz der vorhandenen Geräte ihren Stromverbrauch erhöhen, so ist es sehr viel wahrscheinlicher, dass die Netzbelastung an einzelnen Punkten an die technischen Grenzen stösst und der Netzbetreiber Massnahmen zur Erhöhung der Transportkapazität ergreifen muss. Die Kosten dieser Massnahmen können dann aber nicht einem einzelnen Verbraucher zugeordnet werden. Und selbst wenn es gelänge, bei jeder erforderlichen Massnahme genau einen einzelnen Verbraucher zu identifizieren, dessen zusätzlicher Verbrauch quasi „das Fass zum Überlaufen bringt“ und die Massnahme erforderlich macht, würde es als hochgradig ungerrecht empfunden, wenn die gesamten Kosten der Massnahme diesem einzelnen Netznutzer zugeordnet würden.

→ **Netzkosten lassen sich nicht eindeutig zu jedem Zeitpunkt den Handlungen der einzelnen Verbraucher, Produzenten und Speicherbetreiber zuordnen.**

### Üblicher Lösungsansatz: Betrachtung der *durchschnittlichen* Kostenwirkungen

Es ist somit nicht möglich, das (theoretische) Idealbild einer in jedem Einzelfall verursachungsgerechten Kostenzuordnung zu erreichen. Daraus folgt aber keinesfalls, dass es gar keinen Sinn machen würde, bei der Tarifgestaltung Zusammenhänge zwischen den Netzkosten und den Entscheidungen und Verhaltensweisen der Netznutzer zu berücksichtigen. Vielmehr ist es üblich, diese Zusammenhänge in abstrahierter Form im Netztarif abzubilden, etwa durch die Wahl der **Bezugsgrössen von Tarifkomponenten**: Eine auf die entnommene Arbeit (in kWh) bezogene Tarifkomponente kann z. B. die Kosten repräsentieren, die im *Durchschnitt* (nicht im Einzelfall!) durch die Entnahme einer kWh verursacht werden. Und ein Grundpreis, der unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch in gleichbleibender monatlicher oder jährlicher Höhe zu zahlen ist, kann Kostenwirkungen repräsentieren, die nicht mit der Stromentnahme, sondern mit der Existenz des Netzanschlusses und somit der *Möglichkeit* der Stromentnahme verbunden sind.

Um einen Netztarif in diesem Sinne verursachungsgerecht zu gestalten, werden aber verallgemeinerbare Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen den Netzkosten und den Entscheidungen und Verhaltensweisen der Netznutzer benötigt. Die Untersuchung dieser Zusammenhänge ist das Ziel der in den nachfolgenden Abschnitten vorgenommenen **Kostentreiberanalyse**. Es geht hierbei um die Frage, durch welche Handlungen der Netznutzer, die sich z. B. durch geeignete Bezugsgrössen wie Leistungs- oder Arbeitswerte ausdrücken lassen, welche durchschnittlichen Kostenwirkungen im Netz ausgelöst werden. Hieraus lassen sich dann im Weiteren Rückschlüsse auf die Gestaltung der Struktur und der einzelnen Komponenten des Netztarifs ziehen.

Bei diesen Analysen wird jeweils eine **«Grüne-Wiese-Situation»** unterstellt, um valide Abschätzungen zu den langfristigen Kostenwirkungen zu erhalten. Der gegenteilige Ansatz, jeweils nur Übergangsschritte von einem bestimmten Vorzustand aus zu bewerten, würde lediglich die vom Vorzustand abhängigen, kurzfristig anfallenden Kosten abbilden. Dies entspricht den durch den Netzausbau in den nächsten Jahren anfallenden Kosten, die bei Diskussionen über den Netzausbaubedarf häufig im Fokus stehen. Auswirkungen auf die in fernerer Zukunft anfallenden Kosten für den Netzausbau und die Erneuerung des bestehenden Netzes würden bei einem solchen Ansatz jedoch vernachlässigt. Für die Netztarifierung erscheint ein auf kurzfristige Kostensprünge fokussierter Ansatz weniger angebracht, da die Tarife die *durchschnittlichen* Kostenwirkungen abbilden und nicht davon abhängen sollen, ob im Einzelfall *tatsächlich* Ausbaubedarf und Kosten anfallen oder nicht (Solidarprinzip).

Dies lässt sich wie folgt begründen: Wenn der Bedarf nach Netzkapazität z. B. durch Verbrauchszuwachs ansteigt, **erfolgt der Netzausbau naturgemäss stufenweise**. Es wäre unangemessen, die hierdurch sprunghaft auftretenden Mehrkosten immer allein *dem* Verbraucher in Rechnung zu stellen, dessen zusätzlicher Verbrauch den Ausbaubedarf auslöst. Vielmehr ist es üblich, diese Kosten unter allen Verbrauchern (nach den Prinzipien der Netztarifierung) zu sozialisieren. Dies sollte dann aber prinzipiell auch für den spiegelbildlichen Fall gelten, in dem eine Stufe des Netzausbaus aufgrund der Wirkungen einer bestimmten Handlung eines Netznutzers – z. B. des Zubaus einer Erzeugungsanlage – zeitlich aufgeschoben werden kann: Die hierdurch (evtl. erst mittelfristig) erzielbaren Kostenvorteile sollten nicht in voller Höhe individualisiert, d. h. allein dem Verursacher der Netzausbauvermeidung zugeschrieben werden. Dies gilt umso mehr, als es sich häufig nur um vorübergehende Kostenvorteile handelt, falls der Bedarf nach Netzkapazität weiter anwächst. Es sollte somit vermieden werden, dass fallweise erzielbare Einsparungen im Netz vollständig individualisiert, Mehrkosten hingegen unter allen Verbrauchern sozialisiert werden.

→ **Zusammenhänge zwischen Netzkosten und den Handlungen der Netznutzer lassen sich in Durchschnittsbetrachtungen untersuchen.**

#### **Leitfragen: Kosteneinfluss von dezentraler Erzeugung, Verbrauch und Transportdistanz**

Für die in dieser Studie betrachteten Themenfelder ist im Rahmen der Kostentreiberanalyse insbesondere zu untersuchen, welchen Einfluss

- die Eigenschaften **dezentraler Erzeugungsanlagen**,
- die Eigenschaften von **Verbrauchern** und ihres **Verbrauchsprofils** sowie
- die **Transportdistanz** zwischen Erzeugung und Verbrauch

auf die Netzkosten haben.

Der Zusammenhang zwischen der dezentralen Erzeugung und Themenfeld 1 (verbrauchsnahe Erzeugung) ist offensichtlich, wobei zu beachten ist, dass die Begriffe «verbrauchsnahe» und «dezentral» nicht in jedem Einzelfall gleichbedeutend sein müssen. Daneben sind auch die Diskussionen zu Themenfeld 4 (Kostenwälzung) in erster Linie durch den Zubau der dezentralen Erzeugung motiviert.

Die Auswirkungen der Eigenschaften von Verbrauchern bzw. ihrer Verbrauchsprofile auf die Netzkosten sind v. a. für die in den Themenfeldern 2 (verbrauchsseitige Netzentgelte) und 3 (zeitvariable Netzentgelte) zu untersuchenden Gestaltungsoptionen von Bedeutung.

Die Rolle der Transportdistanz für die Netzkosten ist zu untersuchen, weil die in Themenfeld 1 betrachtete «Verbrauchsnahe» von Erzeugungsanlagen unmittelbar mit der zwischen Erzeugung und Verbrauch zu überwindenden Distanz verbunden ist, wobei unterschiedliche Distanzbegriffe (physisch vs. transaktionsbezogen) zu unterscheiden sind.

→ **Für diese Studie ist bei der Kostentreiberanalyse v. a. von Interesse, wie sich Eigenschaften der dezentralen Erzeugung, der Verbraucher und ihrer Verbrauchsprofile sowie die Transportdistanz zwischen Erzeugung und Verbrauch auf die Netzkosten auswirken.**

## 2.2 Anmerkungen zum Begriff des Kostentreibers

### Hier zugrundeliegendes Begriffsverständnis

In dieser Studie wird unter einem **Kostentreiber** eine **Eigenschaft eines Netzgebiets** oder der **Art und Weise der Netznutzung** durch die an ein Netz angeschlossenen Netznutzer verstanden, die sich auf die Höhe der Netzkosten auswirkt. Besonders betrachtet werden dabei Eigenschaften, die sich in verallgemeinerter Form beschreiben lassen, da es – wie zuvor erläutert – nicht möglich ist, einzelfallbezogene Eigenschaften von Netznutzern oder Netznutzungsfällen im Detail zu berücksichtigen. In diesem Sinne kommen z. B. folgende Merkmale als mögliche Kostentreiber in Frage:

- Anzahl, räumliche Verteilung und Netzebenen der Netzanschlusspunkte von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen
- Vertragliche und/oder technisch mögliche Netzanschlusskapazitäten an diesen Anschlusspunkten
- Maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung von Verbrauchern bzw. Erzeugungsanlagen innerhalb eines Betrachtungszeitraums von z. B. einem Jahr
- Entnommene oder eingespeiste Arbeit in einem Zeitraum von z. B. einem Jahr oder in den Wintermonaten
- Zeitliches Profil der Stromentnahme oder Stromeinspeisung (einschliesslich der Wirkungen möglicher Vereinbarungen über netzbetreiberseitige Eingriffsmöglichkeiten im Sinne unterschiedlicher „Anschlussqualitäten“), z. B. viertelstündlich
- Distanz (räumlich und/oder bzgl. Netzebenen) zwischen Einspeisungs- und Entnahmeschwerpunkten
- Distanz (räumlich und/oder bzgl. Netzebenen) zwischen einzelnen Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, zwischen denen ein Belieferungsverhältnis (im Weiteren auch als Transaktion bezeichnet) besteht

Diese und weitere ggf. relevante Kostentreiber haben gemein, dass sie letztlich **Entscheidungen oder Eigenschaften der Netznutzer** reflektieren. Dies ist bei Entscheidungen über die Stromentnahme oder -einspeisung oder über Transaktionen zwischen Verbrauchern und Erzeugern besonders offensichtlich, trifft aber auch für die anderen genannten Kostentreiber zu. So liegt es in der Hand der Netznutzer, einen Netzanschluss an einem bestimmten Ort mit einer bestimmten Kapazität zu beantragen oder auch einen bestehenden Anschluss (mit) zu nutzen, auch wenn hierbei teilweise Vorgaben der Netzbetreiber etwa zur Auswahl der Anschlussebene zu berücksichtigen sind. Dieser Bezug auf Eigenschaften oder Entscheidungen der Netznutzer ist bei Überlegungen zur Netztarifierung besonders wichtig, denn die Netztarife sollen signalisieren, inwieweit Eigenschaften und Entscheidungen der Netznutzer im Durchschnitt zur Höhe der Netzkosten beitragen.

Nicht verwechselt werden darf dies mit dem Begriffspaar der *Kapital- und Betriebskosten* der Netzbetreiber. Aus der Unterscheidung nach Kapital- und Betriebskosten geht nicht hervor, wodurch diese jeweils getrieben werden. Es ist z. B. nicht zutreffend, wie mitunter argumentiert wird, dass die Betriebskosten allein von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme abhängen und alle strukturbezogenen Kostentreiber nur die Kapitalkosten betreffen. Vielmehr sind große Teile der Betriebskosten direkt von der Gestaltung des Netzes und der Art der eingesetzten Betriebsmittel abhängig, und somit *nicht* von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme. Dies drückt sich auch darin aus, dass Kapital- und Betriebskosten

vielfach in der gleichen Größenordnung liegen<sup>1</sup>. Daher liefert dieses Begriffspaar *keine* Grundlage für die Bestimmung von Kostentreibern.

→ In dieser Studie werden Kostentreiber untersucht, in denen sich Eigenschaften und Entscheidungen der Netznutzer ausdrücken, die sich auf die Netzkosten auswirken.

### Abgrenzung von anderen Begriffsverständnissen

Der Begriff Kostentreiber wird im allgemeinen Sprachgebrauch mitunter auch für Entwicklungen oder Ereignisse verwendet, die zum *Auslöser* von Netzausbaumassnahmen oder anderen kostenträchtigen Massnahmen der Netzbetreiber werden können. Dies können z. B. Anpassungen des Rechts- und Regulierungsrahmens (beispielsweise Vorgaben zum Einsatz von Erdkabeln statt Freileitungen), netzseitig bedingte Anlässe für Massnahmen (Störungen, Instandhaltungs- oder Erneuerungsbedarf von Betriebsmitteln etc.) oder Anpassungen an technologische Weiterentwicklungen (z. B. Digitalisierung) sein. Diese Aspekte werden in dieser Studie jedoch *nicht* als Kostentreiber im zuvor beschriebenen Sinne betrachtet, da sie nicht in der Struktur und Gestaltung der Tarifkomponenten abgebildet werden. Sie können zwar sehr wohl einen Einfluss auf die *Höhe* der Netzkosten haben, sind aber selbst nicht Gegenstand einer Erhebung von Netzentgelten.

Analog werden hier auch die einzelnen Netzbetriebsmittel und Tätigkeiten der Netzbetreiber *nicht* als Kostentreiber aufgefasst. Selbstverständlich ergibt sich die Höhe der Netzkosten massgeblich daraus, welche Betriebsmittel eingesetzt werden und welche Tätigkeiten für ihren Betrieb ausgeführt werden müssen. Auch dies sind jedoch keine Gegenstände der Erhebung von Netzentgelten. Für Überlegungen zur Netztarifierung reicht es nicht zu untersuchen, welche Betriebsmittel und Massnahmen von Netzbetreibern eingesetzt werden, sondern es ist zu untersuchen, wie sich die Eigenschaften und Entscheidungen der *Netznutzer* auf den Bedarf nach Betriebsmitteln und Massnahmen auswirken und welche Netzkosten sich daraus letztlich ergeben.

→ Im hier verwendeten Begriffsverständnis sind Kostentreiber nicht die Tätigkeiten der Netzbetreiber (z. B. Investitionen, Betrieb und Unterhalt), sondern die Eigenschaften und Entscheidungen der Netznutzer, die den Umfang dieser Tätigkeiten beeinflussen.

## 2.3 Kategorisierung von Kostentreibern

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der durchgeführten Kostentreiberanalyse dargestellt. Hierbei wird u. a. gezeigt, dass es sinnvoll ist, unterschiedliche Gruppen von Kostentreibern zu unterscheiden, die hier als **«strukturbezogene», «kapazitätsbezogene» und «belastungsbezogene» Kostentreiber** bezeichnet werden (siehe Bild 2.1). Es wird erläutert, in welcher Weise und in welchem ungefähren Umfang diese Gruppen von Kostentreibern die Netzkosten beeinflussen und welche Eigenschaften von Netzgebieten sowie Eigenschaften und Entscheidungen von Netznutzern jeweils zu diesen Kostentreibern beitragen.

Diese Differenzierung von Kostentreibergruppen ist für das Verständnis der Kostenzusammenhänge in Netzen generell sinnvoll. Sie soll hier aber speziell mit Blick auf die **Wirkungen dezentraler Erzeugung** beleuchtet werden. Hierzu gehen viele Diskussionsteilnehmer von der Vorstellung aus, die Netzkosten seien sehr eng mit dem Umfang der *Stromflüsse* korreliert, die sich aus der tatsächlichen Netzinanspruchnahme durch Netznutzer in Form von Einspeisungen und Entnahmen ergeben. Es wird also unterstellt, dass in erster Linie *belastungsbezogene* Kostentreiber (Bild 2.1 d) von Bedeutung sind. (Mit dem Wortteil „Belastung“ ist dabei die *Netzbelastung* gemeint. Diese ergibt sich unmittelbar aus der Höhe der Stromflüsse über die einzelnen Netzbetriebsmittel.)

---

<sup>1</sup> So kann einer Zusammensetzung der Schweizer Verteilnetzkosten (2014-18), die sich in dem EICoM-Tätigkeitsbericht (2019) findet, entnommen werden, dass die Verteilnetzkosten nach Abzug von „Abgaben und Leistungen“ sowie „Direkten Steuern“ etwa hälftig aus Kapitalkosten und Betriebs-/Verwaltungskosten bestehen.

Es wird beispielsweise folgendermassen argumentiert: Wenn ein Verbraucher durch Strombezug aus einer lokalen Erzeugungsanlage einen bestimmten Teil seines Bedarfs – z. B. 30 % – deckt, so nehme er die vorgelagerten Ebenen des Stromnetzes anschliessend nur noch für den verbleibenden Teil des Bedarfs – hier also 70 % – in Anspruch. Daher verursache er in diesen vorgelagerten Netzen auch nur noch einen entsprechend geringeren Teil – also ebenfalls nur noch 70 % – der Netzkosten, die er ohne den lokalen Strombezug verursacht hätte. Hieraus wird dann im einfachsten Fall der Vorschlag abgeleitet, die auf die vorgelagerten Netze entfallenden Netzentgelte für diesen Kunden im gleichen Umfang – also um 30 % – abzusenken.

Wie im Weiteren näher erläutert wird, überschätzt diese Sichtweise die Rolle der belastungsbezogenen Kostentreiber sehr stark. Es trifft zwar zu, dass der Stromtransportbedarf in Richtung der Verbraucher insgesamt abnimmt, wenn zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen in der Nähe der Verbraucher oder sogar durch die Verbraucher selbst (Eigenerzeugung) installiert werden. Hierdurch werden die Netzkosten jedoch bei Weitem nicht im gleichen prozentualen Umfang abgesenkt wie der Umfang des Stromtransports. Fallweise kann dezentrale Erzeugung sogar Mehrkosten im Netz auslösen.

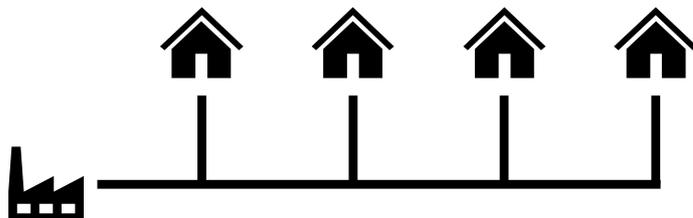
Ein Grund dafür, dass mögliche Kostenabsenkungen überschätzt werden, besteht darin, dass dezentrale Erzeugung **kurzfristig** in der Regel **keine Kostenreduktion** im Bereich der Netzinfrastruktur (also der „Hardware“ des Netzes) ermöglicht, sondern allenfalls bei bestimmten Betriebskostenpositionen wie z. B. den Netzverlust- und den Engpassmanagementkosten. Einsparungen bei der Netzinfrastruktur können meist erst mittel- bis langfristig realisiert werden, etwa wenn Netzausbaumassnahmen aufgeschoben oder sogar vollständig verzichtbar gemacht werden können. Dies allein ist aber kein Grund, im Netztarif nur kurzfristige Kostenwirkungen abzubilden; vielmehr wird es im Allgemeinen als sinnvoll erachtet, in Netzentgelten auch **langfristige Kostenwirkungen** abzubilden, also Auswirkungen auf den zukünftigen Erhaltungs- und Ausbaubedarf des Netzes. In diesem Sinne könnten der dezentralen Erzeugung auch Kostenwirkungen „gutgeschrieben“ werden, die erst mittel- bis langfristig eintreten.

Wie in den nachfolgenden Abschnitten dargelegt wird, gibt es jedoch verschiedene weitere Gründe, warum die durch dezentrale Erzeugung erzielbaren Einsparungen an Netzkosten erheblich geringer ausfallen als der hiermit erzielbare Anteil der lokalen Strombedarfsdeckung.

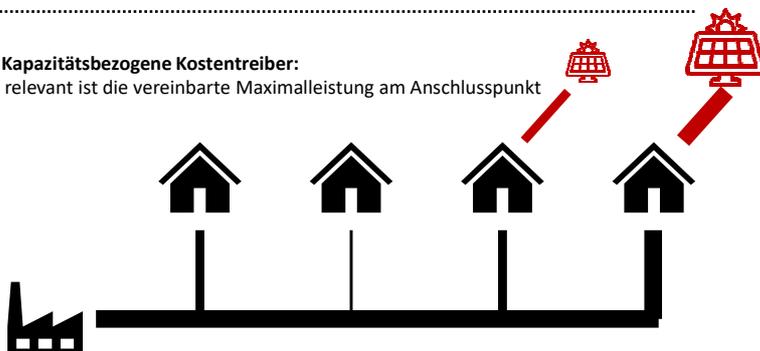
a) Ausgangslage



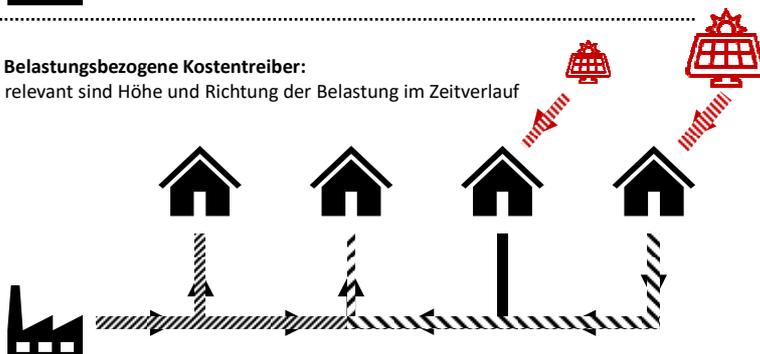
b) Strukturbezogene Kostentreiber:  
Leitungslänge wird über Struktur bestimmt



c) Kapazitätsbezogene Kostentreiber:  
relevant ist die vereinbarte Maximalleistung am Anschlusspunkt



d) Belastungsbezogene Kostentreiber:  
relevant sind Höhe und Richtung der Belastung im Zeitverlauf



zunehmend starke Kostentreiberwirkung

Bild 2.1 Gruppen von Kostentreibern in vereinfachter Darstellung

## 2.4 Detailbetrachtungen zu Kostentreiberwirkungen

### 2.4.1 Direkte Inanspruchnahme von Netzebenen bei dezentraler Erzeugung

Stromübertragungs- und -verteilungsnetze sind in mehrere Netzebenen unterteilt, die sich hinsichtlich ihrer Nennspannungen unterscheiden. In der Schweiz werden **sieben Netzebenen** unterschieden (Bild 2.2). Vier dieser Ebenen sind Leitungsnetze unterschiedlicher Spannungsstufen, und drei Ebenen dienen der Umspannung zwischen diesen Spannungsstufen durch Transformatoren. Die Nennspannungen der Netzebenen sind teilweise einheitlich, teilweise – insbesondere in der Mittelspannungsebene (Ebene 5) – gebietsweise unterschiedlich. Das Netz des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid umfasst Netze zweier Spannungsstufen (380 kV und 220 kV), die jedoch gemeinsam als Netzebene 1 behandelt werden.

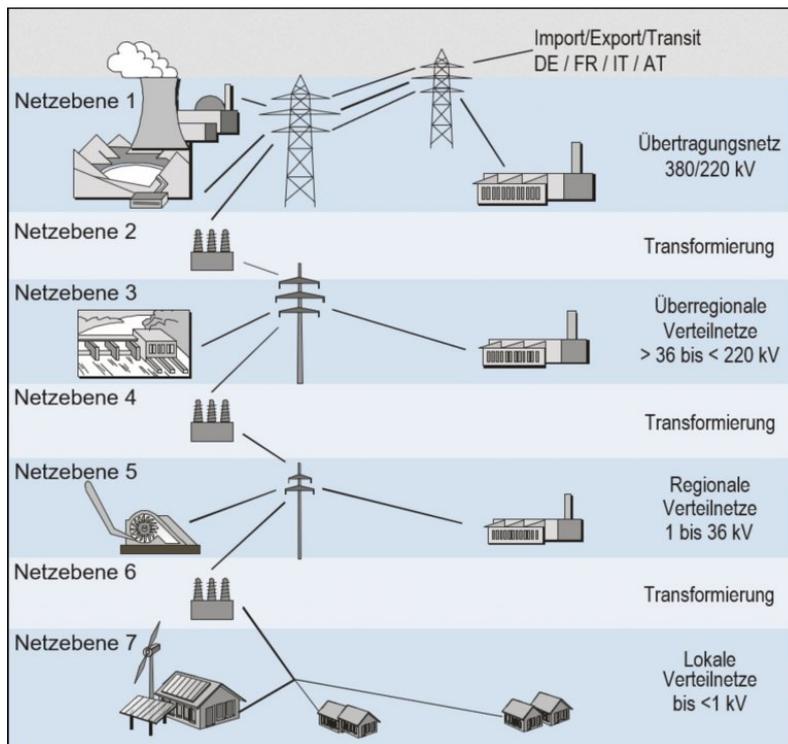


Bild 2.2 Die sieben Ebenen des Stromnetzes (Quelle: VSE)

Vielfach wird argumentiert, die Versorgung von Verbrauchern auf den unteren Netzebenen (v. a. Netzebene 7, an die alle Kleinverbraucher einschliesslich der Privathaushalte angeschlossen sind) durch dezentrale Erzeugungsanlagen reduziere die Inanspruchnahme der überlagerten Netzebenen. Dies trifft grundsätzlich auch zu, wobei weiter unten erläutert wird, dass sich allein durch Absenkung der Stromflüsse in den überlagerten Netzebenen keine weitreichende Kostenreduktion erzielen lässt. An dieser Stelle soll aber zunächst dieser Argumentation gefolgt und betrachtet werden, in welchen Netzebenen eine Auswirkung auf die Stromflüsse erwartet werden kann und welchen Anteil diese Netzebenen an den gesamten Netzkosten ausmachen.

Hierbei muss zwischen **Eigenerzeugungsanlagen** und **sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen** unterschieden werden. Bei *Eigenerzeugungsanlagen* ist offensichtlich, dass Strommengen, die durch diese Anlagen erzeugt und zeitgleich durch den jeweiligen Verbraucher verbraucht werden, nicht durch das Netz der öffentlichen Versorgung fließen. In diesem Umfang findet dann tatsächlich eine Entlastung der Stromflüsse in allen Netzebenen statt. (Dies gilt jedenfalls dann, wenn unterstellt wird, dass dieser Anteil des Stromverbrauchs ansonsten aus einer Erzeugungsanlage gedeckt würde, die an die Netzebene 1 angeschlossen ist oder räumlich so weit entfernt ist, dass die Netzebene 1 für den dann erforderlichen überregionalen Transport in Anspruch genommen wird.)

Bei *sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen*, die nicht oder zumindest nicht allein für die Eigenversorgung eines Verbrauchers eingesetzt werden, wird Strom in das Netz eingespeist und zu den Verbrauchern transportiert. Es wird somit mindestens das Netz auf der Anschlussebene einer Erzeugungsanlage direkt in Anspruch genommen. (Wie sich dies im Einzelnen auf die Höhe der Stromflüsse im Netz auswirkt, hängt von der genauen Lage des Anschlusspunkts der Erzeugungsanlage und der aktuellen Netzsituation ab. Dies soll hier aber nicht weiter vertieft werden.)

Im günstigsten Fall kann sich diese direkte Inanspruchnahme von Netzebenen auf die Niederspannungsebene (Netzebene 7) beschränken, nämlich wenn sowohl die Erzeugungsanlagen als auch die hieraus versorgten Verbraucher an diese Ebene angeschlossen und so nah beieinander gelegen sind, dass kein Transport über höhere Netzebenen erforderlich ist. Hierbei ist zu beachten, dass Niederspannungsnetze in voneinander getrennte Netzbezirke unterteilt sind, die je nach Siedlungsdichte meist nur Ausdehnungen bis zu wenigen hundert Metern aufweisen. Wenn Erzeugung und Verbrauch in unter-

schiedlichen Netzbezirken angeschlossen sind, werden die Stromflüsse auch in überlagerten Netzebenen beeinflusst, mindestens in den Ebenen 6 und 5. Dies kann sogar dann der Fall sein, wenn die Netzanschlusspunkte von Erzeugung und Verbrauch nur wenige zehn Meter voneinander entfernt sind, nämlich dann, wenn sich dazwischen die Grenze zwischen zwei Netzbezirken befindet.

Selbst im günstigsten Fall ist somit festzuhalten, dass auch **bei dezentraler Erzeugung** (sofern es sich nicht um Eigenerzeugung handelt) die **Netzebene 7 direkt mit in Anspruch genommen wird**. Diese Ebene macht aber einen sehr erheblichen Teil des Netzes und somit auch der gesamten Netzkosten aus:

- Wie Tabelle 2.1 zeigt, ist die Netzlänge auf Ebene 7 grösser als die Summe der Netzlängen aller überlagerten Ebenen. Wenn diese Angaben beispielsweise auf die Zahl der versorgten Privathaushalte (Wohnungen) bezogen werden, so zeigt sich, dass auf jede Wohnung in der Schweiz durchschnittlich ca. 30 m Niederspannungsleitung entfallen; hiervon entfallen ca. 10 m auf die Hausanschlussleitung. In den überlagerten Ebenen fallen deutlich geringere Leitungslängen pro Wohnung an, im Übertragungsnetz sogar nur ca. 1,5 m, also nicht einmal ein Zwanzigstel der Niederspannungs-Leitungslänge. Dies widerspricht – jedenfalls wenn allein die *Netzlänge* betrachtet wird – der mitunter geäusserten Intuition, das Niederspannungsnetz mache nur einen kleinen Teil des gesamten Netzes aus und es müsse vorrangiges Ziel sein, die Nutzung der überlagerten Netzebenen und damit deren erforderlichen Umfang zu reduzieren. Tatsächlich entfällt auf das Niederspannungsnetz also der grösste Teil der Leitungslänge.
- Selbstverständlich gilt dies nicht in gleichem Masse auch für die *Netzkosten*, denn Leitungen auf den höheren Netzebenen sind pro Kilometer Leitungslänge teurer als Leitungen im Niederspannungsnetz. Gleichwohl spielt die **Netzebene 7** auch aus Sicht der Kosten eine sehr bedeutende Rolle. Sie weist mit **rund 40 %** den höchsten Anteil aller Netzebenen an den Gesamtkosten der Schweizer Netze auf, wie Tabelle 2.1 zeigt. Die unteren drei **Netzebenen 5-7**, an die der überwiegende Teil der aktuell diskutierten dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen wird, machen zusammen sogar knapp **70 % der Netzkosten** aus.

Die Netzebenen, in denen dezentrale, verbrauchsnahe Erzeugung zu einer Absenkung der Stromflüsse beitragen kann, machen somit je nach Situation maximal etwa 30-60 % der gesamten Netzkosten aus. Auch in diesen Ebenen führt sie aber, wie nachfolgend erläutert wird, nicht zu einer entsprechend hohen Kostenabsenkung.

	Leitungslänge [km]	Leitungslänge pro Wohnung	jährliche Netzkosten [Mio. CHF/a]	prozentualer Kostenanteil
<b>Netzebene 1</b>	6.700	1,5 m	700 (inkl. SDL)	17 %
<b>Netzebene 2</b>			100	2,5 %
<b>Netzebene 3</b>	8.800	2 m	400	9,5 %
<b>Netzebene 4</b>			200	5 %
<b>Netzebene 5</b>	44.500	10 m	800	19,5 %
<b>Netzebene 6</b>			300	7,5 %
<b>Netzebene 7</b>	137.500 (inkl. HA-Leitungen)	30 m	1.600	39 %

Tabelle 2.1 Netzumfänge der Schweizer Stromnetze (Quellen: VSE; Tätigkeitsbericht ECom 2018)

## 2.4.2 Notwendigkeit und indirekte Inanspruchnahme überlagerter Netzebenen

Bei der oben behandelten Frage der *direkten* Inanspruchnahme von Netzebenen wird nicht berücksichtigt, dass der Betrieb der überlagerten Netzebenen auch bei starker dezentraler Erzeugung unabdingbar notwendig ist und diese Ebenen indirekt sehr wohl auch von Verbrauchern in Anspruch genommen werden, die (vertraglich) aus dezentralen Erzeugungsanlagen beliefert werden. Dies hat verschiedene Gründe:

- **Grossverbraucher** wie z. B. Industrieanlagen, grosse Gewerbebetriebe und Anlagen zur Einspeisung in das SBB-Bahnstromnetz können nicht aus dem Niederspannungsnetz versorgt werden, sondern werden je nach Leistungsbedarf meist an eine der Netzebenen 2-5, in einzelnen Fällen sogar direkt an das Übertragungsnetz (Ebene 1) angeschlossen. Diese Verbraucher zahlen selbstverständlich auch Netzentgelte, die allerdings aufgrund der in der Schweiz angewandten Kostenwälzungssystematik keine Kostenanteile der jeweils unterlagerten Netzebenen abdecken.
- **Grosse Erzeugungsanlagen**, die in der Schweiz auch bei zunehmender dezentraler Erzeugung einen wesentlichen Teil der Stromerzeugung abdecken, werden typischerweise an die Netzebenen 1-3 angeschlossen. In der Schweiz sind dies v. a. grosse Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Wie Bild 2.3 und Bild 2.4 zeigen, erklärt sich bereits aus der Lage dieser Kraftwerke (vornehmlich in den südlichen Gebirgsregionen) und der überwiegend im Norden gelegenen Verbrauchszentren ein wesentlicher Teil der Struktur des Schweizer Übertragungsnetzes.
- Die Notwendigkeit der höheren Netzebenen wird nicht in der Masse verdrängt, in dem Verbraucher durch dezentrale Erzeugungsanlagen versorgt werden, weil diese Ebenen die übergeordnete „Klammer“ über die Netze der unteren Netzebenen bilden und hierfür zwingend benötigt werden:
  - Sie dienen zum einen dem **regionalen und überregionalen Ausgleich**, der sicherstellt, dass alle Verbraucher auch dann vollständig versorgt werden können, wenn die im Nahbereich verfügbare dezentrale Erzeugung nicht zur Deckung des momentanen Bedarfs ausreicht. Dies ist keine Ausnahme, sondern der Normalfall, denn dezentrale Erzeugung weist selbst dann, wenn sie jahresbezogen zur lokalen Verbrauchsdeckung ausreicht, in der Regel nicht den gleichen zeitlichen Verlauf auf wie der lokale Verbrauch (besonders wenn sie auf volatil verfügbaren erneuerbaren Energien basiert). Ausserdem weisen auch dezentrale Erzeugungsanlagen technisch bedingte Zeiten der Nichtverfügbarkeit auf, in denen die Versorgung dann auf anderen Wegen sichergestellt werden muss.

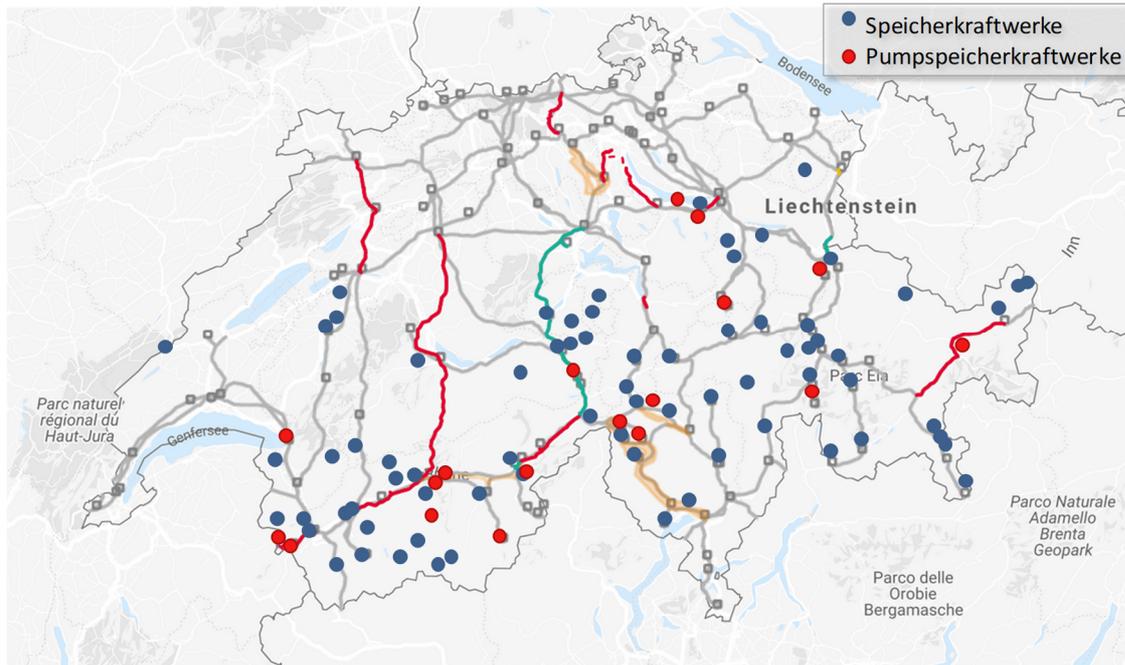


Bild 2.3 Schweizer Übertragungsnetz inklusive geplanter Netzausbauprojekte (farbig markierte Leitungen) und Lage der Speicherkraftwerke (Quellen: eigene Darstellung auf Basis von Swiss-grid und BFE)

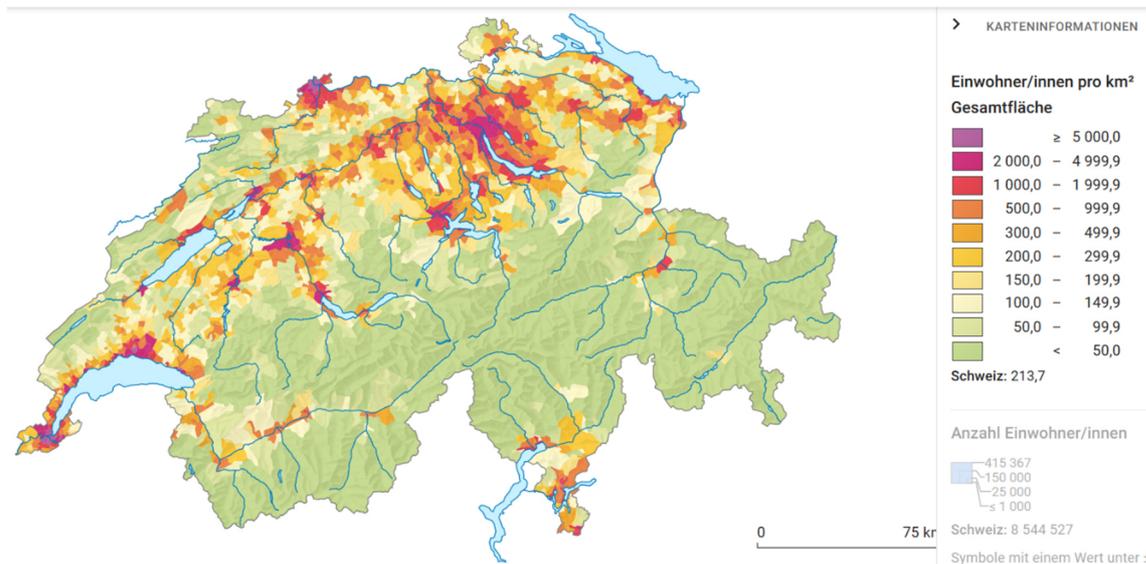


Bild 2.4 Bevölkerungsdichte in Einwohner pro km<sup>2</sup> (Quelle: Schweizer Bundesamt für Statistik)

- Zum anderen dienen die überlagerten Netze dazu, die Stabilität des gesamten Versorgungssystems aufrecht zu erhalten und «**Systemdienstleistungen**» etwa zur Stabilisierung der Netzfrequenz und der Spannungssituation zu transportieren. Gerade die für die Frequenzhaltung erforderlichen Ressourcen zur Systemregelung werden in der Schweiz in starkem Masse durch die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Diese Funktionen haben einen systemweiten Charakter und können nicht auf wirtschaftlich sinnvolle Weise isoliert in jedem einzelnen Netzbezirk auf den unteren Netzebenen erbracht werden. Diese Erkenntnis wird auch dadurch nicht in Frage gestellt, dass in letzter Zeit verschiedentlich in Forschungsprojekten nachgewiesen wurde, dass ein isolierter Betrieb örtlich begrenzter Verteilungsnetze *technisch*

*möglich* ist. Diese Betriebsweise würde in grossem Umfang lokale Speicherkapazitäten und Regelungseinrichtungen erfordern, die erhebliche Mehrkosten verursachen würden und dennoch kaum eine Versorgung auf dem gewohnten Sicherheits- und Qualitätsniveau gewährleisten könnten.

- Das Schweizer Übertragungsnetz ist in das **europäische Stromverbundnetz** integriert, das einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilisierung sowie zum wirtschaftlich günstigen Betrieb der nationalen Versorgungssysteme leistet. Das Verbundnetz dient Schweizer Verbrauchern und Erzeugungsanlagenbetreibern auch als Grundlage für den Zugang zu Stromanbietern bzw. -abnehmern im europäischen Ausland. Es ist aber auch unabhängig davon, ob Netznutzer an einer Belieferung aus dem bzw. in das Ausland interessiert sind, von grundlegender Bedeutung für die nationalen Versorgungssysteme. Dies zeigt sich allein schon daran, dass ein grosser Teil in einer Zeit aufgebaut wurde, in der vertikal integrierte Versorgungsunternehmen ihre Kunden im Wesentlichen aus Erzeugungsanlagen im eigenen Gebiet versorgt haben und keine offenen Strommärkte existierten. Das Verbundnetz wird auch heute und zukünftig noch näherungsweise in der heutigen Dimensionierung benötigt, auch bei einem starken Zubau dezentraler Erzeugung [2]. Wie sich in verschiedenen Ländern zeigt, kann sogar ein weiterer Ausbau dieses Netzes erforderlich werden, weil auch dezentrale Erzeugung abhängig von deren örtlicher Verteilung und zeitlicher Einspeisecharakteristik grossräumige Transporte erfordern kann. Dies lässt sich auch am aktuellen Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E ablesen [3]. Hier wird trotz starker Zunahme dezentraler Erzeugung kein Rückbau, sondern ein Ausbaubedarf auf Übertragungsebene gesehen.

Aus diesen Gründen kann auch bei stark zunehmender dezentraler Erzeugung nicht auf die höheren Netzebenen verzichtet werden, und auch ihre strukturelle Dichte und ihre Transportkapazitäten können nicht in dem Masse reduziert werden, in dem die Erzeugung auf die unteren Netzebenen verlagert wird. Die durch dezentrale Erzeugung erzielbaren Kosteneinsparungen auf den höheren Netzebenen sind somit – soweit nicht sogar Mehrkosten etwa aufgrund von Rückspeisungen auftreten – allenfalls gradueller Art.

### 2.4.3 Kostentreiber in den einzelnen Netzebenen

Um zu beurteilen, in welchem Umfang sich die Kosten der einzelnen Netzebenen infolge stärkerer dezentraler Erzeugung ändern können, ist zu untersuchen, welche Eigenschaften der Netzgebiete und der nutzerseitigen Anforderungen die Gestaltung der Netze und somit deren Kosten massgeblich bestimmen. Es geht hierbei somit um die Kostentreiber der einzelnen Leitungs- und Umspannebenen.

Die Netzkosten in den einzelnen Ebenen hängen entscheidend von Anzahl, Art und Umfang der eingesetzten Netzbetriebsmittel ab, also

- in den **Leitungebenen** (Netzebenen 1, 3, 5 und 7) von der Zahl und Länge der einzelnen **Leitungen** sowie deren Bauform und Dimensionierung (Transportkapazität) und
- in den **Umspannebenen** (Netzebenen 2, 4 und 6) von der Zahl der **Stationen** und der Zahl und Dimensionierung der dort eingesetzten **Transformatoren**.

Daneben fallen in allen Netzebenen Netzverluste an, die die Netzbetreiber durch Einkauf entsprechender Strommengen decken müssen.

Diese **mit Errichtung und Betrieb der Netzbetriebsmittel verbundenen Kosten**, die zusammen mit den Netzverlustkosten den grössten Teil der „wälzbaren Kosten“ in der Schweizer Entgeltsystematik ausmachen, stehen im Mittelpunkt der weiteren Betrachtungen. Sie sind mehr oder weniger unmittelbar mit den Anforderungen an den Stromtransport verknüpft, die sich aus Eigenschaften der Netzgebiete und der Netznutzer sowie aus deren Entscheidungen ergeben. Weitere Elemente der Netzkosten sind entweder hiervon weitgehend unabhängig (wie z. B. allgemeine Verwaltungskosten) oder relativ gering

und werden deshalb hier nicht vertieft untersucht. Im Grundsatz könnte aber auch für diese Kostenelemente untersucht werden, welche Abhängigkeiten im Detail bestehen. Zu einem solchen zukünftig evtl. betrachtungsrelevanten Kostenelement könnten sich die Engpassmanagementkosten entwickeln. Diese sind in der Schweiz heute noch relativ gering, können je nach Entwicklung der Netze und der Erzeugungs- und Verbrauchssituation grundsätzlich aber eine erhebliche Grössenordnung annehmen, wie sich etwa in Deutschland zeigt. Im Rahmen dieser Studie wird dieses Kostenelement aber nicht näher betrachtet. Die hier näher betrachteten Kosten werden in der Schweiz mit dem Kostenwälzungsmechanismus auf die Nutzer der Netzebenen verteilt, während z. B. Verwaltungskosten direkt nach anderen Kriterien auf die Kostenträger geschlüsselt werden.

Bezüglich der Kosten, die direkt mit Errichtung und Betrieb der Leitungen und Umspannstationen verbunden sind, stellt sich im nächsten Schritt die Frage, aus welchen Zusammenhängen sich der Umfang und die erforderliche Dimensionierung dieser Betriebsmittel ergeben. Hierzu lässt sich folgendes feststellen:

- Die Struktur der **Leitungsnetze** und somit die Zahl und Längen der einzelnen Leitungen ergeben sich ganz wesentlich aus der räumlichen Lage der Verbraucher und Erzeugungsanlagen bzw. der Lage der jeweiligen Netzanschlusspunkte, die durch das Netz miteinander zu verbinden sind. Diese Merkmale sind unabhängig von den tatsächlichen Stromflüssen, die sich im Netzbetrieb ergeben, und auch unabhängig von den maximalen Leistungsanforderungen („Netzanschlusskapazitäten“) an den Netzanschlusspunkten. Es handelt sich daher um **strukturbezogene Kostentreiber**. Im Detail unterscheidet sich die Rolle dieser Kostentreiber etwas nach den Netzebenen:
  - In den unteren Netzebenen (v. a. Ebenen 5 und 7) ergeben sich die Zahl und Länge der Leitungen fast ausschliesslich aus der Lage der Anschlusspunkte von Netznutzern und – in nachrangigem Ausmass – aus der Lage der jeweils überlagerten Umspannstationen. Die Struktur des Leitungsnetzes der Ebene 7 ist z. B. in weiten Teilen durch die Struktur des Strassennetzes vorgegeben. Es ist daher praktisch nicht zu erwarten, dass der Zubau dezentraler Erzeugung (einschliesslich Eigenerzeugung) eine Reduktion des Umfangs dieser Leitungsnetze ermöglicht.
  - Auch in den oberen Netzebenen 1 und 3 ergibt sich die Netzstruktur in dominanter Weise aus der Anforderung, Anschlusspunkte von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen sowie – insbesondere auf Ebene 1 – Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen miteinander zu verbinden. In deutlich nachrangigem Umfang spielen auf diesen Ebenen aber auch Anforderungen an die Transportkapazität eine Rolle für die Netzstruktur. Es ist also vorstellbar, dass bei einem starken Ausbau der dezentralen Erzeugung auf (wenige) einzelne Leitungen gänzlich verzichtet werden kann. Es ist allerdings auch möglich, dass zugleich Bedarf nach weiteren Leitungszubauten entsteht, um dezentral eingespeiste Energie regional verteilen oder in höhere Netzebenen rückspeisen zu können.
- Die **Dimensionierung** der einzelnen Leitungen erfolgt hingegen so, dass die erwarteten **maximalen Leistungsanforderungen** an den Stromtransport erfüllt werden können. (Technisch betrachtet drückt sich die Dimensionierung darin aus, wie viele Stromkreise bei einer Leitung parallel errichtet werden und welcher Leitungsquerschnitt je Stromkreis verwendet wird.) Hier spielen die Erwartungen an den Umfang der Stromflüsse also sehr wohl eine Rolle. Im Detail sind hierbei zwei Einflussfaktoren zu berücksichtigen:
  - Wesentliche Grundlage für die Netzplanung sind Erkenntnisse zu den Stromflüssen, die in der Vergangenheit aufgetreten sind, sowie Prognosen über deren zukünftige Entwicklung. Hierbei werden nicht die einzelnen Beiträge betrachtet und aufsummiert, die sich für die Versorgung der einzelnen Verbraucher ergeben, sondern die aus der Gesamtheit dieser Einzelbeiträge resultierenden „durchmischten“ Stromflüsse, die sich im Netzbetrieb messtechnisch erfassen lassen. Da die im aktuellen Netzzustand beobachteten Stromflüsse Grundlage für die Planung

zukünftiger Anpassungsmassnahmen im Netz sind, können Änderungen der Netzbelastung, die sich u. a. durch dezentrale Erzeugung ergeben, einen Einfluss auf die zukünftigen Netzkosten haben. Es handelt sich hierbei somit um eine **belastungsbezogene Kostentreiberwirkung**. Es ist wichtig zu beachten, dass hierbei nicht die jahresbezogenen Energiewerte, sondern die maximal erwarteten Leistungswerte der Stromflüsse („zeitgleiche Höchstbelastungen“) massgeblich sind. Es ist auch zu beachten, dass die dezentrale Erzeugung je nach Netzsituation sowohl *Minder-* als auch *Mehrbelastungen* zur Folge haben kann: Minderbelastungen können durch „Verdrängung“ von Strombezügen aus vorgelagerten Netzen auftreten, und Mehrbelastungen durch Rückspeisungen in vorgelagerte Netze.

- Darüber hinaus müssen Netzbetreiber aber insbesondere bei grösseren Einzelverbrauchern sowie bei Erzeugungsanlagen die individuellen Netzanschlusskapazitäten an den Anschlusspunkten berücksichtigen. Dieser Zusammenhang wird hier als **kapazitätsbezogene Kostentreiberwirkung** bezeichnet. Er hängt nicht davon ab, in welchem Umfang ein Netznutzer die vereinbarte Netzanschlusskapazität tatsächlich nutzt. Dieser Einflussfaktor spielt allerdings in Netzebene 7 nur eine sehr untergeordnete Rolle. Grössere Bedeutung hat er in den Netzebenen 1 und 3 und teilweise in Netzebene 5.
- In den **Umspannebenen** ergibt sich die Zahl der Umspannstationen und Transformatoren teilweise ebenfalls aus strukturellen Einflussfaktoren. So muss z. B. auch für sehr kleine Siedlungen mit nur wenigen Häusern trotz deren nur geringer Leistungsanforderungen oft eine eigene Umspannstation der Netzebene 6 vorgesehen werden, weil die Siedlung zu weit vom nächsten Netz der Netzebene 7 entfernt liegt. Insgesamt werden jedoch sowohl die Zahl der Stationen und Transformatoren also auch die Dimensionierung (Transportkapazität) der Transformatoren sehr stark durch die erwartete Netzbelastung getrieben. In diesen Ebenen ist die **belastungsbezogene Kostentreiberwirkung** somit dominierend. Auch hier ist die erwartete zeitgleiche Höchstbelastung (und nicht etwa die jährlich zu transportierende Energie) für die Netzplanung ausschlaggebend. In der Regel geht es hierbei um die erwartete Höchstbelastung in der Richtung von der höheren zur niedrigeren Netzebene. Bei sehr starker örtlicher Konzentration von dezentralen Erzeugungsanlagen kann es aber auch dazu kommen, dass die höchste erwartete Belastung in *Rückspeiserichtung* auftritt, also von der niedrigeren zur höheren Netzebene. In solchen Fällen wird dann die Rückspeisung dimensionierungsrelevant für die Umspannanlagen, so dass Mehrkosten für den Abtransport des dezentral erzeugten Stroms auftreten.

Auch die **Netzverlustkosten** hängen zu einem wesentlichen Teil von den tatsächlichen Stromflüssen ab, so dass auch hier eine **belastungsbezogene Kostentreiberwirkung** auftritt. Soweit dezentrale Erzeugung dazu beiträgt, dass die Höhe der Stromflüsse insgesamt – d. h. unter Berücksichtigung sowohl der Anschlussebene also auch der überlagerten Ebenen – absinkt, kann sie somit auch zu einer Absenkung der Netzverlustkosten beitragen. Hierbei ist anders als bei der Betriebsmitteldimensionierung nicht nur die Belastung im Zeitpunkt der Höchstbelastung ausschlaggebend, sondern auch der zeitliche Verlauf der Netzbelastung und somit auch der Umfang der jährlich transportierten Energie.

Bei genauerer Betrachtung wird deutlich, dass dies allerdings nur zutrifft, soweit es um die *belastungsabhängigen* Netzverluste geht. Diese Netzverluste treten hauptsächlich im eigentlichen Leitermaterial auf und hängen – sogar überproportional – von der Stromstärke im Leiter (also auf der Leitung oder im Transformator) ab. Daneben treten im Netz aber auch in erheblichem Umfang *belastungsunabhängige* Verluste auf, v. a. in Transformatoren und Erdkabeln. Diese Verluste treten in näherungsweise gleichbleibender Höhe auf, sobald die Betriebsmittel eingeschaltet (d. h. „unter Spannung gesetzt“) werden. Der Kostenanteil zur Deckung dieses Teils der Verluste hängt also nicht direkt von der aktuellen Netzbelastung ab, sondern von den gleichen Treibern, aus denen sich ergibt, wie viele und welche Arten von Leitungen und Transformatoren eingesetzt werden (s. oben).

**Zusammenfassend** ergibt sich aus den hier erläuterten Zusammenhängen,

- dass sowohl die Errichtungs- und Betriebskosten der Leitungen und Umspannanlagen als auch die Netzverlustkosten teilweise direkt, teilweise indirekt (durch Einfluss auf die Grundlagen für die zukünftige Netzplanung) von den auftretenden *Netzbelastungen* beeinflusst werden,
- dass aber neben diesen *belastungsbezogenen* Kostentreiberwirkungen in starkem Masse auch *struktur- und kapazitätsbezogene* Kostentreiberwirkungen auftreten, die nicht mit der tatsächlichen Inanspruchnahme der Netze zusammenhängen.

Die dezentrale Erzeugung beeinflusst somit durchaus – im Umfang der belastungsbezogenen Kostentreiberwirkungen – die Netzkosten sowohl in der Anschlussebene der Erzeugungsanlagen als auch in den überlagerten Ebenen. Diese Auswirkungen sind jedoch begrenzt, da die nicht-belastungsbezogenen Kostentreiber, die insgesamt sogar eine dominierende Rolle einnehmen, hierdurch nicht beeinflusst werden. Im Weiteren ist nun zu untersuchen, wie stark die belastungsbezogenen Kostentreiber sich tatsächlich auf die Netzkosten auswirken.

## 2.4.4 Zusammenhang zwischen Betriebsmittelkosten und -dimensionierung

Wie zuvor erläutert, kann dezentrale Erzeugung – in begrenztem Umfang – dazu beitragen, dass eine geringere Transportkapazität im Netz benötigt wird als ohne dezentrale Erzeugung, insbesondere in den Netzebenen oberhalb der Anschlussebene der Erzeugungsanlagen. Soweit dies dazu führt, dass auf einzelne bestehende Netzbetriebsmittel gänzlich verzichtet werden kann, ist die hiermit verbundene Kostenwirkung offensichtlich: Es fallen dann die gesamten mit diesen Betriebsmitteln verbundenen Errichtungs- und Betriebskosten weg. In der Praxis realisiert sich diese Kostenwirkung allerdings nur mit zeitlicher Verzögerung: Die Stilllegung einer Leitung oder eines Transformators führt unmittelbar nur dazu, dass laufender Aufwand für die Instandhaltung entfällt. Diese Kosteneinsparung wird teilweise durch etwaige Rückbaukosten weiter reduziert. Ein grosser Teil der Kostenwirkung tritt hingegen erst in dem Zeitpunkt ein, in dem die Betriebsmittel aus Altersgründen ersetzt werden müssten. Dann entfallen nämlich die Erneuerungskosten für die nicht mehr benötigten Betriebsmittel.

Ebenfalls relativ einfach ersichtlich sind die Kostenwirkungen in Fällen, in denen aufgrund dezentraler Erzeugung ein ansonsten notwendiger Netzausbau zeitlich aufgeschoben werden kann oder sogar gänzlich verzichtbar wird. Es fallen dann die Kosten der Netzausbaumassnahmen und die dadurch ggf. bedingten zusätzlichen Instandhaltungskosten für neue Betriebsmittel weg.

Weniger offensichtlich sind die Kostenwirkungen in Fällen, in denen bestehende oder neu zuzubauende Betriebsmittel zwar durch die dezentrale Erzeugung nicht überflüssig werden, aber geringer dimensioniert werden können als ohne dezentrale Erzeugung. In diesen Fällen ist zu beachten, dass die **Betriebsmittelkosten** stark **unterproportional mit der Dimensionierung** zusammenhängen. Die Kosten sind also keineswegs über einen einfachen Faktor mit der Dimensionierungsgrösse (also der Transportkapazität der Leitung oder des Transformators) verknüpft, sondern steigen bei zunehmender Dimensionierung prozentual deutlich schwächer an als die Transportkapazität. Dies liegt u. a. daran, dass ein Teil der Kosten gar nicht oder nur sehr schwach mit der Dimensionierung von Betriebsmitteln zusammenhängt (jedenfalls innerhalb einer Netzebene). Dies gilt z. B. für Tiefbau- und Versiegelungskosten bei Leitungen, für Stations- und Schaltanlagenkosten bei Umspannstationen und auch für wesentliche Teile der laufenden Wartungs- und Instandhaltungskosten. Darüber hinaus weisen auch die eigentlichen elektrischen Betriebsmittel eine Kostendegression auf: Z. B. kostet ein Transformator, der die doppelte Übertragungskapazität eines anderen Transformators aufweist, zwar mehr als dieser andere Transformator, aber keineswegs doppelt so viel. Dieser Zusammenhang ist in Bild 2.5 am Beispiel von 10-kV-Kabeln dargestellt.

Auch diese Zusammenhänge sind bei der Beurteilung der netzseitigen Kostenwirkungen der dezentralen Erzeugung zu berücksichtigen. Sie führen tendenziell zu einer weiteren Abschwächung des (erhofften) kostensenkenden Effekts der dezentralen Erzeugung.

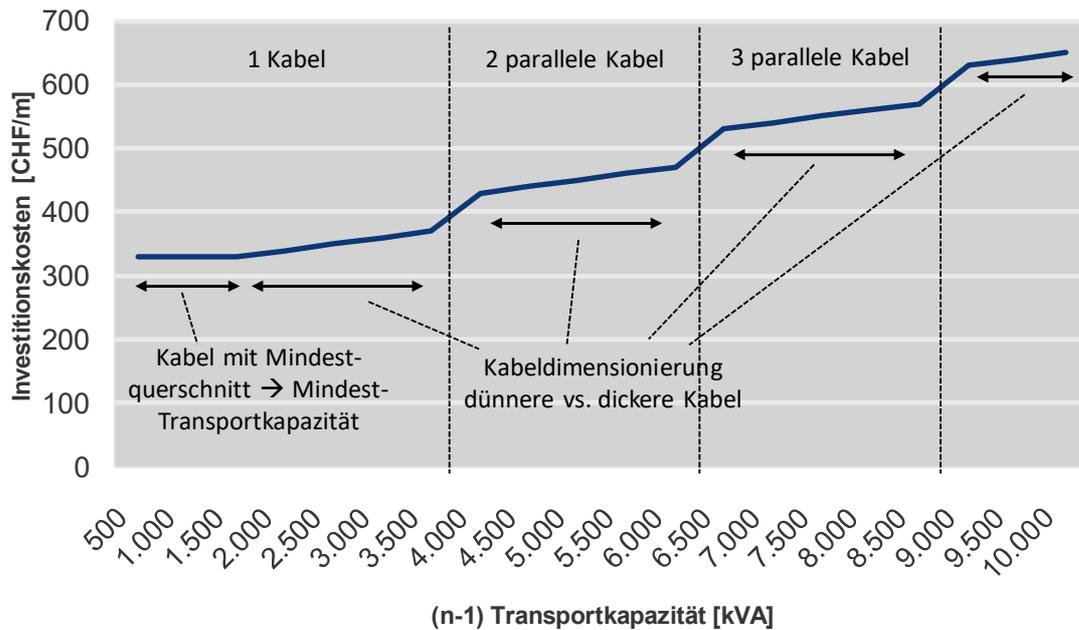


Bild 2.5 Zusammenhang zwischen Investitionskosten und erforderlicher Transportkapazität am Beispiel von 10-kV-Kabeln

## 2.5 Ergebnisse quantitativer Analysen zu Kostentreiberwirkungen

### 2.5.1 Kurzübersicht über Methodik und Daten

In den vorhergehenden Abschnitten wurde auf vorwiegend qualitative Weise erläutert, inwiefern die Höhe der Netzkosten von verschiedenen Eigenschaften eines Netzgebiets und der Art und Weise der Netznutzung durch die an ein Netz angeschlossenen Netznutzer abhängt. Nachfolgend sollen die wesentlichen **Zusammenhänge** nun **auf quantitative Weise** untersucht werden.

Hierzu werden alle (potenziell) relevanten Merkmale systematisch variiert und deren Einflüsse auf die Netzkosten simulativ ermittelt. (Weitergehende Ausführungen zur Vorgehensweise, zum eingesetzten Simulationsmodell zu den verwendeten Eingangsdaten findet sich in Anhang E.) Solche **modellnetz-basierten Analysen** wurden in der Vergangenheit bereits vielfach für verschiedenste Fragestellungen, unter anderem auch bezogen auf Netztarifierungsfragen, in verschiedenen Ländern vorgenommen. Hinweise zu diesbezüglichen Arbeiten von Consentec finden sich z. B. in [4-7]. Sehr ähnliche Analysemethoden wurden und werden aber auch von anderen Häusern erfolgreich angewendet, so z. B. in der von E-Bridge, IAEW und OFFIS durchgeführten Verteilernetzstudie «Moderne Verteilernetze für Deutschland» im Auftrag des deutschen BMWi [8].

Bei diesen Analysen bestand weniger die Erwartung, dass sich nun für die Schweiz *grundsätzlich* andere Zusammenhänge ergeben würden als für andere Länder, denn die Stromnetze sind in der Schweiz ähnlich aufgebaut wie im Ausland. Es sollten vielmehr auch hinsichtlich der *quantitativen* Zusammenhänge valide Ergebnisse unter Berücksichtigung der in der Schweiz üblichen Randbedingungen gewonnen werden. Einen methodischen Überblick über die durchgeführte Analyse gibt Bild 2.6.



Bild 2.6 Methodischer Überblick über die Kostentreiberanalyse

Ausgangspunkt der Kostentreiberanalyse sind Modelle für **repräsentative Netzsituationen in der Schweiz**. Um deren Bandbreite angemessen abzudecken, wurden Netzmodelle für ein grossstädtisches, ein ländliches und ein Mischgebiet erstellt, basierend auf Kenntnissen der Gutachter aus verschiedenen Untersuchungen für Schweizer Verteilnetzbetreiber und vor allem auch aus einer Untersuchung für den VSE [9]. In Schritt 2 wurden mögliche, aus heutiger Sicht relevante **Entwicklungen auf der Verbrauchsseite** – u. a. durch E-Mobilität und strombasierte Heizungen – **sowie im Bereich der dezentralen Erzeugung** nachgebildet. Hierauf aufbauend wurden in Schritt 3 unter Berücksichtigung praxistypischer Werte für die zulässige Betriebsmittelbelastung die langfristig erforderlichen **Umfänge und Dimensionierungen der Betriebsmittel** (v. a. Leitungen und Transformatoren) berechnet. In Schritt 4 wurden hieraus **Kostenwerte** abgeleitet, basierend auf praxisüblichen Kostenansätzen.

Bei dieser Analyse – v. a. in Schritt 3 – wurde jeweils eine **«Grüne-Wiese-Situation»** unterstellt, um valide Abschätzungen zu den langfristigen Kostenwirkungen zu erhalten. Der gegenteilige Ansatz, jeweils nur Übergangsschritte von einem bestimmten Vorzustand aus zu bewerten, würde zu weniger robusten, da vom Vorzustand abhängigen Ergebnissen führen. Er wäre hier mit Blick auf die Netztarifierung auch grundsätzlich nicht angebracht, da **Netztarife die durchschnittlichen Kostenwirkungen abbilden und nicht davon abhängen sollen, ob im Einzelfall tatsächlich Ausbaubedarf und Kosten anfallen oder nicht (Solidarprinzip)**.

## 2.5.2 Einfluss von Lastveränderungen auf Netzinfrastrukturkosten

### Zusammenhänge differenziert nach Netzebenen

Als erstes Ergebnis dieser Analysen zeigt Bild 2.7, wie sich die **Kosten der betrachteten fünf Netzebenen des Mischgebiets** langfristig entwickeln, wenn sich die **Bezugsleistung je Anschlusspunkt** von Netznutzern in der Niederspannungsebene ändert. Bei dieser Langfristbetrachtung wird davon ausgegangen, dass die Netze vollständig und in kostenminimaler Weise an die veränderten Last- und/oder Einspeiseanforderungen angepasst sind. Somit entsprechen die Ergebnisse denen einer Grüne-Wiese-Betrachtung.

Hierzu ist der Wiederbeschaffungswert aller Netzbetriebsmittel dargestellt, und zwar normiert auf den Leistungswert, der den heutigen Netzanforderungen entspricht. Die Leistungsanforderung wird hier in Form des Höchstlastbeitrags je Anschlusspunkt aus Sicht des NE-7-Netzes ausgedrückt. Dabei wird die Durchmischung der Entnahmeprofile berücksichtigt, die sich typischerweise in einem Niederspannungsnetz ergibt. Dieser Leistungswert je Anschlusspunkt wird hier in einem sehr weiten Bereich von 0 bis 30 kW variiert. Ein heute typischer Wert hierfür liegt bei der betrachteten Gebietsstruktur bei rund 10 kW.

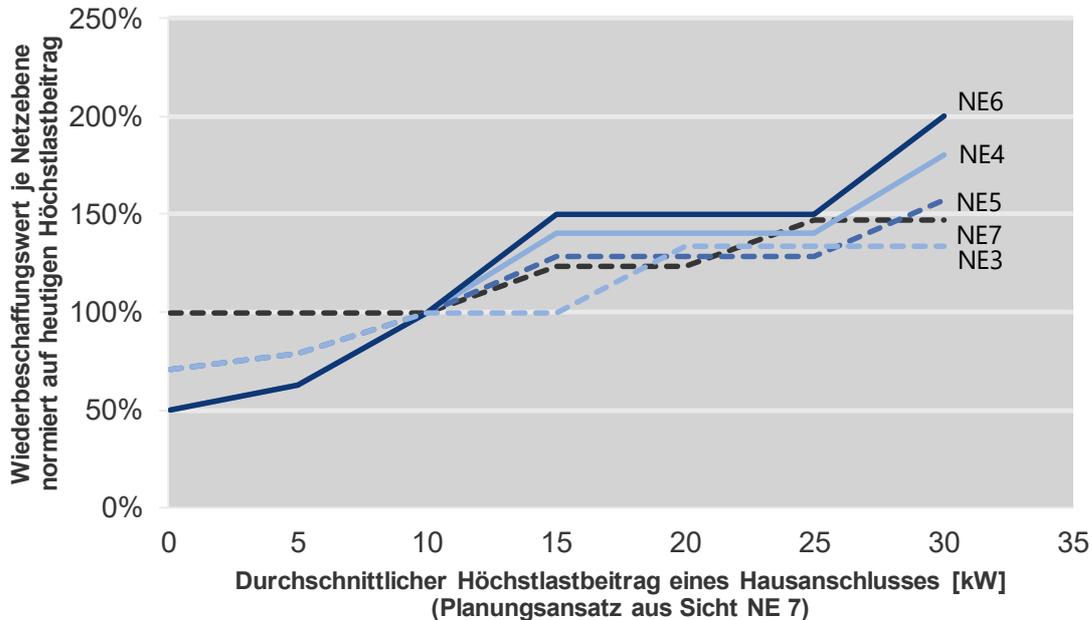


Bild 2.7 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Netzkosten der einzelnen Netzebenen in einem Mischgebiet

Vergleicht man beispielhaft die Netzkosten bei einem Höchstlastbeitrag von 5 kW mit denen bei einem Höchstlastbeitrag von 25 kW, so zeigt sich, dass die Netzkosten in allen Netzebenen bei dem fünfmal höheren Lastbeitrag zwar höher liegen, aber bei weitem nicht um den Faktor 5. Der Zusammenhang zwischen Höchstlast und Netzkosten ist in allen Netzebenen deutlich unterproportional.

Vergleicht man die Zusammenhänge für die einzelnen Netzebenen, so ist festzustellen, dass die Höchstlast in den Umspannebenen (NE 4 und NE 6) einen grösseren Einfluss auf die Netzkosten hat als in den Leitungsebenen (NE 7, NE 5 und NE 3).

Reduziert man die Höchstlastbeiträge auf sehr niedrige Werte, im Grenzfall auf einen Lastbeitrag von 0, so wird die Dimensionierung des Netzes nur noch von den strukturellen Eigenschaften des Versorgungsgebiets (Zahl und räumlicher Abstand der Hausanschlüsse) bestimmt. Vergleicht man die Kosten für einen solchen Fall mit denen, die sich beim heutigen Lastwert von ca. 10 kW ergeben, so zeigt sich deutlich, dass der strukturgetriebene Anteil dominiert. In der Netzebene 7 beträgt er nahezu 100 % – hier wären die gleichen Leitungen mit gleicher Länge erforderlich, selbst wenn die Lastanforderungen je Hausanschluss nahe 0 wären, denn es müssten sämtliche Häuser weiterhin per Leitung mit der nächstgelegenen Trafostation verbunden werden. In den Umspannebenen (NE 4 und NE 6) beträgt der Anteil hingegen „nur“ ca. 50 %. Zwar könnte die Zahl der Transformatoren und auch die der Trafostationen bzw. der Unterwerke rein aus Sicht der Leistungsanforderung noch weiter reduziert werden. Ein gewisses Mindestmass an Trafostationen bzw. Unterwerken ist allerdings erforderlich, um die Spannungshaltung gewährleisten zu können. In den übrigen Leitungsebenen (NE 5 und NE 3) liegt der strukturabhängige Anteil der heutigen Netzkosten bei ca. 2/3.

In Bild 2.8 und Bild 2.9 ist in analoger Weise für die je fünf Netzebenen des **ländlichen** bzw. des **städtischen** Gebiets dargestellt, wie sich die Kosten der verschiedenen Netzebenen langfristig entwickeln, wenn sich die Bezugsleistung je Anschlusspunkt von Netznutzern in der Niederspannungsebene ändert.

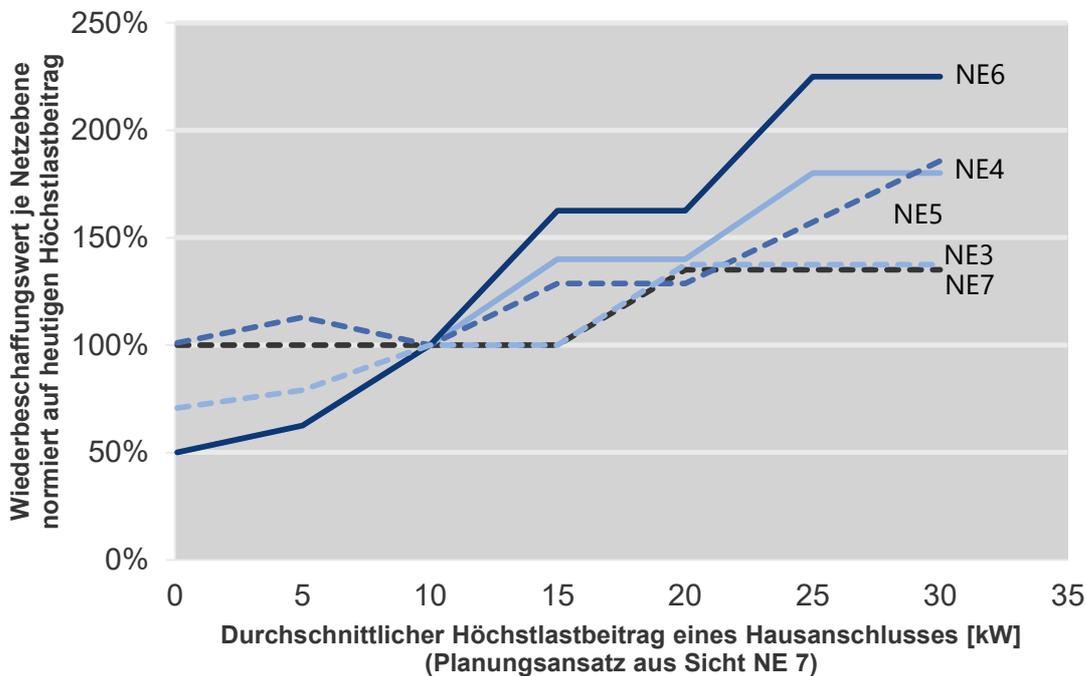


Bild 2.8 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Netzkosten der einzelnen Netzebenen in einem ländlichen Gebiet

Die Netzkostenwirkung von Lastveränderungen ist im ländlichen Gebiet im Vergleich zum Mischgebiet etwas höher. Zwar sind die spezifischen Netzkosten (in den Leitungsebenen in CHF/km) in ländlichen Regionen aufgrund meist niedrigerer Kosten für Tiefbau und Oberfläche geringer als in Mischgebieten, allerdings ist hierdurch der dimensionierungs- oder leistungsabhängige Anteil der Netzkosten höher. Tiefbau- und Verlegungskosten dominieren hier weniger deutlich gegenüber den eigentlichen Leitungskosten als in städtischen Gebieten. Zudem ist die pro Netznutzer benötigte Netzlänge (Kilometer pro Hausanschluss) in ländlichen Regionen höher.

Genau umgekehrt verhält es sich in städtischen Regionen. Hier ist die Netzkostenwirkung einer Lastveränderung im Vergleich zum Mischgebiet etwas niedriger. Zwar sind in städtischen Gebieten die spezifischen Netzkosten (in den Leitungsebenen in CHF/km) höher als im Mischgebiet, allerdings sinkt hierdurch der dimensionierungs- oder leistungsabhängige Anteil der Netzkosten. Tiefbau- und Verlegungskosten dominieren sehr deutlich gegenüber den eigentlichen Leitungskosten. Zudem ist in Städten die pro Netznutzer benötigte Netzlänge (Kilometer pro Hausanschluss) geringer.

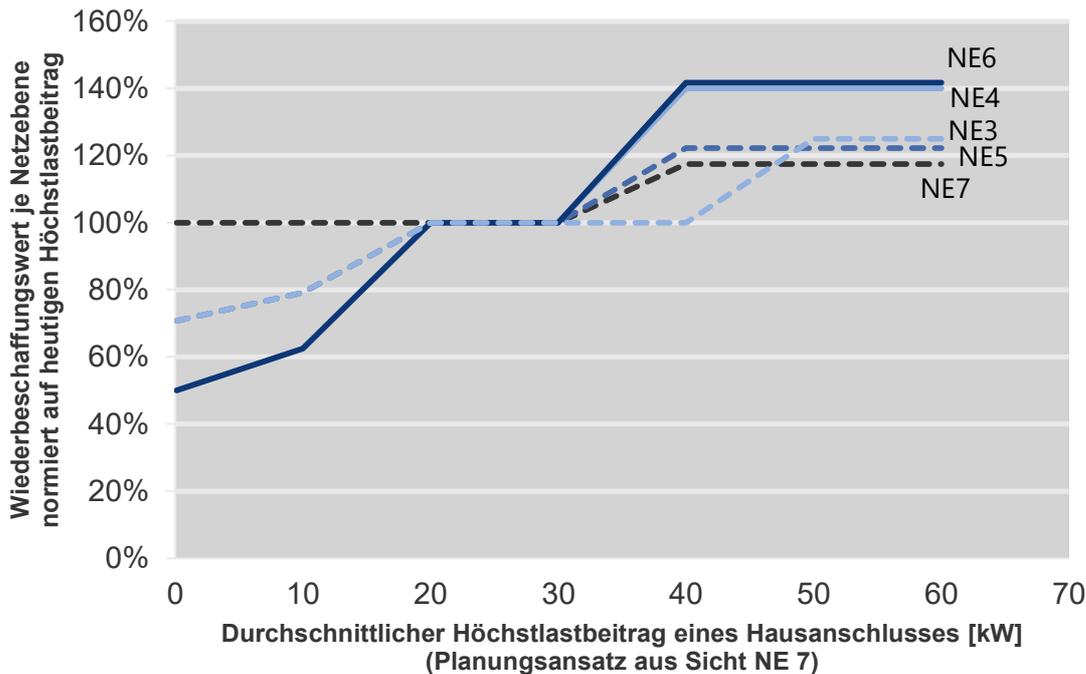


Bild 2.9 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Netzkosten der einzelnen Netzebenen in einem städtischen Gebiet

#### Zusammenhänge in Summe über alle Netzebenen

In Bild 2.10 ist zunächst wieder für das **Mischgebiet** dargestellt, wie sich die zuvor dargestellten **Kostenwirkungen** in den **einzelnen Netzebenen** überlagern, d. h. welche Kostenwirkungen sich *insgesamt* über die betrachteten fünf Netzebenen ergeben. Die Ergebnisse sind auch hier auf die Kosten normiert, die sich bei dem heutigen Planungsansatz von ca. 10 kW ergeben.

Wie sich hieraus ablesen lässt, würde eine **Verdopplung der heutigen Höchstbezugslast von ca. 10 kW auf 20 kW** zu einer **Kostenzunahme um ca. 30 %** führen. Eine **Halbierung der Höchstbezugslast auf 5 kW** würde zu einer **Kostensenkung um ca. 15 %** führen.

Die Ergebnisse entsprechender Auswertungen für **ländliche** und **städtische** Gebiete sind in Bild 2.11 und Bild 2.12 dargestellt. Auch hier zeigt sich die in ländlichen Netzen im Vergleich zum Mischgebiet etwas grössere Auswirkung von Lastveränderungen. Eine Verdopplung der heutigen Höchstbezugslast von ca. 10 kW auf 20 kW würde hier zu einer Kostenzunahme um ca. 40 % führen.

In städtischen Netzen ist die im Vergleich zum Mischgebiet etwas geringere Auswirkung von Lastveränderungen ersichtlich. Eine Verdopplung der heutigen Höchstbezugslast von hier ca. 20 kW – in städtischen Gebieten ist die Last pro Anschluss grösser als in Mischgebieten und im ländlichen Raum – auf 40 kW würde hier zu einer Kostenzunahme um «nur» ca. 20 % führen.

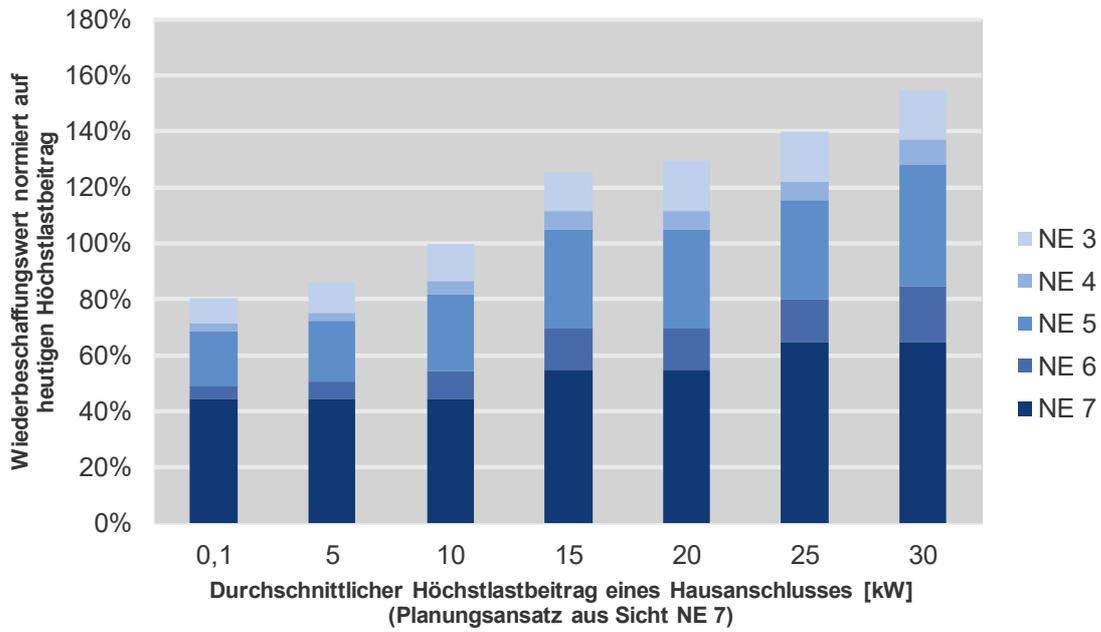


Bild 2.10 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Kosten aller Netzebenen im Mischgebiet

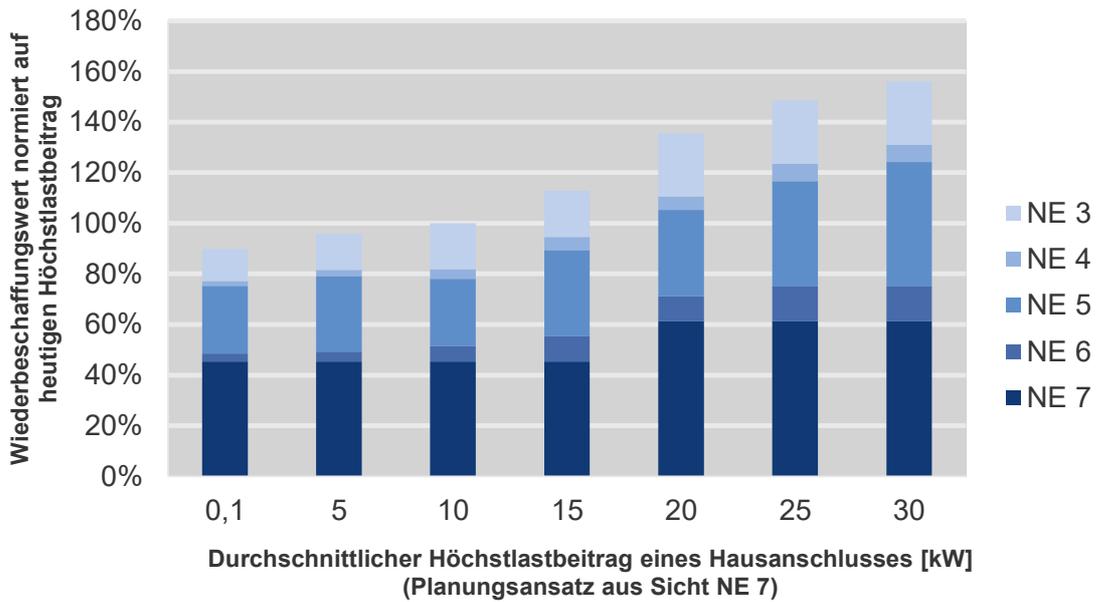


Bild 2.11 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Kosten aller Netzebenen in ländlichem Gebiet

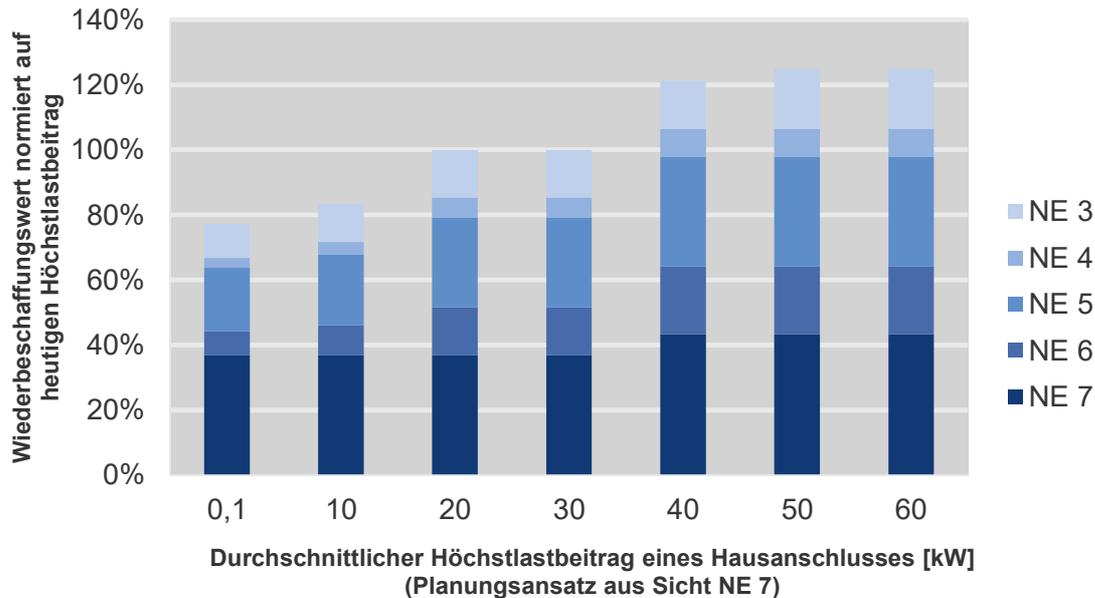


Bild 2.12 Einfluss der Höchstbezugslast von NE-7-Verbrauchern auf Kosten aller Netzebenen in städtischem Gebiet

### 2.5.3 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Netzinfrastrukturkosten

Im Weiteren wird analysiert, welchen **Einfluss** Installation und Betrieb von **dezentralen Erzeugungsanlagen** in dem hier betrachteten Netz auf die langfristigen **Netzkosten** hätten. Wie bereits in den vorherigen Abschnitten ausgeführt, hängt die Wirkung der Erzeugungsanlagen in hohem Masse von der Verfügbarkeit der Erzeugungsleistung ab. Ist die Erzeugungsleistung auch zu Zeiten hoher Bezugsleistungen, für die die Netze ausgelegt sein müssen, zumindest teilweise sicher verfügbar, so kann die Auslegung der Netze schlanker erfolgen. Ist hingegen die Erzeugungsleistung zu Zeiten hoher Bezugsleistungen nicht sicher verfügbar, so müssen die Netze weiterhin auf die maximale Bezugsleistung ausgelegt werden.

Hierzu wird zunächst der **Zubau von PV-Anlagen** betrachtet, die zu Zeiten hoher Bezugslasten im Winter nicht sicher Erzeugungsleistung bereitstellen können. Hierzu wird unterstellt, dass an jedem Hausanschluss eine PV-Anlage installiert würde, wobei die Grösse der Anlage, gemessen an der installierten Leistung, sukzessive erhöht wird. Die Ergebnisse werden hier am Beispiel des **Mischgebiet-Netzes** dargestellt (Bild 2.13).

Im Bereich bis zu ca. 10 kW installierte Erzeugungsleistung (pro Anlage) bleiben die Netzkosten konstant. Insbesondere ergibt sich hier **keine Senkung der Netzinfrastrukturkosten**, da – wie oben ausgeführt – die Erzeugungsleistung zu Höchstlastzeiten nicht sicher zur Verfügung steht und die Netze somit weiterhin auf Höchstlast ausgelegt sein müssen. Gleichwohl ergeben sich **Senkungen der Netzverlustkosten**. Diese werden weiter unten thematisiert. Dass **PV-Anlagen nicht zu einer Senkung der Netzinfrastrukturkosten führen**, gilt gleichermassen auch für **ländliche** wie für **städtische** Netze.

Bei hohen Erzeugungsleistungen (im Vergleich zur Höchstlast) können sogar Netzkostenzunahmen entstehen. Beträgt die pro Hausanschluss installierte Erzeugungsleistung mehr als ca. 13 kW, so wird die im Jahresverlauf auftretende maximale Netzbelastung nicht mehr von der Bezugshöchstlast, sondern von der maximalen Rückspeiseleistung bestimmt. Es müssen in zunehmendem Masse Leitungen und Transformatoren verstärkt werden. Dies gilt nur, sofern die PV-Anlagen zu Zeiten von Rückspeisespitzen nicht abgeregelt werden und/oder ausreichend grosse dezentrale Speicher zur Verfügung stehen. In Fällen, in denen durch den **Einsatz von Batteriespeichern** Rückspeisespitzen reduziert werden, kann sich die **Leistungsgrenze, oberhalb derer Netzkostenzunahmen** ergeben, nach oben **erhöhen**. Ähnliche Zusammenhänge zeigen sich in ländlichen und städtischen Netzen

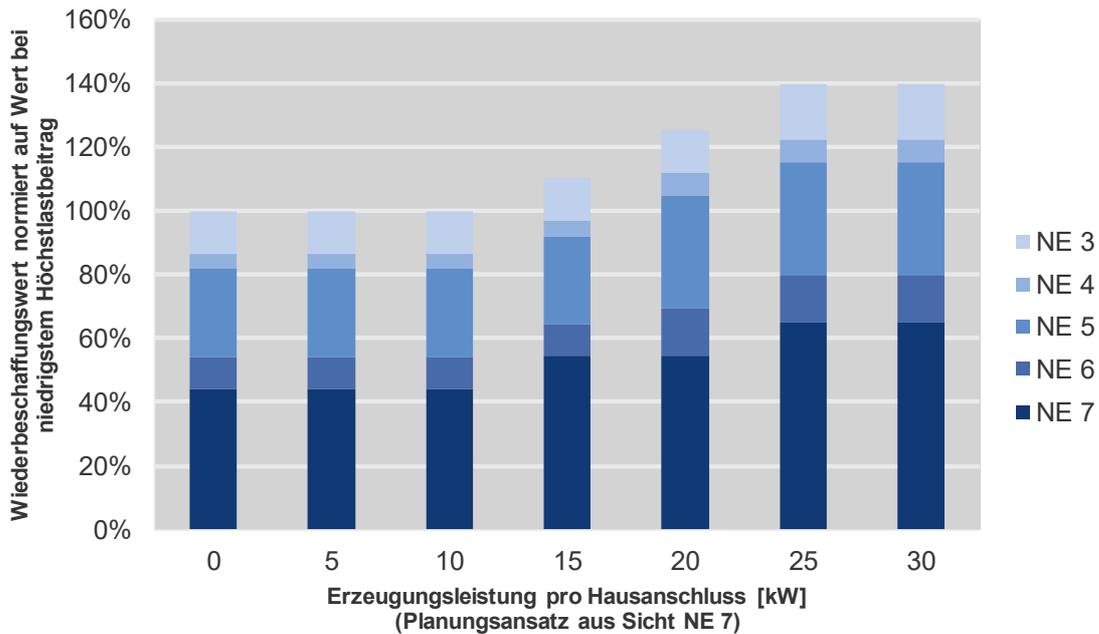


Bild 2.13 Einfluss des Zubaus von **PV-Anlagen** auf Kosten aller Netzebenen im Mischgebiet

Im Weiteren wird nun der **Zubau von WKK-Anlagen** betrachtet, wobei hier angenommen wird, dass deren Erzeugungsleistung zu Zeiten hoher Bezugsleistungen zumindest zu 50 % sicher zur Verfügung steht, die Netze also tatsächlich schlanker ausgelegt werden können. Auch hier wird wieder unterstellt, dass an jedem Hausanschluss eine WKK-Anlage installiert würde. Die Ergebnisse werden auch hier zunächst für das **Mischgebiets-Netz** dargestellt (Bild 2.14).

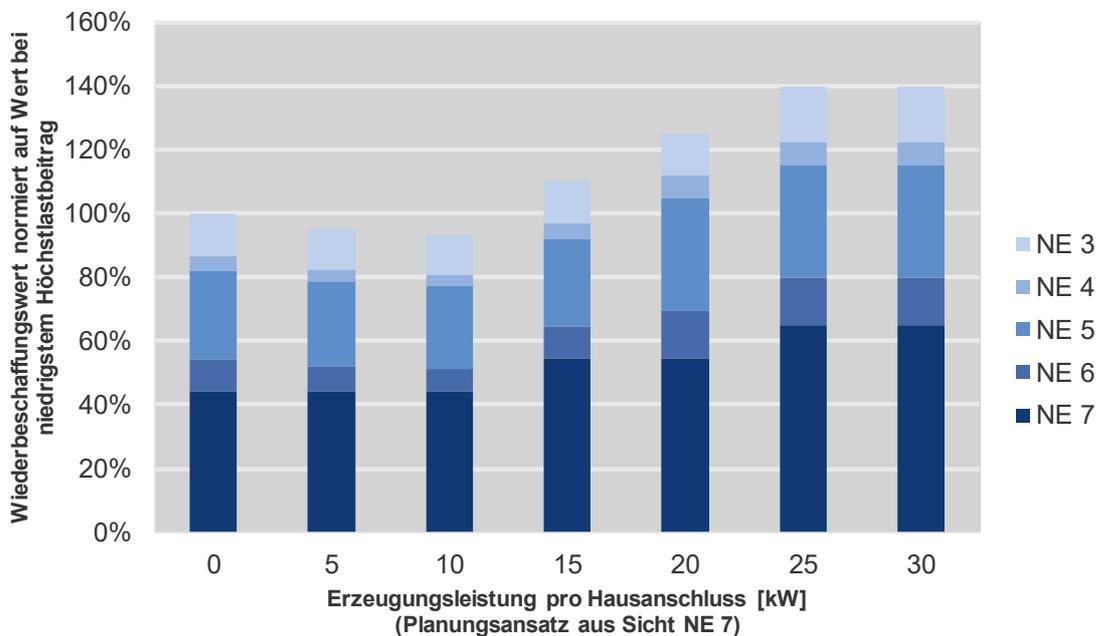


Bild 2.14 Einfluss des Zubaus von **WKK-Anlagen** auf Kosten aller Netzebenen im Mischgebiet

Anders als bei den PV-Anlagen zeigt sich hier, dass der **Zubau dezentraler WKK-Anlagen zu einer Senkung der Netzinfrastrukturkosten führen kann**, hier um bis zu ca. 10 % bei einer Anlagengrösse von ca. 10 kW. Bei hohen Erzeugungsleistungen (im Vergleich zur Höchstlast) können natürlich auch hier Netzkostenzunahmen infolge der dann auftretenden hohen Rückspeiseleistungen entstehen.

In **ländlichen** Netzen (Bild 2.15) ist die Netzkostenwirkung einer solchen Erzeugungsanlage im Vergleich zum Mischgebiet etwas höher und in **städtischen** Gebieten (Bild 2.16) etwas geringer. Etwas deutlicher als bei den hier dargestellten prozentualen Wiederbeschaffungswerten sind die Unterschiede bei den absoluten Kosten. Diese werden im Zusammenhang mit der Parametrierung eines Entgelts für verbrauchsnahe Erzeugung in Abschnitt 3.4.1 näher thematisiert.

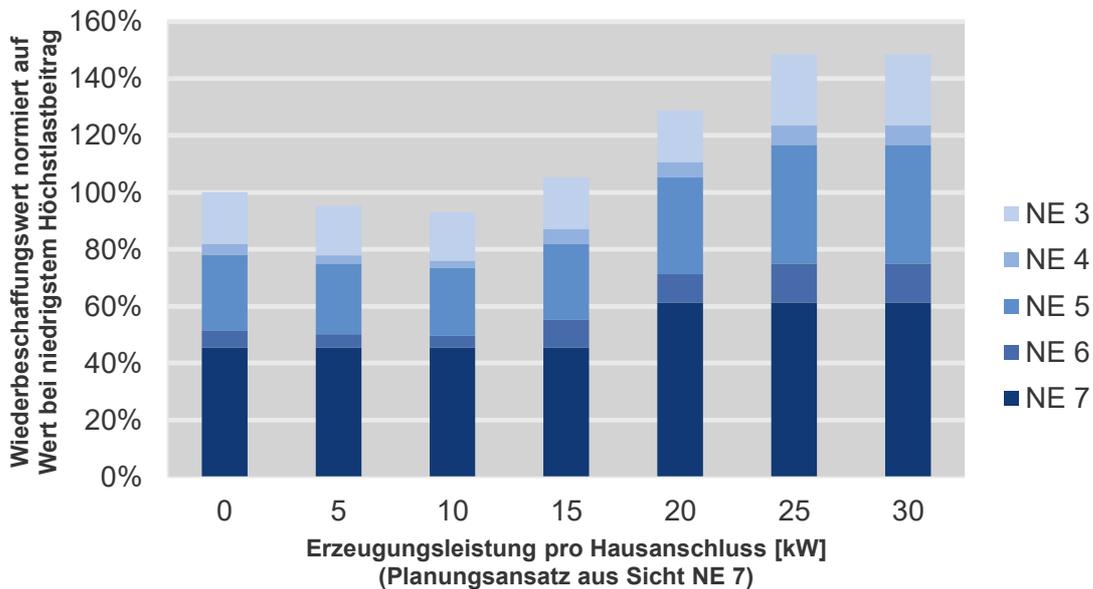


Bild 2.15 Einfluss des Zubaus von **WKK-Anlagen** auf Kosten aller Netzebenen in ländlichem Gebiet

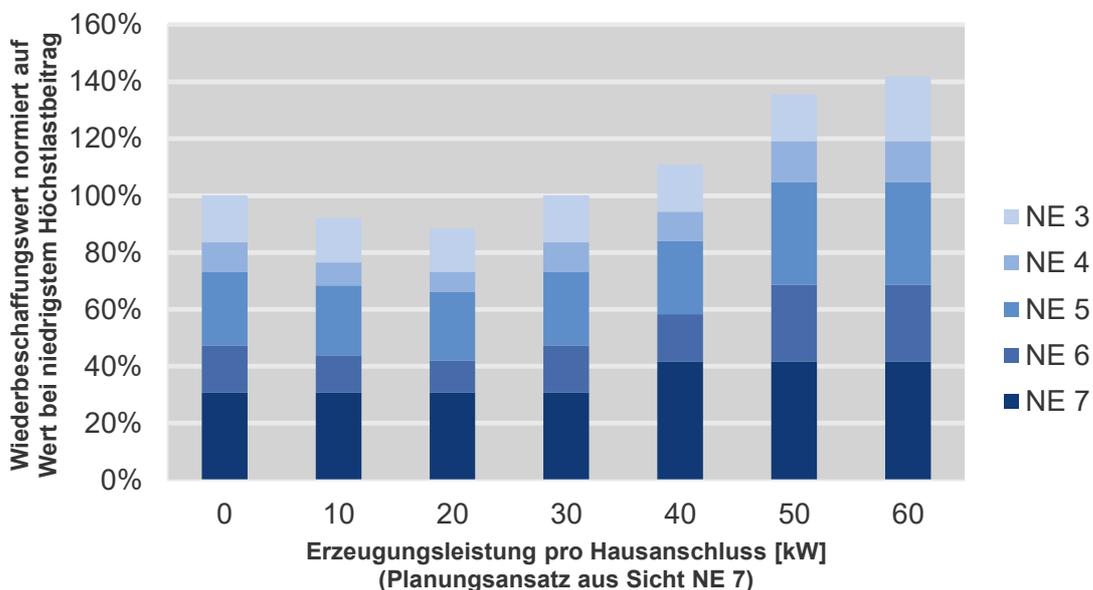


Bild 2.16 Einfluss des Zubaus von **WKK-Anlagen** auf Kosten aller Netzebenen in städtischem Gebiet

## 2.5.4 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Netzverlustkosten

Die **Netzverluste** betragen über alle Netzebenen hinweg bezogen auf den gesamten Endverbrauch erfahrungsgemäss ca. 3 % bis 6 %. Die genaue Verlustquote hängt ab von der Netzstruktur, den verwendeten Betriebsmitteltypen und – nicht zuletzt – dem Auslastungsgrad, der sich aus den Eigenschaf-

ten der Verbraucher und Einspeiser ergibt. In den Umspannebenen überwiegen die belastungsunabhängigen Verluste, in den Leitungsebenen hingegen die belastungsabhängigen Verluste. Über alle Netzebenen hinweg ist ca. 1/3 der gesamten Verlustenergie belastungsunabhängig, und ca. 2/3 sind belastungsabhängig.

Bei einem durchschnittlichen Preis für Verlustenergie von ca. 60 CHF/MWh ergeben sich somit Verlustkosten von ca. 0,2-0,4 Rp. pro kWh Endverbrauch. Bezieht man dies auf den gesamten heutigen Netztarif eines typischen Haushalts von ca. 9 Rp./kWh, so lässt sich feststellen, dass die Verlustkosten einen Anteil von bis zu ca. 5 % ausmachen.

Wie bereits erwähnt, kann **dezentrale Erzeugung** zu einer **Verlustsenkung** beitragen. Diese verlustsenkende Wirkung ist dann maximal, wenn die Erzeugungsleistung vollständig mit dem lokalen Verbrauch korreliert ist und damit die Höhe der Stromflüsse insgesamt in allen Netzebenen absinkt. Im theoretischen Extremfall, wenn die Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt genau den lokalen Verbrauch deckt, also keinerlei Stromflüsse mehr aus den vorgelagerten Netzebenen bezogen werden oder in diese rückgespeist werden, so könnten die gesamten belastungsabhängigen Netzverluste eingespart werden. Wie zuvor ausgeführt, betragen diese ca. 2/3 der gesamten Verlustenergie.

Somit ergäbe sich **eine Senkung der Verlustkosten um maximal ca. 0,15 bis 0,3 Rp. pro kWh Endverbrauch**, was – bezogen auf heutige Netztarife eines Haushalts – einer **Kostensenkung um bis zu ca. 4 %** entspräche.

## 2.6 Distanzabhängigkeit der Netzkosten

In den vorhergehenden Abschnitten wurde gezeigt, dass dezentrale Erzeugung unter bestimmten Bedingungen und in bestimmten Grenzen einen kostensenkenden Effekt insbesondere in den Netzebenen haben kann, die den Anschlussebenen der Erzeugungsanlagen überlagert sind. Dieser Effekt geht in erster Linie auf die *belastungsbezogene* Kostentreiberwirkung zurück, die sich daraus ergibt, dass infolge der dezentralen Erzeugung die Stromflüsse in den überlagerten Netzebenen tendenziell abnehmen, sofern es nicht zu erheblichen Rückspeisungen kommt.

Ausgehend hiervon soll nachfolgend die für die Tarifierung relevante und in der Schweiz zurzeit intensiv diskutierte Frage erörtert werden, welche Rolle die **Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch** für diese kostensenkende Wirkung spielt und ob diese bei der Tarifierung als ein Einflussfaktor berücksichtigt werden sollte. Hierbei ist es essenziell, zwischen zwei möglichen Verständnissen des Begriffs der Distanz zu unterscheiden:

- Einerseits kann unter der Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch die Länge des Weges (genaugenommen des *elektrischen* Weges) zwischen dem Anschlusspunkt einer Erzeugungsanlage und dem Anschlusspunkt eines Verbrauchers, der aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung aus dieser Erzeugungsanlage beliefert wird, verstanden werden. Dieses Begriffsverständnis knüpft an die Existenz einer kommerziellen Transaktion – also eines Liefervertrags – zwischen zwei Akteuren an. Daher wird hierfür im Weiteren der Begriff **«transaktionsbezogene Distanz»** verwendet.
- Andererseits kann auch auf die Distanz zwischen dem Anschlusspunkt einer Erzeugungsanlage und dem oder den (elektrisch) nächstgelegenen Anschlusspunkt(en) von Verbrauchern, die den von der Erzeugungsanlage eingespeisten Strom aufnehmen können, verstanden werden. Dieses Begriffsverständnis ist *unabhängig* von den kommerziellen Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbrauchern; es bezieht sich nur auf die Anordnung von Stromquellen und -senken im Netz. Hierfür wird daher im Weiteren der Begriff **«physische Distanz»** verwendet.

Für diese beiden Begriffsverständnisse wird nachfolgend separat diskutiert, inwieweit jeweils ein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Distanz und den Auswirkungen auf die Netzkosten besteht. Hierbei wird der letztgenannte Begriff der physischen Distanz zuerst behandelt.

## 2.6.1 Bedeutung der «physischen Distanz» für die Netzkosten

Die physische Distanz zwischen einer Erzeugungsanlage und den nächstgelegenen Verbraucher-Anschlusspunkten – also zwischen Stromquelle und -senken – hat einen unmittelbaren Einfluss darauf, wie sich die Stromflüsse im Netz infolge von Einspeisungen aus der Erzeugungsanlage ändern. Dies lässt sich durch Betrachtung zweier Extremfälle verdeutlichen:

- Wenn eine Erzeugungsanlage an den *gleichen Netzanschlusspunkt* angeschlossen ist wie ein Verbraucher und dieser Verbraucher die erzeugte Energie vollständig aufnehmen kann, so erfordert der Transport von der Quelle zur Senke *gar keinen* Stromfluss über das Netz. Die dezentrale Erzeugung führt dann im Vergleich zu der Situation ohne dezentrale Erzeugung ausschliesslich zu einer *Entlastung* des Netzes, da die dezentral erzeugte Energie dann nicht mehr aus einer anderen Quelle zum Verbraucher hin transportiert werden muss.
- Wenn der Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage hingegen sehr weit vom nächstgelegenen Verbraucher-Anschlusspunkt entfernt ist, etwa weil die Anlage in einem gänzlich unbesiedelten Gebiet liegt, so muss der in der Anlage erzeugte Strom zunächst über diese physische Distanz transportiert werden, um eine Senke zu finden. Auf diesem Weg entsteht durch die dezentrale Erzeugung somit ein zusätzlicher Stromfluss. Dieser zusätzliche Stromfluss verursacht durch die benötigte Transportkapazität und die mit dem Transport verbundenen Netzverluste zusätzliche Netzkosten, die den an anderer Stelle im Netz bewirkten Kosteneinsparungen entgegenstehen und diese u. U. sogar übertreffen können.

Die **physische Distanz** zwischen Erzeugung und nächstgelegenen Verbrauchern ist somit eindeutig ein Kostentreiber, der wesentlich zu der in den vorigen Abschnitten erläuterten **belastungsbezogenen Kostentreiberwirkung** beiträgt (und u. U. auch zur **strukturbezogenen Kostentreiberwirkung**, nämlich wenn Erzeugungsanlagen zunächst an das Netz angebunden werden müssen). Sie ist ein Mass für die *Verbrauchsnähe* von Erzeugung: Je geringer die physische Distanz, desto ausgeprägter ist die Verbrauchsnähe der Erzeugung.

Dieser Distanzbegriff hat aber, wie eingangs erläutert, nichts mit der Frage zu tun, welche kommerziellen Belieferungsverhältnisse zwischen Erzeugern und Verbrauchern bestehen. Er beruht allein auf den physischen Eigenschaften von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern, nämlich den Anschlusspunkten sowie den zeitlichen Profilen der Einspeise- bzw. Entnahmeleistungen. Daher kann diese Art der Distanz auch an Merkmalen und Bezugsgrössen festgemacht werden, die nicht von den kommerziellen Belieferungsverhältnissen abhängen. Die **Verbrauchsnähe** einer Erzeugungsanlage könnte beispielsweise anhand des **Verhältnisses von Höchstlast und installierter Erzeugungsleistung** in dem Teilnetzgebiet, in dem sie angeschlossen wird, beurteilt werden. Um ein solches Kriterium bei der Netztarifierung zu berücksichtigen, müssten Teilnetzgebiete auf geeignete (und v. a. praktisch umsetzbare) Weise definiert und abgegrenzt werden.

## 2.6.2 Bedeutung der «transaktionsbezogenen Distanz» für die Netzkosten

Der Abschluss von kommerziellen Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbrauchern – sei es direkt oder über Lieferanten und evtl. weitere Zwischenhändler – kann als eine Vorstufe der oben betrachteten physischen Wirkungen gesehen werden: Ein Erzeugungsanlagenbetreiber speist im Grundsatz nur insoweit Strom in das Netz ein, wie er aufgrund vertraglicher Vereinbarungen auch Abnehmer für diesen Strom hat. (Im Detail ist zu berücksichtigen, dass der Strombedarf der Verbraucher nur mit Unsicherheiten prognostizierbar ist und daher Abweichungen zwischen Einspeisung und Abnahme auftreten, die durch Einsatz von Regelreserven ausgeglichen werden. Für die Betrachtung in diesem Abschnitt ist dies jedoch nicht weiter von Bedeutung.)

Hiervon ausgehend könnte argumentiert werden, dass die Eigenschaften der Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbrauchern ebenfalls als Kostentreiber anzusehen seien. In Bezug auf die Distanz

zwischen den Anschlusspunkten der an einer Transaktion beteiligten Parteien würde dies auf die Sichtweise hinauslaufen, dass sich die *physische* Distanz, über die der Strom von den Erzeugungs- zu den Verbrauchs-Anschlusspunkten transportiert werden muss, ja letztlich aus der *transaktionsbezogenen* Distanz ergebe.

Diese Argumentation enthält jedoch einen Fehlschluss: Aus der zutreffenden Erkenntnis, dass sich die gesamte Erzeugungssituation aus der Gesamtheit aller Lieferverhältnisse ergibt, folgt nämlich keineswegs, dass die physischen Transportdistanzen mit den Distanzen zwischen den Parteien der einzelnen Transaktionen korreliert sind. Dies liegt daran, dass bei der Stromversorgung – anders als z. B. beim Güter- oder Personentransport – nicht bestimmte voneinander unterscheidbare «Produkteinheiten» transportiert werden müssen, sondern nur sichergestellt werden muss, dass die Bilanz zwischen eingespeisten und entnommenen Mengeneinheiten insgesamt jederzeit ausgeglichen ist. In einer gegebenen Einspeisungs- und Entnahmesituation in einem Netz ergeben sich die Stromflüsse über die Netzbetriebsmittel allein aufgrund der physischen Gegebenheiten, vollkommen unabhängig davon, welche Lieferbeziehungen zwischen den einzelnen Akteuren bestehen.

**Ein- und dieselbe physische Netzsituation** kann sich somit aus **vollkommen unterschiedlichen Konstellationen der kommerziellen Transaktionen** ergeben. Dies verdeutlicht beispielhaft Bild 2.17: Es ist eine Situation 1 vorstellbar, in der alle Verbraucher vertraglich aus den jeweils nächstgelegenen Erzeugungsanlagen beliefert werden. Gleichermassen möglich ist aber auch eine Situation 2, in der die Verbraucher vertraglich aus jeweils weit entfernten Anlagen – hier aus Anlagen in der jeweils anderen der zwei dargestellten Gemeinden – beliefert werden. Die Summe aller transaktionsbezogenen Distanzen ist in Situation 2 wesentlich grösser als in Situation 1. Unter der vereinfachenden Annahme, dass die dargestellten Verbraucher und Erzeuger gleichartige Verbrauchs- bzw. Einspeiseprofile aufweisen, führen diese beiden Situationen jedoch zu identischen Stromflüssen und somit identischen Anforderungen an die Netzauslegung; in beiden Fällen findet kein Stromtransport über die Verbindungsleitung zwischen den Gemeinden statt. Entscheidend für die Netzauslegung ist daher nur, welche Stromflüsse über welche Distanzen sich *insgesamt* durch die Überlagerung aller Einzellieferungen ergeben.

Die **Einzeldistanzen** zwischen den jeweils vertraglich verbundenen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern weisen **keinen eindeutigen Zusammenhang** hiermit auf. Die transaktionsbezogenen Distanzen können daher **nicht als Kostentreiber** angesehen werden. Sie sollten somit auch nicht als Bezugsgrössen im Netztarif berücksichtigt werden. Es ist dabei auch unerheblich, ob hierbei die transaktionsbezogenen Distanzen zwischen jedem einzelnen Verbraucher und jeder einzelnen Erzeugungsanlage betrachtet werden oder, wie verschiedentlich vorgeschlagen wird, die Distanzen auf der Ebene der Lieferanten aggregiert werden. Auch bei einer solchen Aggregation ergibt sich keine eindeutige Beziehung zwischen der Summe der transaktionsbezogenen Einzeldistanzen und der physischen Transportdistanz.

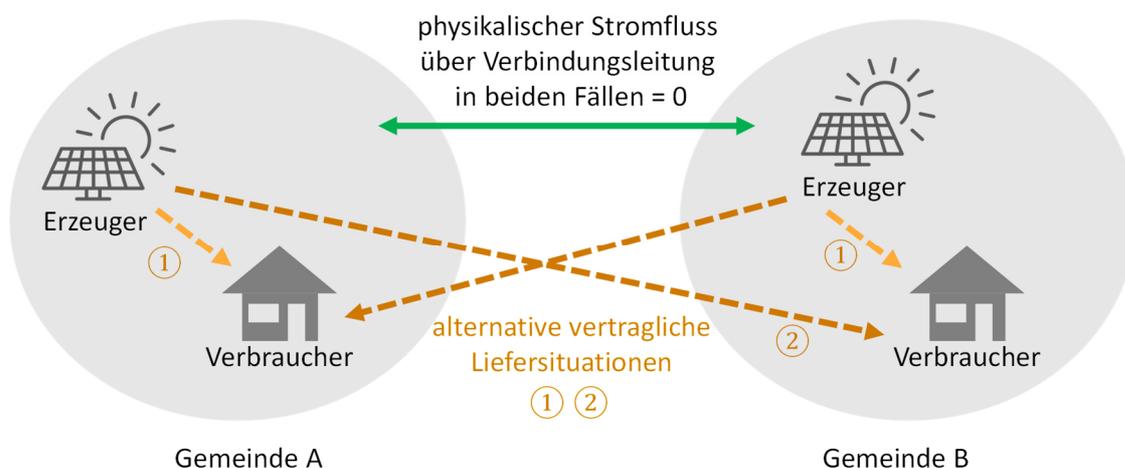


Bild 2.17 Schematisches Beispiel zur Veranschaulichung unterschiedlicher vertraglicher Liefersituationen (① und ②), die zu identischen physischen Stromflüssen führen

Die Tatsache, dass sich **bei der Stromversorgung die zu transportierenden Produkteinheiten nicht voneinander unterscheiden** und somit eine bestimmte physische Transportsituation aus unterschiedlichsten vertraglichen Konstellationen resultieren kann, ist von fundamentaler Bedeutung für jegliche Form von Wahlfreiheit bei den Stromverbrauchern. Nur aufgrund dieses Merkmals ist sichergestellt, dass die freie Wahl des Lieferanten durch Verbraucher nicht zu einer massiven Zunahme des Transportbedarfs und damit der Netzkosten führt. Diese Eigenschaft hat die Stromversorgung mit anderen Versorgungssparten wie der Gas- und der Wasserversorgung gemein, wie auch z. B. mit dem Grosshandel mit standardisierten Waren («Commodities»). **Anders** ist dies hingegen beispielsweise im **Telekommunikationssektor**: Dort muss jede Informationseinheit vertragsgerecht transportiert werden, und Informationsflüsse in gegenläufiger Richtung löschen sich – anders als Stromflüsse – nicht gegenseitig aus.

Diese Grundeigenschaft der Stromversorgung spiegelt sich auch in der Art und Weise wider, auf die Stromversorgungsunternehmen Analysen zum zukünftigen Bedarf an Transportkapazität durchführen. Hierbei wird *nicht* der Versuch unternommen, die kommerziellen Transaktionen zwischen den einzelnen Akteuren zu prognostizieren. Vielmehr wird – der praktischen Erfahrung entsprechend – unterstellt, dass sich die Erzeugungssituation auch ohne Kenntnis der einzelnen Transaktionen abschätzen lässt, wenn Informationen zum Gesamtverbrauch sowie zu den Eigenschaften der einzelnen Erzeugungsanlagen vorliegen. Für diese Abschätzungen wird z. B. angenommen, dass Erzeugung, die auf nicht speicherbaren erneuerbaren Energieträgern beruht (v. a. Solar- und Windenergie), entsprechend dem jeweiligen Energieträgerdargebot eingesetzt wird, und dass konventionelle Erzeugungsanlagen so eingesetzt werden, dass sich insgesamt minimale Kosten ergeben. Die Erfahrung zeigt, dass diese Annahmen in der Regel auch zutreffen und sich so mit viel höherer Genauigkeit die voraussichtliche Erzeugungssituation ermitteln lässt als mit dem praktisch aussichtslosen Versuch, alle Einzeltransaktionen zwischen Marktteilnehmern vorherzusehen.

### 2.6.3 Fazit

Wie die obigen Überlegungen verdeutlichen, sind die Netzkosten *nicht* auf eindeutige Weise mit den *transaktionsbezogenen Distanzen* zwischen den Anschlusspunkten der Netznutzer korreliert, auch wenn sich die Belastungssituation eines Netzes *insgesamt* selbstverständlich aus den Transaktionen zwischen den Netznutzern ergibt. Die **transaktionsbezogenen Distanzen** sind somit auch **nicht als Netzkostentreiber anzusehen**: Eine zusätzliche Einzeltransaktion führt nicht zwingend zu zusätzlichen Netzkosten, die umso höher ausfallen, je grösser die transaktionsbezogene Distanz ist. Vielmehr kann eine solche Transaktion je nach vorherrschender Netzsituation auch zur *Entlastung* des Netzes beitragen, die u. U. mit steigender Distanz sogar zunimmt. Die **physische Distanz** zwischen Erzeugung und Verbrauch – direkt korreliert mit der *Verbrauchsnähe* der Erzeugung – stellt hingegen durchaus einen **relevanten Kostentreiber** dar. Es kann daher sachgerecht sein, sie als Einflussgrösse bei der Netztarifierung zu berücksichtigen. Als Indikator für die Verbrauchsnähe einer neu hinzukommenden Erzeugungsanlage könnte beispielsweise auf das Verhältnis von Netzhöchstlast und installierter Erzeugungsleistung in dem Teilnetzgebiet, in dem die Anlage errichtet werden soll, abgestellt werden (siehe Kapitel 3).

## 2.7 Zusammenfassung

Wesentliche Ergebnisse der Kostentreiberanalyse, die nachfolgend bei der Behandlung der vier Themenfelder aufgegriffen werden, sind:

- Die **Netzkosten** steigen bei zunehmendem Verbrauch erwartungsgemäss an. Massgeblich für die Netzauslegung ist dabei v. a. die maximale zeitgleiche Entnahmeleistung (**Netzhöchstlast**). Anders als traditionell oft angenommen, betrifft diese Abhängigkeit aber nur einen Anteil von rund 20-30 % der Netzkosten. Ein grosser Teil von rund 60-70 % der Kosten hängt nicht von der Netzhöchstlast, sondern nur von den **strukturellen Anforderungen** an das Netz ab, v. a. von der Zahl und Lage der Netzanschlusspunkte, aus denen sich massgeblich die notwendige Leitungslänge ergibt. Direkt

vom Umfang der **transportierten Energiemenge** hängt nur ein sehr kleiner Anteil von weniger als 10 % der Netzkosten ab.

- **Dezentrale Erzeugung** kann zum einen den strukturgetriebenen Anteil der Netzkosten beeinflussen, insbesondere wenn hierfür neue Anschlusspunkte benötigt werden. Zum anderen beeinflusst sie die Leistungsflüsse im Netz und somit sowohl den von der Netzhöchstlast als auch den vom Energietransport abhängigen Kostenanteil. In Gebieten, in denen (weiterhin) der Verbrauch dominiert, kann dezentrale Erzeugung in gewissem Umfang zur Netzentlastung beitragen und damit langfristig *Absenkungen* der Netzkosten ermöglichen. Sofern hingegen die Erzeugung zu dem für die Netzdimensionierung bestimmenden Faktor in einem Netzgebiet wird, führt die Integration weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen zum *Anstieg* der Netzkosten.
- Mögliche **Kosteneinsparungen durch dezentrale Erzeugung** entstehen meist v. a. in den Netzebenen, die der Anschlussebene der Erzeugungsanlagen vorgelagert sind. Die vorgelagerten Ebenen werden jedoch auch bei hoher Durchdringung mit dezentraler Erzeugung weiterhin zwingend benötigt, um das gewohnte Mass an Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Einsparpotenziale entstehen daher nur in der Weise, dass Betriebsmittel geringer dimensioniert werden können und allenfalls sehr vereinzelt gänzlich entfallen können.
- **Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch** ist ein relevanter Netzkostentreiber, allerdings nur in Bezug auf die *physische* Dimension, d. h. die tatsächlich auftretenden Stromflüsse. Diese ergeben sich aus der *Gesamtheit* der Lieferungen von Erzeugern an Verbraucher. Dabei ist zu beachten, dass sich gegenläufige Transporte im Stromnetz gegenseitig aufheben, anders als z. B. beim Warenverkehr oder der Telekommunikation. Entscheidend für die Netzauslegung ist nur, welche Stromflüsse über welche Distanzen sich *insgesamt* durch die Überlagerung aller Einzellieferungen ergeben. Die Einzeldistanzen zwischen den jeweils vertraglich verbundenen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern weisen keinen eindeutigen Zusammenhang hiermit auf und sind daher keine eindeutigen Kostentreiber.

## 3 Thema 1: Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung

### 3.1 Ausgangspunkt und Zielsetzung

Ausgangspunkt der Überlegungen zu Möglichkeiten, die Verbrauchsnähe von Erzeugungsanlagen bei der Netztarifierung zu berücksichtigen, ist die Feststellung, dass die Netztarife heute keinen direkten Anreiz zur verbrauchsnahe Errichtung von Erzeugungsanlagen schaffen:

- Die Netztarife folgen dem «Ausspeiseprinzip». Erzeugungsanlagenbetreiber müssen keine Netzentgelte zahlen und erhalten auch keine Zahlungen von den Netzbetreibern.
- Die von den Verbrauchern zu entrichtenden Netzentgelte sind nicht danach differenziert, aus welcher/welchen Erzeugungsanlage(n) ein Verbraucher beliefert wird.
- Die Ergebnisse der Kostenwälzung hängen zwar vom Umfang der dezentralen Erzeugung in den Netzgebieten ab; hieraus ergibt sich jedoch allenfalls ein indirekter, schwacher Anreiz für die Errichtung von Erzeugungsanlagen.

Die einzige **Ausnahme** hiervon ist die **Eigenerzeugung**, d. h. der Betrieb von Erzeugungsanlagen durch Verbraucher zum Zweck des möglichst weitgehenden Selbstverbrauchs des erzeugten Stroms. Hier ergibt sich sogar ein besonders starker Anreiz, denn die verbrauchsseitigen Netzentgelte beziehen sich auf die Stromentnahme aus dem Netz am Netzanschlusspunkt und nicht etwa auf den Brutto-

Stromverbrauch inkl. Eigenerzeugung. Da Eigenerzeugungsanlagen «hinter» dem Netzanschlusspunkt ihres Betreibers installiert sind, führen sie zu Einsparungen an Netzentgelten im Umfang des Selbstverbrauchs, die umso grösser ausfallen, je höher der Arbeitspreisanteil ist.

Dass für Anlagen, die *nicht* der Eigenerzeugung dienen, kein solcher (direkter) Anreiz besteht, wird in der aktuellen Diskussion über die Gestaltung der Netztarife vielfach als Mangel an Verursachungsgechtigkeit angesehen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass verbrauchsnahe Erzeugung Einsparungen an Netzkosten ermöglicht. Dies trifft, wie die Kostentreiberanalyse (Kapitel 2) zeigt, in bestimmten Grenzen auch zu. Entscheidend ist dabei, dass Erzeugung tatsächlich «verbrauchsnahe» stattfindet, was nicht gleichbedeutend ist mit «dezentral». Wenn dezentrale Erzeugung nämlich in einem Netzgebiet so stark zunimmt, dass ein grosser Teil der erzeugten Energie in andere Netzgebiete abtransportiert werden muss, können auch Mehrkosten entstehen. Ausserdem sind signifikante netzseitige Einsparungen nur dann erzielbar, wenn die lokale Erzeugung eine geringere Dimensionierung der Transportkapazität des Netzes ermöglicht. Die Frage, unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang netzseitige Kostenvorteile durch verbrauchsnahe Erzeugung zu erwarten sind, wird in Abschnitt 2.5 näher untersucht.

Das Bestreben, netzseitige **Kostenvorteile durch verbrauchsnahe Erzeugung** auf angemessene Weise bei der Netztarifierung zu berücksichtigen, ist im Sinne einer möglichst kostenreflexiven Tarifgestaltung grundsätzlich zu begrüssen. Hierdurch kann ein direkter, netzseitig gerechtfertigter tariflicher **Anreiz zur Errichtung solcher Erzeugungsanlagen** geschaffen und deren **Wettbewerbsfähigkeit** verbessert werden, was im Fall von EE-Anlagen auch zur schnelleren Erreichung der EE-Ziele beitragen kann. Es muss aber wie bei allen Anpassungen der Netztarife geprüft werden, welche sonstigen Wirkungen wie z. B. Umverteilungen zwischen den Verbrauchergruppen sowie Umsetzungsaufwand mit der Schaffung solcher Anreize verbunden wären. Auf dieser Basis kann dann abgewogen werden, ob und in welcher Form ein tarifliches Instrument zur Berücksichtigung der Verbrauchsnähe von Erzeugungsanlagen eingeführt werden sollte.

Die Wirkungen eines solchen Instruments sind stark von dessen Ausgestaltung abhängig. Hierzu werden in den nachfolgenden Abschnitten verschiedene **Grundoptionen** dargestellt (Abschnitt 3.2) und zunächst **konzeptionell** auf ihre Auswirkungen hin untersucht (Abschnitt 3.3). Diese Bewertung kann weitgehend unabhängig davon vorgenommen werden, wie hoch der netzseitige Kostenvorteil durch verbrauchsnahe Erzeugung ist und von welchen Einflussfaktoren er abhängt. Daher wird die Frage nach der angemessenen **quantitativen Parametrierung** eines solchen Instruments und der davon abhängigen Höhe der Anreiz- und Verteilungswirkungen nachgelagert untersucht; hiermit befasst sich Abschnitt 3.4.

## 3.2 Betrachtete Gestaltungsoptionen

### 3.2.1 Überblick

Wie oben erläutert, haben die zu diesem Themenfeld betrachteten Gestaltungsoptionen das Ziel, einen netzseitigen Kostenvorteil infolge des Betriebs verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen so an die Netznutzer weiterzugeben, dass diese einen Anreiz zur Errichtung solcher Anlagen erhalten. Die betrachteten Optionen lassen sich nach zwei zentralen Merkmalen unterscheiden:

- **Adressierter Akteur:** Das tarifliche Instrument kann die Betreiber der verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen oder auch die Verbraucher oder Lieferanten, die aus diesen Anlagen Strom beziehen, adressieren.
- **Transaktionsbezug:** Das Instrument kann transaktionsabhängig oder -unabhängig gestaltet sein. Im ersten Fall hängt die Ermittlung des Entgelts davon ab, welche kommerziellen Lieferbeziehungen im Einzelfall zwischen Erzeugern und Verbrauchern bestehen. Ein transaktionsunabhängiges Tarifelement hängt hingegen ausschliesslich von den Eigenschaften oder Entscheidungen des einzelnen Netznutzers ab (im Sinne eines sogenannten «Punktтарifs»).

Aus diesen Unterscheidungsmerkmalen ergibt sich die in Bild 3.1 dargestellte Optionenmatrix. Die nachfolgende Diskussion bezieht sich zunächst ausschliesslich auf diese Grundoptionen. Weitere Gestaltungsmerkmale, die sich auf die konkrete Umsetzung beziehen, werden nachgelagert diskutiert. Dies betrifft u. a. die Bezugsgrösse des betrachteten Tarifelements (z. B. Arbeit oder installierte Leistung) und die Frage, ob Zahlungen einmalig oder periodisch erfolgen.

	Erzeuger	Verbraucher	Lieferant
transaktions- <u>un</u> abhängig	(A) Entgeltzahlung durch Netzbetreiber an Erzeuger	(B) Entgeltreduktion für Verbraucher im betroffenen Netzbezirk	(C) HKN-Transportbeitrag, der nur von Merkmalen der Erzeugung abhängt
transaktions- <u>ab</u> hängig	(keine sinnvolle Option)	(D) Entgeltreduktion für Verbraucher, die verbrauchsnahe erzeugten Strom beziehen	(E) HKN-Transportbeitrag, der auch von Merkmalen der belieferten Verbraucher abhängt

Bild 3.1 Grundoptionen der Gestaltung eines Instruments zur Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung bei der Netztarifierung

Die Optionenmatrix enthält ein Feld, in dem keine Gestaltungsoption eingetragen ist, nämlich die transaktionsabhängige Gestaltung eines Tarifelements, das sich direkt auf Erzeuger bezieht. Dies wäre nach unserer Einschätzung keine sinnvolle Option. Vorschläge zu einer transaktionsabhängigen Gestaltung sind üblicherweise gerade durch das Ziel motiviert, Verbraucher (direkt oder über die Lieferanten) in die Entscheidungen einzubeziehen, für die ein Anreiz geschaffen werden soll. Ein solches Element sollte dann konsequenterweise auch auf die Verbraucher oder Lieferanten bezogen sein.

Die verbleibenden, mit den Buchstaben A-E gekennzeichneten Optionen werden in Abschnitt 3.2.3 näher erläutert. Zunächst soll jedoch skizziert werden, welche Vorschläge hierzu in der Debatte in der Schweiz bereits eingebracht wurden.

### 3.2.2 Vorschläge im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision StromVG

Im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision StromVG wurden bereits verschiedene Vorschläge zur Behandlung verbrauchsnahe dezentraler Erzeugung eingebracht, die am bestehenden System der ausspeiseseitigen Netzentgelte ansetzen. Dazu gehören das vom **Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV)** vorgeschlagene Modell [55] und auch die **Interpellation 20.3035** des Ständerats Damian Müller zu «verursachungsgerechten Netzgebühren». Grundtenor ist, dass die Netzentgelte für lokal bezogenen Strom gegenüber nicht lokal bezogenem Strom reduziert werden sollten. Der lokale Bezug wird dabei an eine vertragliche Beziehung zum lokalen Produzenten geknüpft. Eine solche Gestaltung wird umgangssprachlich in der Schweiz auch mit «**Timbre local**» bezeichnet [56].

Pilotprojekte, bei denen reduzierte Netznutzungsentgelte für lokal bezogenen Strom bereits umgesetzt wurden, wie insbesondere das Quartierstromprojekt in Walenstadt [54], werden im Folgenden nicht betrachtet. Bei diesem Projekt stand die Handelsplattform im Fokus. Die gewährte Reduktion der Netzentgelte für lokal bezogenen Strom (auf Netzebene 7) wurde im Projekt nicht hinsichtlich Begründbarkeit und Kostenreflexivität hinterfragt.

Da der **Modellvorschlag des DSV** bereits in den Grundzügen vorliegt, wird dieser im Folgenden genauer betrachtet. Der Vorschlag ist entsprechend der in Bild 3.1 dargestellten Systematik eine Ausprägung der Option E (transaktionsabhängig, beim Lieferanten ansetzend), die in Abschnitt 3.2.3 bewertet wird.

Die als **«Timbre local»** bezeichnete Gestaltung entspricht in der Systematik nach Bild 3.1 der Option D und wird als solche in Abschnitt 3.2.3 und den darauffolgenden Abschnitten näher behandelt.

### Hintergrund zum Vorschlag des DSV: Stärkung des Marktes für Herkunftsnachweise (HKN)

Der DSV hat in seiner Stellungnahme zur Revision StromVG ein angepasstes Marktdesign vorgeschlagen. Hintergrund ist die Energiestrategie 2050 und die in der Revision StromVG vorgesehene vollständige Marktöffnung. Gemäss DSV verstärke die Marktöffnung die negativen Investitionsanreize für bestehende und neue schweizerische Erzeugungsanlagen aufgrund von bestehenden Wettbewerbsverzerrungen (vgl. [55], S. 6-7). Im Hinblick auf die Netztarife seien dabei besonders zwei Punkte relevant:

1. Das Problem, dass Lieferanten aufgrund des Ausspeiseprinzips keine Transportkosten einpreisen müssen, wodurch lokal produzierter Strom relativ zu teuer sei. Netzkosten würden wegen der Annahme der «Kupferplatte» des europäischen Stromnetzes nicht den Verursachern in Rechnung gestellt.
2. Als Nebeneffekt stiegen die Netzkosten, da durch die Entflechtung die Standortwahl der Erzeugungsanlagen unabhängig von der Netzauslegung bzw. Netzplanung erfolge.

Zur Korrektur dieser Punkte schlägt der DSV vor, über einen Transportbeitrag den «Transportweg» des Stroms zu bepreisen und über das System der Herkunftsnachweise (HKN) den Lieferanten in Rechnung zu stellen.

Dieser Vorschlag steht im Kontext einer allgemeinen «Stärkung des HKN-Marktes», die dazu dienen soll, weitere Wettbewerbsverzerrungen<sup>2</sup> zu adressieren und so die Wettbewerbsfähigkeit des Schweizer Stroms zu erhöhen [55].

### Berücksichtigung eines Transportbeitrags in den HKN

Lieferanten sind in der Schweiz seit 2018 verpflichtet, Herkunftsnachweise (HKN) für die von ihnen an Verbraucher gelieferten Strommengen bei der HKN-Stelle zu hinterlegen. Der DSV schlägt nun vor, dass die HKN-Stelle den Lieferanten hierbei eine Rechnung stellen soll, die einerseits einen Beitrag zur Kompensation der Umweltbelastung (der für die vorliegende Studie nicht weiter relevant ist) und andererseits einen Transportbeitrag für die benutzten Netzebenen zwischen den Orten der Erzeugung und des Verbrauchs umfasst [55, S. 8–10]. Die für eine Lieferung genutzten Netzebenen und Stränge sollen anhand der Adressinformationen zu den verbundenen Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten nachvollzogen werden. Der von den Lieferanten für die genutzten Netzebenen geleistete Netzbeitrag soll den Netzbetreibern anteilig gutgeschrieben werden. Der Transportbeitrag würde für Lieferungen aus *verbrauchsnahe* Erzeugungsanlagen gänzlich entfallen oder zumindest niedriger ausfallen als für Lieferungen aus *verbrauchsferne* Anlagen, so dass ein relativer Wettbewerbsvorteil für verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen entstünde. Der Netzbeitrag für ausländischen Strom wäre damit am teuersten, der für lokal produzierten Strom am günstigsten [55, S. 8-10].

---

<sup>2</sup>Als weitere Wettbewerbsverzerrungen nennt der DSV: (1) Nach unten verzerrte Energiepreise in der Schweiz aufgrund (a) hoher Schweizer Importkapazitäten, die Preissignale aus dem (günstigeren) Ausland wirken lassen und zu «suboptimalen» Investitionsanreizen im Inland führen und (b) höhere Subventionen für erneuerbare Energieerzeugung und Kapazitätsmärkte im Ausland. (2) Nicht eingepreiste Externalitäten (im In- und Ausland) auf «Umwelt und System». (3) Im Inland kein fairer Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Erzeugungstechnologien (lediglich zwischen Anbietern mit und ohne Verteilnetz) durch Marktöffnung.

Für die Umsetzung des Transportbeitrags werden drei mögliche Umsetzungsvarianten genannt: In einer vereinfachten Variante soll der Transportbeitrag die genutzten Netzebenen ohne detailliertere regionale Differenzierung abgelten. Eine detailliertere Variante bestünde in einer knotenscharfen Berücksichtigung der genutzten regionalen und lokalen Knoten und Netzstränge. Zusätzlich könne drittens auch die Distanz berücksichtigt werden. Diese Ansatzpunkte setzen voraus, dass zur Rekonstruktion von Transportwegen die Erzeuger-Kundenbeziehungen anhand von Adressen durch den Netzbetreiber abgeleitet werden [57].

Ergänzend zu den Vorschlägen zu Transport- und Umweltbeiträgen regt der DSV die Schaffung eines zentralen Schweizer HKN-Handelsplatzes und als verstärkten Anreiz zur Winterproduktion die Hinterlegung der HKN auf Quartals- oder Monatsbasis an. Ausserdem könnten weitere zusätzliche Kostenelemente für ausländische HKN eingeführt werden, um die übrigen in obiger Fussnote erwähnten Marktverzerrungen zu kompensieren.

### 3.2.3 Beschreibung und Eingrenzung der Grundoptionen

Nachfolgend werden die in Bild 3.1 als A bis E bezeichneten Grundoptionen näher erläutert, und die bisherigen Vorschläge in der Schweiz werden in diese Systematik eingeordnet. Dabei wird aufgezeigt, dass die Optionen B, C und E im Vergleich zu Optionen A und D weniger zielführend wären, weswegen sie nicht in die vertiefte Untersuchung in den Abschnitten 3.3 und 3.4 einbezogen werden.

#### (A) Entgeltzahlung durch Netzbetreiber an Erzeuger

Bei dieser Option **erhält der Betreiber einer verbrauchsnahe Erzeugungsanlage ein Entgelt vom Netzbetreiber**, das den durch deren Einspeisung erzielten Netzkostenvorteil reflektiert. Dieses Entgelt hängt ausschliesslich von Eigenschaften der Erzeugungsanlage und des Netzes ab, nicht jedoch davon, an welche(n) Verbraucher der erzeugte Strom geliefert wird. Es ist daher **transaktionsunabhängig**. Das Entgelt bezieht sich auf die *gesamte* Einspeisung aus der betroffenen Erzeugungsanlage, also je nach gewählter Bezugsgrösse auf die gesamte installierte Leistung oder die gesamte eingespeiste Arbeit. Für ein solches Entgelt müsste in der Schweiz ein **neues Tarifelement** eingeführt werden, da gegenüber Erzeugern bislang keine Netzentgelte erhoben oder ausbezahlt werden.

Diese Option wurde grundsätzlich – mit jeweils speziellen Ausgestaltungsmerkmalen, die nicht zwingend übernommen werden müssten – z. B. in Grossbritannien und Deutschland umgesetzt (s. Abschnitte C.2 bzw. C.3). Ihre Anreizwirkung ergibt sich unmittelbar aus den zusätzlichen Erlösen der Erzeuger in Form der Entgeltzahlungen. Auf die Verbraucher wirken sich solche Zahlungen nicht über die Netzentgelte, sondern über den Strompreisanteil für die Energiebereitstellung aus: Sie verschaffen den betroffenen Erzeugern einen relativen Wettbewerbsvorteil, der es ihnen ermöglicht, den erzeugten Strom zu einem günstigeren Preis anzubieten.

Die **Refinanzierung** dieser Zahlungen erfolgt – sofern kein andersartiger, spezieller Mechanismus hierfür eingeführt wird – **über die regulären verbrauchsseitigen Netzentgelte** des betroffenen Netzbetreibers. Wenn die Zahlungen so bemessen sind, dass sie tatsächlich die im Netz erzielbaren Kosteneinsparungen reflektieren, ergibt sich hieraus *langfristig* keine Erhöhung der verbrauchsseitigen Entgelte. **Kurzfristig** können jedoch **Anhebungen der Entgelte** erforderlich werden.

#### (B) Entgeltreduktion für Verbraucher im betroffenen Netzbezirk

Die Auszahlung eines Netzkostenvorteils an *Verbraucher* in transaktionsunabhängiger Form ist nur in der Weise vorstellbar, dass **allen Verbraucher in einem Netzbezirk, in dem eine verbrauchsnahe Erzeugungsanlage angeschlossen ist, eine Entgeltreduktion gewährt wird**. Die Möglichkeit,

nur *den* Verbrauchern reduzierte Entgelte anzubieten, die Strom aus dieser Erzeugungsanlage beziehen, besteht hier nicht, da sie eine Transaktionsabhängigkeit herbeiführen würde (vgl. Option D).

Die bei Option B gewährte Entgeltreduktion wäre in vielen Fällen voraussichtlich sehr gering, insbesondere wenn nur wenige Erzeugungsanlagen in einem Netzbezirk installiert sind. Der durch diese wenigen Anlagen erzielte Netzkostenvorteil würde dann auf ein vergleichsweise grosses Verbraucherkollektiv umgelegt. In der Praxis wären vielfach Entgeltreduktionen von weit unter 1 Rp/kWh (bezogen auf die Verbrauchsmenge) zu erwarten, was kaum eine relevante Anreizwirkung auslösen würde.

Darüber hinaus wäre dieser Anreiz kaum zielgerecht und daher voraussichtlich auch nicht sehr wirkungsvoll. Die Entgeltreduktion würde nämlich nicht nur Verbrauchern, die durch ihre Strombezugsentscheidungen die Errichtung einer bestimmten Erzeugungsanlage möglich machen, sondern auch allen anderen Verbrauchern im betroffenen Netzbezirk gewährt. Dies könnte allenfalls dann eine signifikante Anreizwirkung auslösen, wenn die Netzbezirke sehr klein zugeschnitten werden, und selbst dann wäre diese unspezifische Anreizsetzung fragwürdig.

Aus diesen Gründen erscheint uns **diese Option nicht zielführend**. Sie hätte im Wesentlichen Umverteilungswirkungen zur Folge, ähnlich wie die in Kapitel 6 diskutierten Optionen der Kostenwälzung, nicht jedoch die erwünschten Anreizwirkungen. Sie wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

### (C) Transaktionsunabhängiger Transportbeitrag für Herkunftsnachweise

Instrumente, die einen **Netzkostenvorteil (zunächst) an die Lieferanten weitergeben**, sind als Alternative zu den auf Verbraucher bezogenen Instrumenten anzusehen. Wenn ein Lieferant einen netzseitigen Kostenvorteil erzielen kann, indem er Strom aus verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen einkauft, so kann er diesen Strom entsprechend günstiger seinen Verbrauchern anbieten. Dies kann beispielsweise genutzt werden, um Stromtarife, die speziell auf die Vermarktung dezentral erzeugter Energie ausgerichtet sind, wettbewerbsfähiger zu machen. Inwieweit der gewährte Kostenvorteil an die Verbraucher weitergegeben wird, hängt allerdings von der Wettbewerbssituation ab. Unter unvollständigen Wettbewerbsbedingungen ist nicht auszuschliessen, dass ein gewährter Vorteil vollständig oder teilweise in der Gewinnmarge des Lieferanten verbleibt.

Da Lieferanten selbst keine Netzentgelte zahlen, sondern allenfalls die von ihren Kunden zu zahlenden Netzentgelte auslegen und in ihre Strompreise einkalkulieren, müsste zur Umsetzung dieser Option (und der Option E) ein **geeigneter Zahlungsweg** eingeführt werden. Hierzu könnte auf den Vorschlag des **DSV** (Abschnitt 3.2.2) zurückgegriffen werden, im Rahmen des Systems der **Herkunftsnachweise (HKN) Transportbeiträge** von den Lieferanten zu erheben. Hierbei wäre es Aufgabe der HKN-Stelle, bei Hinterlegung von HKN durch die Lieferanten einen solchen Beitrag zu erheben und an die Netzbetreiber weiterzuleiten. Die Transportbeiträge hätten somit einen ähnlichen Charakter **wie Netzentgelte, die von den Erzeugern zu zahlen sind**. Sie würden hier aber nicht direkt von den Erzeugern, sondern von den Lieferanten erhoben, so dass sich nur eine indirekte (aber gleichwohl relevante) Auswirkung auf die Erzeuger ergäbe.

Um den gewünschten Kostenvorteil für verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen zu erreichen, müssten die Transportbeiträge für verbrauchsnahe Erzeugung niedriger ausfallen als für verbrauchsferne Erzeugung. Im einfachsten Fall könnten sie für verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen gänzlich entfallen. So würde sich ein relativer Wettbewerbsvorteil der verbrauchsnahe gegenüber der nicht-verbrauchsnahe Erzeugung ergeben. Die Betreiber verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen könnten den erzeugten Strom dann zu einem günstigeren Preis anbieten.

Der Modellvorschlag des **DSV** sieht dabei eine **transaktionsabhängige** Ausgestaltung vor. Hierbei würde die Vergünstigung des Transportbeitrags davon abhängig gemacht, dass der von einer dezentralen Erzeugungsanlage eingespeiste Strom vertraglich an einen Verbraucher im Nahbereich der Anlage geliefert wird. Diese Gestaltung wird hier als **Option E** behandelt (s. unten). Es ist jedoch auch die hier als **Option C** bezeichnete **transaktionsunabhängige** Gestaltung denkbar. Hierbei richtet sich die Höhe des zu zahlenden Transportbeitrags ausschliesslich nach Eigenschaften der Erzeugungsanlage, auf die sich ein HKN bezieht, und des Netzgebiets, an das sie angeschlossen ist, nicht jedoch danach, welche Verbraucher mit dem aus dieser Erzeugungsanlage bezogenen Strom beliefert werden. Die Verbrauchsnähe würde also – ähnlich wie bei Option A – an der *physischen* Verbrauchsnähe der Erzeugungsanlage festgemacht.

Im Hinblick auf die angestrebten **Anreizwirkungen** hätte Option C starke Ähnlichkeiten mit Option A, bei der die erwarteten Netzkostenvorteile *direkt* an die Erzeugungsanlagenbetreiber ausgeschüttet werden. Option C würde allerdings einen geringeren Ausgestaltungsspielraum bieten als Option A. Sie würde z. B. praktisch nur mengenbezogene (also kWh-bezogene) Transportbeiträge zulassen, während bei Option A z. B. auch leistungsbezogene Zahlungen möglich sind.

Ein deutlicherer Unterschied würde sich bei den **Verteilungswirkungen** ergeben: Option C erfordert, dass (mindestens) für alle nicht-verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen ein Transportbeitrag erhoben wird, der in seiner Wirkung mit einem durch Erzeuger zu zahlenden Netzentgelt vergleichbar ist. Hierdurch würde ein Teil der Netzkostentragung von der Verbraucher- auf die Lieferantenseite verlagert, was zumindest im Durchschnitt zu einer Absenkung der verbrauchsseitigen Netzentgelte, dafür aber zu einer Erhöhung des auf die Energiebereitstellung bezogenen Bestandteils der Strompreise führen würde.

Zudem bestünde **je nach Ausgestaltung der Transportbeiträge ein Risiko**, dass sowohl **überregionale inländische Strombezüge als auch Strombezüge aus dem Ausland diskriminiert werden**, Letzteres besonders dann, wenn für Bezüge aus dem Ausland höhere Transportbeiträge erhoben würden als für inländische Bezüge. Eine solche Gestaltung wäre vermutlich kaum EU-konform.

Darüber hinaus müsste entschieden werden, wie die eingekommenen **Transportbeiträge an die Netzbetreiber verteilt** werden. Diese Verteilung könnte sich grundsätzlich an den mittels Kostenrechneranalyse festgestellten Kostenwirkungen der zentralen sowie dezentralen Erzeugung orientieren. Dies würde aber voraussichtlich einen komplexen und angesichts der Vielzahl und Heterogenität der Schweizer Netzbetreiber nicht leicht abzustimmenden Verteilungsschlüssel erfordern. Es könnte erwogen werden, die Transportbeiträge generell an Swissgrid weiterzureichen und sie somit – auf dem Weg der Kostenwälzung – durch Verrechnung mit den Übertragungsnetzkosten landesweit zu sozialisieren. Hierzu wäre jedoch zu diskutieren, ob eine solche landesweite Sozialisierung in diesem Zusammenhang überhaupt angemessen und erwünscht wäre.

Aus praktischer Sicht erscheint es zudem deutlich **aufwändiger**, die HKN-Systematik um ein Abrechnungskonzept für Transportbeiträge zu erweitern als – wie bei Option A – die Tarife der Netzbetreiber um ein *direkt* an Erzeuger zu zahlendes Tarifelement zu erweitern. Die Funktion einer Verrechnungsstelle wäre eine völlig neue Aufgabe für die HKN-Stelle.

Aus diesen Gründen halten wir **Option C der Option A in verschiedener Hinsicht für deutlich unterlegen**. Sie wird daher im Weiteren nicht vertieft untersucht.

**(D) Transaktionsabhängige Entgeltreduktion für Verbraucher**

Bei dieser Option wird der durch verbrauchsnahe Erzeugung erzielbare **Netzkostenvorteil an Verbraucher ausgeschüttet**, und zwar – anders als bei Option B – nicht an alle Verbraucher im betroffenen Netzbezirk, sondern nur an **diejenigen Verbraucher, die Strom aus den betreffenden Erzeugungsanlagen beziehen**. Die Entgeltreduktion ist somit transaktionsabhängig und kann nur unter Kenntnis der Belieferungsverhältnisse zwischen den Verbrauchern und Erzeugern (ggf. indirekt über daran beteiligte Lieferanten) ermittelt werden. Sie bezieht sich naturgemäss nur auf den Anteil des von einem Verbraucher bezogenen Stroms, der aus den als verbrauchsnahe definierten Anlagen stammt.

Diese Option greift den in der Schweiz diskutierten, mitunter als **«Timbre local»** bezeichneten Vorschlag auf, die Netzentgelte für lokal bezogenen Strom gegenüber nicht lokal bezogenem Strom zu reduzieren (s. Abschnitt 3.2.2). Sie weist Parallelen zu dem französischen Modell des **«kollektiven Eigenverbrauchs»** (s. Abschnitt C.1) auf.

Das **Kriterium der Verbrauchsnähe** kann bei dieser Option an Merkmalen festgemacht werden, die nur unter Kenntnis der Quelle (Erzeugungsanlage) und der Senke (Verbraucher) einer Stromlieferung ermittelt werden können. Dies kann z. B. die Transportdistanz sein, die etwa als geografische Distanz, als Länge des elektrischen Verbindungsweges oder auch als «vertikale» Distanz im Sinne der vom elektrischen Verbindungsweg berührten Netzebenen verstanden werden kann. Beispielsweise könnte die Entgeltreduktion immer dann gewährt werden, wenn Erzeugungsanlage und Verbraucher an den gleichen Netzstrang oder an den gleichen Netzbezirk «unterhalb» einer gemeinsamen Netzstation (Trafostation oder Unterwerk) angeschlossen sind. Dann würde sich – ähnlich wie bei einem Zonentarif im öffentlichen Nahverkehr – eine Entgeltreduktion für Strombezüge innerhalb eines definierten Nahbereichs ergeben. Bei einer solchen Gestaltung würde die Transportdistanz zwar nicht explizit als Bezugsgrösse verwendet. Es würde sich dennoch zumindest in abstrahierter Form um eine distanzabhängige Tarifierung handeln.

Eine **Anreizwirkung** für die Errichtung verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen ergibt sich dann dadurch, dass ein reduziertes Netzentgelt *nur* für Bezüge aus diesen Anlagen gewährt wird<sup>3</sup>. Der angestrebte Wettbewerbsvorteil für die verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen ergibt sich somit über eine netzentgeltseitige Entlastung der Verbraucher. Im Umkehrschluss folgt daraus, dass Erzeugungsanlagenbetreiber diesen Vorteil nur insoweit erhalten und «einpreisen» können, wie sie ihren Strom an Verbraucher absetzen, die zum Erhalt der Entgeltreduktion berechtigt sind (aufgrund der Lage ihres Anschlusspunkts und evtl. weiterer Kriterien).

Für die **Refinanzierung** der gewährten Entgeltreduktionen und die resultierenden Verteilungswirkungen gelten für diese Option die gleichen Aussagen wie für Option A: Im Grundsatz erfolgt die Refinanzierung über die regulären verbrauchsseitigen Netzentgelte. Dies kann **kurzfristig zu Entgelterhöhungen** führen, die **langfristig bei kostenreflexiver Bemessung** aber durch die erzielten **Netzkosteneinsparungen ausgeglichen** werden sollten.

---

<sup>3</sup> Hinweis: Es geht bei dieser Anreizsetzung *nicht* gleichzeitig darum, einen Anreiz für ein netzdienliches Verbrauchsverhalten zu schaffen, sondern *nur* darum, einen Bezug aus nahegelegenen Erzeugungsanlagen und somit auch deren Errichtung anzureizen. Mit Anreizen für ein netzdienliches Verbraucherverhalten befasst sich Kapitel 5.

### (E) Transaktionsabhängiger Transportbeitrag für Herkunftsnachweise

Der unter Option C beschriebene Ansatz, netzseitige Kostenvorteile über das System der HKN an Lieferanten weiterzugeben, kann – anders als bei Option C – auch **transaktionsabhängig** ausgestaltet werden. Diese Ausgestaltung entspricht dem DSV-Vorschlag (Abschnitt 3.2.2). Hierfür müssten Lieferanten nachweisen, in welchem Umfang sie den Strom aus einer dezentralen Erzeugungsanlage, für den sie einen HKN hinterlegen, tatsächlich an **Verbraucher im Nahbereich der Erzeugungsanlage** abgesetzt haben. Der Transportbeitrag würde dann nur insoweit abgesenkt bzw. erlassen, wie eine Nutzung im Nahbereich nachgewiesen werden kann; für evtl. verbleibende Strommengen müsste der reguläre Transportbeitrag für nicht-verbrauchsnahe Erzeugung gezahlt werden.

Das Kriterium der Verbrauchsnähe könnte bei dieser Option grundsätzlich auf ähnliche Weise ausgestaltet werden wie bei Option D. Für die praktische Umsetzung sehen wir hier jedoch erhebliche Hürden: Der Lieferant müsste hierzu der HKN-Stelle anhand sensibler Daten seiner Kunden nachweisen, welche Strommengen an welche physischen Entnahmepunkte geliefert wurden. Er müsste hierfür entsprechende Zuordnungen vornehmen und laufend aktualisieren, da sich die Kundenportfolios der Lieferanten von Tag zu Tag ändern können. Mit der Nachverfolgung und Überprüfung dieser Angaben wäre bei der HKN-Stelle zumindest **erheblicher Aufwand** verbunden. Darüber hinaus könnten Ermessensspielräume bei der Zuordnung von Kunden zu Strommengen insbesondere bei grossen, überregional tätigen Lieferanten entstehen, zum Nachteil von Lieferanten, die nur in einem kleinen Gebiet tätig sind.

Neben diesen Bedenken hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit und Sachgerechtigkeit dieser Gestaltungsoption treffen die oben diskutierten Nachteile der Option C u. a. hinsichtlich **Verteilungswirkungen** und **Diskriminierungsrisiken** voll und ganz auch auf Option E zu. Daher erscheint es uns zielführender, anstelle der Option E auf Option D zurückzugreifen, falls grundsätzlich eine transaktionsabhängige Gestaltung gewünscht wird. Wir sehen keine wesentlichen konzeptionellen Vorteile, die eine Realisierung über das HKN-System gegenüber einer direkten Reduktion der verbrauchsseitigen Netzentgelte aufweisen würde. Vielmehr dürften direkte Entgeltreduktionen deutlich flexibler ausgestaltbar sein, da sie sich nicht nach den Merkmalen des HKN-Systems richten müssen. Zudem erscheint der Umsetzungsaufwand von Option E auch angesichts der vergleichsweise geringen sachlich rechtfertigbaren Vergünstigungen für verbrauchsnahe Erzeugung (s. Abschnitt 3.4.1) unverhältnismässig hoch. Aus diesen Gründen wird Option E im Folgenden nicht weiter vertieft.

## 3.3 Konzeptionelle Bewertung der Optionen A und D

### 3.3.1 Wirkungen durch Transaktionsabhängigkeit bzw. -unabhängigkeit

Die weitreichendsten Wirkungsunterschiede der Optionen A und D ergeben sich daraus, dass die Weitergabe des mit der verbrauchsnahe Erzeugung verbundenen Netzkostenvorteils an die Netznutzer bei Option A auf **transaktionsunabhängige**, bei Option D hingegen auf **transaktionsabhängige** Weise erfolgt. Diese Wirkungsunterschiede werden in diesem Abschnitt diskutiert, weitere Unterschiede zwischen den Optionen in den Abschnitten 3.3.2 und 3.3.3. Abschnitt 3.3.4 fasst die Ergebnisse der konzeptionellen Bewertung zusammen. Mit Fragen der *quantitativen* Bemessung der Anreizstärke, die grundsätzlich unabhängig davon diskutiert werden können, welche der beiden Optionen gewählt wird, und mit den zu erwartenden Umverteilungswirkungen befasst sich Abschnitt 3.4.

## Vorteile einer transaktionsabhängigen Gestaltung nach Option D

Zur Frage des Transaktionsbezugs ist zunächst festzustellen, dass die Netztarife in der Schweiz – wie auch weit überwiegend im europäischen Ausland – heute transaktionsunabhängig sind; es handelt sich um sogenannte «Punkttarife». Daher sollten für ein zusätzliches tarifliches Element, mit dem die Verbrauchsnähe von Erzeugungsanlagen honoriert werden soll, transaktionsabhängige Gestaltungsoptionen nur dann in Betracht gezogen werden, wenn sie deutliche Vorteile gegenüber transaktionsunabhängigen Gestaltungsoptionen aufweisen. Aus unserer Sicht lassen sich für eine Ausgestaltung nach Option D vor allem folgende Vorteile anführen:

- Eine transaktionsunabhängige Gestaltung, die sich an die Erzeugungsanlagenbetreiber richtet (Option A), bezieht die Verbraucher nicht zwingend und nicht unmittelbar in die Entscheidungsfindung über die Errichtung solcher Anlagen ein. Vielfach wird jedoch genau der Wunsch verfolgt, Verbraucher in diese Entscheidungen einzubeziehen und ihnen die Möglichkeit zu verschaffen, durch eigenes Handeln die Entwicklung der Erzeugungslandschaft mit zu beeinflussen. Diese Überlegung liegt der **Idee der Quartierstromversorgung** zugrunde, die in der Schweiz aktuell in Pilotprojekten erprobt wird: Hier soll Verbrauchern ein Anreiz vermittelt werden, Strom aus lokalen, im eigenen Quartier installierten Erzeugungsanlagen zu beziehen. Für solche Fälle hat eine transaktionsabhängige Gestaltung über die verbrauchsseitigen Netztarife (Option D) den Vorteil, dass den Verbrauchern hierbei eine unmittelbare und gesicherte Vergünstigung gewährt wird, wenn sie sich für die verbrauchsnahe Erzeugung entscheiden wobei eine entsprechende Anreizsetzung auch bei Umsetzung von Option A möglich ist; siehe Abschnitt zur Reichweite der Anreizwirkungen. Diese Option orientiert sich somit eng an der Quartierstrom-Idee.
- Bei transaktionsabhängiger Gestaltung nach Option D kann an **bestehende Tarifelemente** angeknüpft werden, nämlich an die regulären verbrauchsseitigen Netzentgelte. Für Option A müsste hingegen für die Zahlungen an die Erzeugungsanlagenbetreiber ein neuartiges Tarifelement eingeführt werden. Dies kann zu zusätzlichem Umsetzungsaufwand und in der politischen Debatte ggf. zu weiteren Erschwernissen führen.

Es ist somit nachvollziehbar, dass die transaktionsabhängige Option D im Hinblick auf die Art der Anreizsetzung, den Umsetzungsaufwand und die politischen Realisierungschancen als eine vorteilhafte Lösung angesehen wird. Diesen Vorteilen stehen jedoch die nachfolgend diskutierten Nachteile gegenüber. Daneben werden im Weiteren aber auch Ähnlichkeiten zwischen den beiden Optionen aufgezeigt.

## Reichweite der Anreizwirkungen

Wie oben erläutert, wird hier davon ausgegangen, dass die *Höhe* des finanziellen Anreizes, der für einen bestimmten Umfang an verbrauchsnahe Erzeugung gewährt wird, bei den Optionen A und D grundsätzlich *gleich* bemessen werden kann. Die Unterschiede zwischen den Optionen wirken sich somit nicht primär auf die *Höhe* dieses Anreizes aus, sondern auf die *Bedingungen*, unter denen er gewährt wird. Hier ergeben sich folgende Unterschiede:

- Bei transaktionsunabhängiger Gestaltung muss (nur) die Bedingung erfüllt sein, dass eine Erzeugungsanlage in ein Netzgebiet einspeist, in dem die Auslegung des Netzes noch durch den Verbrauch determiniert wird. Hier wird somit auf die *physische* Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch abgestellt, unabhängig von den *kommerziellen* Lieferbeziehungen. Dementsprechend sind die Auszahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber bei Option A unabhängig davon, wer den erzeugten Strom bezieht.
- Bei transaktionsabhängiger Gestaltung (Option D) ergibt sich hingegen eine *zusätzliche* Bedingung: Die Erzeugungsanlage muss nicht nur in ein Gebiet einspeisen, in dem *physisch* ausreichend Nachfrage vorherrscht, sondern der erzeugte Strom muss darüber hinaus auch *kommerziell* an Verbraucher in diesem Gebiet geliefert werden.

Eine Gestaltungsoption, die gegenüber anderen Optionen eine *zusätzliche* Voraussetzung für die Gewährung des gewünschten Anreizes mit sich bringt, erreicht ggf. eine geringere Reichweite der Anreize. Konkret bedeutet dies, dass Fälle auftreten können, in denen bei Option A ein finanzieller Anreiz gewährt würde, bei Option D hingegen nicht. Hierbei besteht insbesondere ein Zusammenhang mit der Frage, ob Erzeugungsanlagenprojekte eher **verbraucher-** oder **erzeugergetrieben** sind:

- Wenn eine Erzeugungsanlage auf Betreiben von Verbrauchern errichtet wird, die den erzeugten Strom im Nahbereich selbst nutzen möchten, ergibt sich aus der Voraussetzung bei Option D, dass eine Lieferbeziehung in räumlicher Nähe vorliegen muss, keine Einschränkung. Beispielsweise könnte eine Gruppe von benachbarten Anwohnern entscheiden, gemeinsam eine Erzeugungsanlage auf dem Grundstück eines der Mitwirkenden zu errichten. In diesem Fall würden die Beteiligten ohnehin einen Vertrag über die Errichtung der Anlage und die Verteilung der erzeugten Energie schliessen, aus dem sich die ortsnahe Lieferbeziehung ergibt. Noch eindeutiger sind die Verhältnisse, wenn ein und derselbe Akteur die Anlage errichtet und den erzeugten Strom verbraucht. Dies könnte beispielsweise eine Kommune sein, die auf einem eigenen Grundstück eine Erzeugungsanlage bauen und den erzeugten Strom vollständig für die Versorgung ihrer über das Ortsgebiet verteilten Liegenschaften verwenden will. In Fällen dieser Art könnten mit den Optionen A und D gleichermaßen wirksame Anreize vermittelt werden.
- Anders gelagert sind Fälle, in denen die Initiative zur Errichtung einer Erzeugungsanlage nicht von Verbrauchern ausgeht, sondern von einem Erzeuger, der sie anschliessend betreiben will, oder einem Projektierer, der die Projektentwicklung übernimmt und die Anlage dann einem Erzeuger verkauft. In diese Fallgruppe fallen z. B. viele EE-Anlagenprojekte in Deutschland: Die Initiatoren entwickeln ihre Projekte unter Berücksichtigung von Standorteigenschaften und weiteren Einflussfaktoren, schliessen jedoch in der Regel nicht bereits im Vorfeld langfristige Verträge mit Endverbrauchern über den Stromabsatz. Vielmehr werden die Anlagen meist in die Portfolios von «Direktvermarktern» aufgenommen, bei deren Vermarktungsaktivitäten die räumliche Nähe zwischen den Verbrauchern und Erzeugungsanlagen keine Rolle spielt. Bei solchen Projekten würde die Inanspruchnahme eines nach Option D gestalteten Anzelements erschwert, da die Initiatoren dann zunächst hinreichend langfristige Lieferverträge mit Endverbrauchern im Nahbereich der geplanten Standorte schliessen müssten. In solchen Fällen lässt sich mit Option A ein deutlich verlässlicherer und mit weniger Aufwand erreichbarer Anreiz vermitteln als mit Option D.

Diese Überlegungen zeigen, dass mit **Option A** grundsätzlich ein **grösseres Fallspektrum** angesprochen werden kann als mit **Option D**. Dieser Aspekt korrespondiert mit der Feststellung in der Kostentreiberanalyse, dass eine Bezugnahme auf die *physische* Verteilung von Erzeugung und Verbrauch kostenreflexiver ist als eine Bezugnahme auf die *vertraglichen* Beziehungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern (Abschnitt 2.6). Insbesondere erzeuger- bzw. projektierergetriebene Projekte lassen sich besser anreizen, wenn nur auf die physische Situation (Option A) und nicht auf die vertragliche Situation (Option D) abgestellt wird. Wie stark dieser Nachteil von Option D gewichtet wird, hängt davon ab, welche Bedeutung den oben beispielhaft genannten und evtl. weiteren relevanten Fallkonstellationen beigemessen wird.

Darüber hinaus ist im Hinblick auf die Reichweite der Anreizwirkungen zu erwähnen, dass **Option A** grundsätzlich sogar auf die **Eigenerzeugung** angewandt werden kann: Insbesondere bei einer Ausgestaltung, die sich nicht auf die eingespeiste Arbeit, sondern auf die installierte Leistung bezieht (siehe Abschnitt 3.3.2), könnten Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber prinzipiell auch für Eigenerzeugungsergebnisse erfolgen. Dies wäre aus heutiger Sicht – vorbehaltlich eventueller starker Änderungen der Netzentgeltstruktur (vgl. Kapitel 4) – allerdings als eine überzogene Begünstigung der Eigenerzeugung anzusehen, da diese bereits erhebliche Einsparungen an arbeitsbezogenen Netzentgelten ermöglicht. Daher dürfte diesem Vorteil der Option A in der derzeitigen Situation der Netztarife keine wesentliche Bedeutung zukommen. Die Bedeutung dieser Möglichkeit könnte jedoch zunehmen, wenn die Netztarife in Richtung einer deutlichen Absenkung des Arbeitspreisanzeils umstrukturiert werden.

### (Abstrakte) Distanzabhängigkeit bei transaktionsabhängiger Gestaltung

Transaktionsabhängige Ermässigungen der verbrauchsseitigen Netzentgelte gemäss Option D sind zumindest in abstrakter Form als **distanzabhängig** anzusehen, selbst wenn die geografische Distanz nicht explizit berücksichtigt wird: In den betroffenen Netzgebieten ergäbe sich die Situation, dass Verbraucher bei einem Strombezug aus nahegelegenen Erzeugungsanlagen ein geringeres Entgelt zahlen als bei Bezug aus entfernteren Anlagen, ähnlich wie bei einem **«Zonentarif»** im öffentlichen Nahverkehr. Im EU-Rechtsrahmen sind distanzabhängige Netzentgelte ausdrücklich untersagt. Das EU-Recht ist allerdings für die Schweiz nicht bindend, und zudem ist es möglich, dass diese EU-Vorschrift *abstrakte* Formen der Distanzabhängigkeit nicht gänzlich ausschliesst. Eine solche tritt nämlich auch bei dem in Abschnitt C.1 erläuterten französischen Modell des kollektiven Eigenverbrauchs auf, das dort offenbar als rechtskonform erachtet wird.

### 3.3.2 Gestaltungsaspekte mit Einfluss auf Anreizwirkungen

Für jede der beiden vertieft untersuchten Optionen A und D müssen verschiedene Aspekte ausgestaltet werden, die die Anreizwirkungen beeinflussen. Für diese Aspekte werden nachfolgend erste Einschätzungen dazu erörtert, welche Ausgestaltungsmöglichkeiten jeweils zielführend und praktikabel wären. Eine umfassende Detailanalyse und Abwägung aller Ausgestaltungsmöglichkeiten kann in diesem Rahmen jedoch nicht erfolgen und bleibt dem weiteren Umsetzungsprozess nach der Entscheidung für eine (oder beide) der Grundoptionen vorbehalten.

#### Definition der Verbrauchsnähe

Bei beiden Optionen ist zu definieren, unter welchen Bedingungen eine Einspeisung als verbrauchsnahe angesehen wird und den angestrebten finanziellen Anreiz erhalten soll. Es ist also die Grösse des **«Nahbereichs»** um eine Erzeugungsanlage festzulegen, innerhalb dessen der eingespeiste Strom verbraucht werden muss, um von einer verbrauchsnahe Erzeugung sprechen zu können. Die Abgrenzung des Nahbereichs kann u. a. auf die geografische Distanz zwischen Netzanschlusspunkten und/oder auf die Eigenschaften des elektrischen Verbindungswegs zwischen diesen Punkten – einschliesslich der Frage, welche Netzebenen davon berührt werden – abstellen. Dies hat je nach Option unterschiedliche Auswirkungen auf die Netznutzer:

- Bei Option A kommt eine Erzeugungsanlage dann in den Genuss von Zahlungen, wenn im Nahbereich um diese Anlage die Netzauslegung (noch) durch den Verbrauch und nicht bereits durch Rücktransporte erzeugter Energie determiniert wird. **Die Abgrenzung des Nahbereichs ist hier somit für die Überprüfung des lokalen Verhältnisses von Verbrauch zu Erzeugung von Bedeutung.**
- Bei Option D wird der Vorteil in Form reduzierter Netzentgelte hingegen dann gewährt, wenn der Anschlusspunkt eines Verbrauchers innerhalb des Nahbereichs der Erzeugungsanlage liegt, aus der der Verbraucher Strom bezieht. Der Vorteil wird auch nur in dem Umfang gewährt, in dem der Verbraucher Strom aus Erzeugungsanlagen im Nahbereich bezieht, so dass **hier nicht unbedingt zusätzlich überprüft werden muss, ob physisch genügend Verbrauch im Nahbereich einer Erzeugungsanlage stattfindet.**

Aus technischer Sicht erscheint es am naheliegendsten, die Verbrauchsnähe an Eigenschaften des **elektrischen Verbindungswegs** festzumachen, wie z. B. der gemeinsamen Zugehörigkeit von Erzeuger- und Verbraucher-Anschlusspunkten zum gleichen aus einem Unterwerk versorgten Netzbezirk. Aus der *geografischen* Distanz zwischen Anschlusspunkten oder der gemeinsamen Zugehörigkeit dieser Punkte zu einem nicht-technisch abgegrenzten Gebietsstück wie z. B. einer Gemeinde lässt sich nämlich nicht eindeutig schliessen, ob die Einspeisung zur *Entlastung* oder *Belastung* des Netzes beiträgt. **Andererseits kann die Berücksichtigung technischer Eigenschaften des Netzes aus Verbrauchersicht als intransparent, evtl. sogar als ungerecht empfunden werden**, da hierüber allein der Netzbetreiber entscheidet. Es könnten dann z. B. Fälle auftreten, in denen eine Netzbezirksgrenze

mitten durch einen Ort verläuft und Erzeugungsanlagen nur in einem der beiden benachbarten Netzbezirke als verbrauchsnahe eingestuft werden. Bei Option D könnte dies bedeuten, dass unter zwei benachbarten Anwohnern nur einem ein reduziertes Netzentgelt für den Strombezug aus einer nahegelegenen Erzeugungsanlage gewährt wird, dem anderen hingegen nicht. Zur Vermeidung solcher Situationen, die sich auch nachteilig auf die Akzeptanz des Instruments auswirken können, kann es daher erwägenswert sein, doch auf eine **nicht-technische Abgrenzung** wie z. B. die Zugehörigkeit von Erzeugungs- und Verbrauchsanschlusspunkten zur gleichen **politischen Gemeinde** überzugehen. Dies sollte dann aber in dem Bewusstsein geschehen, dass hiermit im Einzelfall nicht sicher gewährleistet werden kann, dass die als verbrauchsnahe eingestufte Erzeugung tatsächlich das Netz entlastet.

In jedem Fall muss aber entschieden werden, wie gross die Nahbereiche um Erzeugungsanlagenstandorte herum definiert werden sollen. Dies betrifft verschiedene Wirkungsaspekte:

- Bei einer sehr kleinteiligen Definition der Bereiche – aus technischer Sicht z. B. in Form der Versorgungsbezirke je einer **Trafostation** (Netzebene 6) oder sogar nur je eines **Niederspannungs-Leitungsstrangs** (Netzebene 7) – ergibt sich eine hohe Zielgenauigkeit hinsichtlich der netzseitigen Auswirkungen der dezentralen Erzeugung. Es lassen sich dann auch vergleichsweise hohe Bemessungen des Anreizinstruments als netzkostengerecht begründen, weil sich die zu erwartende netzentlastende Wirkung dann über vergleichsweise viele Netzebenen erstreckt (nämlich die Ebenen 1-6 bzw. sogar 1-7). Andererseits nimmt dann die Wahrscheinlichkeit zu, dass geografisch nah gelegene Anschlusspunkte zu unterschiedlichen Netzbezirken gehören und im Hinblick auf die Verbrauchsnähe unterschiedlich eingestuft werden. Dies kann zu den oben geschilderten Problemen führen und den Kreis der Erzeugungsprojekte, denen ein finanzieller Anreiz gewährt wird, einschränken. Zudem nehmen der administrative Aufwand und die von den Netznutzern empfundene Komplexität des Instruments mit zunehmender Granularität der betrachteten Netzbezirke zu.
- Im Umkehrschluss führt eine gröbere Abgrenzung der Bereiche – etwa in Form der Versorgungsbezirke von **Unterwerken** (Netzebene 4) – zu einer geringeren Treffgenauigkeit, aber auch zu geringerem Aufwand und geringerer Komplexität. Die bei strenger Orientierung an den netzseitigen Kostenwirkungen vertretbare Höhe der Anreize würde bei einer Granularität auf Unterwerks-Ebene bereits deutlich zurückgehen: Es könnte dann aus der Einstufung einer Erzeugungsanlage als verbrauchsnahe nur geschlossen werden, dass diese die Ebenen ab den Unterwerken aufwärts (also Netzebenen 1-4) entlastet.

Dieser Gestaltungsaspekt erfordert somit eine Abwägung unter Beachtung dieser und evtl. weiterer Auswirkungen. So ist z. B. bei Option A auch zu prüfen, in welcher Granularität Netzbetreiber Informationen über das Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch je Netzbezirk bereitstellen und auswerten können.

Als vorläufige Einschätzung erscheint uns – sofern auf den *elektrischen* Verbindungsweg abgestellt wird – eine Granularität mindestens auf Ebene der Unterwerke (Netzebene 4), evtl. sogar auf Ebene der Trafostationen (Netzebene 6) sinnvoll und umsetzbar. Eine am Verlauf der Leitungsstränge (Ebenen 5 oder 7) orientierte Granularität erscheint hingegen weniger geeignet, da hierdurch eine sehr starke und für die Netznutzer schwer nachvollziehbare Abhängigkeit von Entscheidungen der Netzbetreiber z. B. über die Lage von Leitungstrennstellen herbeigeführt würde.

### Auswertung des Verbrauchsnähe-Kriteriums bei Option A

Bei Option A ist für jeden Netzbezirk entsprechend der gewählten Granularität zu prüfen, ob das Netz für weitere Einspeisungen aus zusätzlichen Erzeugungsanlagen «aufnahmefähig» ist oder ob hierdurch so starke (zusätzliche) Rücktransporte auftreten würden, dass das Netz hierfür verstärkt werden müsste. Es geht also um die Frage, **ob die Auslegung des Netzes** in einem betrachteten Bezirk noch **durch den Verbrauch oder bereits durch die Erzeugung determiniert ist**. (Die dabei suggerierte Annahme, dass die Netzauslegung *entweder* verbrauchs- *oder* erzeugungsdeterminiert sein muss, ist vereinfachend, da auch Situationen auftreten können, in denen ein Netzverstärkungsbedarf *sowohl*

durch zusätzlichen Verbrauch *als auch* durch zusätzliche Einspeisung ausgelöst werden kann. Dies hängt im Einzelfall u. a. stark von den zeitlichen Profilen von Verbrauch und Einspeisung ab.)

Bei **Option D** ist eine solche **Prüfung nicht zwingend erforderlich**, da die von einer Transaktion im Nahbereich betroffenen Energiemengen definitionsgemäss dem an der Transaktion beteiligten Verbraucher zugeordnet werden und somit auch definitionsgemäss nicht aus dem betrachteten Netzbezirk herausfliessen. Hierdurch wird allerdings *nicht* sichergestellt, dass ein solcher Netzbezirk nicht doch bereits von einem Erzeugungsüberschuss geprägt ist, denn dieser Überschuss kann auch durch Erzeugungsanlagen verursacht werden, deren erzeugter Strom *nicht* an Verbraucher im Nahbereich vermarktet wird. Wenn diese Situation vermieden werden soll, müsste *doch* auch bei Option D geprüft werden, ob die Netzauslegung in einem Netzbezirk verbrauchs- oder bereits erzeugungsgetrieben ist. Aus netzökonomischer Sicht wäre dies zu begrüssen. In diesem Fall würden die nachfolgenden Überlegungen auch für Option D gelten.

Für eine **praktikable Ausgestaltung der Option A** ist es nicht realistisch, das Verbrauchsnähe-Kriterium auf Basis detaillierter Netzanalysen zu prüfen, da diese nur einzelfallbezogen durch die Netzbetreiber durchgeführt werden können. Dies wäre zum einen mit erheblichem Aufwand verbunden. Zum anderen könnten die in die Planung einer Erzeugungsanlage involvierten Netznutzer dann nur schwer oder gar nicht im Vorfeld ermitteln, ob sie in einem bestimmten Netzbezirk den gewünschten finanziellen Anreiz gewährt bekommen würden oder nicht. Daher sollte ein pauschalerer Ansatz verfolgt werden, auch wenn dabei in Kauf genommen werden muss, dass die Auswirkungen zusätzlicher Einspeisungen auf das Netz dann nicht einzelfallgenau berücksichtigt werden können.

Aus unserer Sicht wäre dabei eine Orientierung an den zeitgleichen Maximalleistungen des Verbrauchs und der Erzeugungsleistung – d. h. der **Jahreshöchstlast** und der **Summe der installierten Erzeugungsleistungen** – je Netzbezirk sinnvoll. Dieser pauschale Ansatz würde allerdings u. a. nicht die unterschiedlichen zeitlichen Profile von Verbrauch und Erzeugung berücksichtigen. Um die hiermit verbundene Unschärfe auf einfache Weise zu reflektieren, könnte ein **«Graubereich»** definiert werden, in dem zusätzliche Erzeugung *eventuell* zu Netzverstärkungsbedarf führt. In diesem Graubereich könnte die Höhe des gewährten finanziellen Anreizes z. B. auf die Hälfte reduziert werden. Wir würden somit etwa folgende Gestaltung als plausibel einschätzen:

- Wenn die installierte Erzeugungsleistung im Netzbezirk geringer ist als die Jahreshöchstlast (oder exakt so hoch wie diese), wird das Anzelement in voller Höhe ausgezahlt.
- Wenn die installierte Erzeugungsleistung über der Jahreshöchstlast liegt, aber maximal das 1,5-fache davon beträgt, wird das Anzelement in halber Höhe ausgezahlt. Das 1,5-fache ist erfahrungsgemäss ungefähr das Erzeugungs-/Last-Verhältnis, ab dem Rückspeisungen bestimmend für die Netzauslegung werden.
- Wenn die installierte Erzeugungsleistung über dem 1,5-fachen der Jahreshöchstlast liegt, wird kein Anzelement mehr ausgezahlt. In Fällen, in denen durch den Einsatz von Batteriespeichern Rückspeisespitzen reduziert werden, kann sich die Leistungsgrenze, oberhalb derer Netzkostenzunahmen ergeben, nach oben erhöhen.

Netzbetreiber könnten bei Einführung eines Anreizinstrumentes nach Option A diese Einstufung für jeden Netzbezirk initial vornehmen und regelmässig aktualisieren und die Ergebnisse in Form einer in Ampelfarben eingefärbten **Tarifgebietkarte** veröffentlichen. So würde den an einem Erzeugungsanlagenprojekt beteiligten Netznutzern eine transparente Information über die zu erwartende Höhe des Anzelements zur Verfügung gestellt. Um den hiermit verbundenen Aufwand zu reduzieren, könnte erwogen werden, diese Informationspflicht erst nach einem Übergangszeitraum von z. B. 5 Jahren einzuführen, denn es ist sehr unwahrscheinlich, dass bereits kürzerfristig Verteilnetzgebiete auftreten, in denen die installierte Erzeugungsleistung die Jahreshöchstlast überschreitet. Sollte bereits kürzerfristig in einem Verteilnetzgebiet die installierte Erzeugungsleistung die Jahreshöchstlast überschreiten, sollte der Netzbetreiber dies bereits vor Ablauf des Übergangszeitraums kommunizieren können.

Bei dieser Überlegung ist implizit unterstellt, dass für die Gewährung des Anreizes nur der **Zeitpunkt der Errichtung** einer Erzeugungsanlage massgeblich ist. Dies ist bei einem Instrument, das in erster Linie Zubauentscheidungen anreizen soll, aus unserer Sicht auch konsequent und sinnvoll. Wenn für die Erzeugungsanlagenbetreiber nämlich ein Risiko besteht, das Anzeilelement zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr oder nur noch in reduzierter Höhe erhalten zu können, weil dann im betreffenden Netzbezirk durch Zubau weiterer Anlagen eine der o. g. Grenzen überschritten wird, wird die Investitionssicherheit stark beeinträchtigt. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Anzeilelement für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zwingend erforderlich ist und die Bauentscheidung massgeblich davon abhängt. Daher kann es wesentlich zur Umsetzung von Erzeugungsprojekten beitragen, wenn zum Zeitpunkt der Errichtung eine langfristige – evtl. auf einen bestimmten, nicht zu knappen Zeitraum begrenzte – Zusage über die Auszahlung des Anzeilelements erteilt wird.

Es ist allerdings zu beachten, dass dieser Gestaltungsaspekt kontrovers diskutiert werden kann. Er kann nämlich dazu führen, dass für gleichartige Erzeugungsanlagen in ein und demselben Netzbezirk unterschiedlich hohe Anreize gewährt werden, abhängig von den Errichtungszeitpunkten. Dieser Ansatz, frühzeitig realisierten Projekten einen **«First-Mover»-Vorteil** zu ermöglichen, ist im Bereich von Förder-systemen üblich und akzeptiert. Bei der Netztarifierung wäre er jedoch neu und könnte ggf. sogar Bedenken hinsichtlich der Diskriminierungsfreiheit auslösen.

### Bezugsgrösse und Periodizität von Zahlungen/Entgeltreduktionen

Bei jeder Option muss festgelegt werden, auf welche **Bezugsgrösse** sich die gewährten Anreize in Form von Zahlungen an Erzeuger (Option A) bzw. Ermässigungen verbrauchsseitiger Entgelte (Option D) beziehen. Die Optionen bieten hierbei sehr unterschiedlichen Gestaltungsspielraum:

- Bei **Option D** ist praktisch nur ein Bezug auf die gelieferte Arbeit (in kWh) vorstellbar. Zwar können die verbrauchsseitigen Entgelte auch Leistungs- und Grundpreiselemente enthalten. Es ist aber zu bedenken, dass eine *Reduktion* der Entgelte hier grundsätzlich nur für den Teil des Strombezugs gewährt würde, der aus Erzeugungsanlagen im Nahbereich gedeckt wird. Um hierbei eine leistungsbezogene Entgeltreduktion zu ermöglichen, müsste auf das zeitliche Profil des aus dem Nahbereich gedeckten Bezugs abgestellt werden. Dieses ergibt sich aber nicht direkt aus erfassbaren Messwerten, sondern aus den Zuordnungsmechanismen, die die beteiligten Erzeugungsanlagenbetreiber und Verbraucher untereinander vereinbart haben. Eine leistungsbezogene Entgeltreduktion würde den Beteiligten somit Optimierungsspielräume verschaffen, die nicht durch physische Zusammenhänge gerechtfertigt wären. Eine solche Gestaltung wäre daher zumindest sehr fragwürdig.
- Bei **Option A** können die Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber ebenfalls arbeitsbezogen gestaltet werden. Hier sind aber auch andere Gestaltungen möglich, da die Zahlungen sich auf die *gesamte* Einspeisung der betroffenen Erzeugungslagen beziehen. So sind v. a. auch leistungsbezogene Zahlungen möglich. Dabei kann auf die installierte Leistung oder die tatsächliche Höchstleistung der Einspeisung abgestellt werden, was bei ausreichend langem Betrachtungszeitraum – z. B. einem Jahr – aber meist keinen grossen Unterschied ausmachen dürfte.
- Wenn die Zahlungen bei **Option A** leistungsbezogen ausgestaltet werden und hierbei auf die installierte Leistung abgestellt wird, bietet sich darüber hinaus die Möglichkeit, anstelle **periodischer Zahlungen Einmalzahlungen** z. B. im Zeitpunkt der Inbetriebnahme vorzusehen. Diese Möglichkeit besteht bei Bezugnahme auf gemessene Grössen (Arbeit oder Leistung) naturgemäss nicht.

**Entscheidungen über diese Gestaltungsaspekte** sind also praktisch **nur bei Option A** möglich und erforderlich. Auch dies erfordert Abwägungen, da keine Gestaltungsmöglichkeit in jeder Hinsicht den anderen Möglichkeiten überlegen ist, wie folgende Überlegungen zeigen:

- Arbeitsbezogene Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber würden den *belastungsbezogenen* Kostentreibereffekt abbilden, der sich allerdings hauptsächlich auf die Netzverlustkosten bezieht

und somit eher untergeordnete Bedeutung hat. Grössere Bedeutung hat hier der *kapazitätsbezogene* Kostentreibereffekt, was für eine leistungsbezogene Gestaltung der Zahlungen spricht. Bei ausschliesslicher Berücksichtigung der installierten oder maximal eingespeisten Leistung wird aber nicht berücksichtigt, dass die höchste Netzbelastung in der Regel nicht zeitlich mit der höchsten Einspeisung zusammenfällt. Insofern sind leistungsbezogene Zahlungen mit Blick auf die Kostentreiberwirkungen auch nicht eindeutig sachgerechter als arbeitsbezogene Zahlungen.

- Grundsätzlich problematisch wäre bei arbeitsbezogenen Zahlungen, dass sie einen Einfluss auf die Einsatzentscheidungen von Erzeugungsanlagen hätten. Insbesondere bei steuerbaren Anlagen wie WKK könnte sich bei stromgeführter Betriebsweise ein Fehlanreiz hin zu einem Weiterbetrieb in Marktsituationen ergeben, in denen dies ohne diese Zahlungen nicht effizient wäre. In der derzeitigen Diskussion, in der es vorwiegend um kleine PV-Anlagen geht, ist dieser Aspekt aber weniger relevant, weil sich die Einsatzweise dieser Anlagen ohnehin in der Regel allein nach dem Energieträgerdargebot und nicht nach den Strommarktpreisen richtet.
- Bei einer Orientierung an der installierten Leistung wären die Zahlungen für Anlagenbetreiber sehr gut planbar, was die Investitionssicherheit verbessert. Der dann mögliche Übergang auf Einmalzahlungen im Zeitpunkt der Inbetriebnahme würde darüber hinaus einen einfachen Umgang mit dem oben angesprochenen First-Mover-Vorteil ermöglichen, da dann die Situation, dass gleichartige Anlagen zum gleichen Zeitpunkt unterschiedliche Zahlungen erhalten, vermieden würde. Eine Einmalzahlung könnte zudem mit Netzanschlussbeiträgen verrechnet werden und wäre somit besonders praktikabel umsetzbar. Nachteilig ist jedoch, dass der Anreiz dann nur für *potenziell* stattfindende Einspeisungen gewährt würde und keinen Bezug zur *tatsächlichen* Nutzungsdauer und Betriebsweise der Anlagen hätte.

Aus unserer Sicht sprechen die mit arbeitsbezogenen Zahlungen verbundenen Nachteile eher dafür, die Zahlungen **bei Option A leistungsbezogen** auszugestalten. Wir halten es dabei für vertretbar, auf die *installierte* Leistung abzustellen, da kaum zu erwarten ist, dass Anlagenbetreiber die Leistung allein aufgrund dieses Anreizinstrumentes überdimensionieren. Hinsichtlich der Zahlungsweise – **periodisch oder einmalig** – sehen wir **keine eindeutige Vorzugsvariante**, zumal die Wirkungsunterschiede hier durch zusätzliche Regelungen relativiert werden können. Denkbar wären etwa Vorgaben zu einer Mindestnutzungsdauer, bei deren Unterschreitung ein Teil einer Einmalzahlung rückerstattet werden muss, oder zu einer Mindestlaufzeit, während derer periodische Zahlungen auf jeden Fall geleistet werden (sofern die Anlage nicht stillgelegt wird).

Die Möglichkeit, dass Option A auch eine leistungsbezogene Gestaltung mit periodischen oder einmaligen Zahlungen zulässt, kann als ein gewisser Vorteil gesehen werden, da hiermit ein grösserer Ausgestaltungsspielraum verbunden ist.

### 3.3.3 Unterschiede hinsichtlich Umsetzungs- und Administrationsaufwand

In diesem Abschnitt werden Aspekte diskutiert, die nicht die erzielbaren Anreizwirkungen, sondern die Realisierungschancen, den Umsetzungsaufwand und den laufenden Administrationsaufwand des Anreizinstrumentes bei den Optionen A und D betreffen. Da im Rahmen dieser Untersuchung keine Detailanalyse aller evtl. relevanten Umsetzungsmöglichkeiten und -fragen erfolgen kann, werden hier nur wesentliche Aspekte betrachtet, die jedenfalls mit den Optionen einhergehen.

#### Option A

Das wesentliche potenzielle Hindernis für die **Umsetzung** von Option A dürfte darin bestehen, dass heute in der Schweiz keine Netzentgeltzahlungen zwischen Netzbetreibern und Erzeugern stattfinden und somit hierfür ein neues Tarifelement eingeführt werden müsste. Dies kann im Vergleich zu einer Umgestaltung eines bestehenden Tarifelements als ein grösserer Eingriff in das Tarifsysteem wahrgenommen werden und grundsätzliche Diskussionen auslösen.

Dabei ist zu beachten, dass es – anders als bei der in der Schweiz und in anderen Ländern bereits intensiv geführten Debatte über erzeugungsseitige Netzentgelte – *nicht* darum geht, zusätzliche Zahlungen *von den Erzeugern* zu erheben, die deren Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen könnten. Vielmehr geht es ausschliesslich um Zahlungen *an die Erzeuger*, und zwar unter der Massgabe, dass diese aufgrund verbrauchsnahe Einspeisung zur Netzentlastung beitragen.

Diese Überlegungen könnten dafür sprechen, dieses neue Tarifelement bewusst nicht als *Netzentgelt* zu bezeichnen, insbesondere wenn der Begriff des Netzentgelts eng mit dem Konzept einer Zahlung an den Netzbetreiber als Gegenleistung für das Recht der Netznutzung in Verbindung gebracht wird. Beispielsweise wird in Deutschland (s. Anhang C.3) mit der Bezeichnung «Entgelt für dezentrale Einspeisung» zum Ausdruck gebracht, dass die Zahlungen an die Erzeuger und nicht an den Netzbetreiber fließen. Es sollte aber gleichwohl deutlich werden, dass das neue Tarifelement im System der Netztarife etabliert wird und nicht etwa einen hiervon losgelösten Fördermechanismus darstellt.

Unabhängig von der Begriffswahl ist zu prüfen, ob und wie ein Instrument, mit dem *Erzeugern* finanzielle Vorteile als Kompensation für Beiträge zur Absenkung der *Netzkosten* gewährt werden, rechtlich umsetzbar ist. Die **Kostenkategorien**, die Schweizer Netzbetreiber heute bei der Kalkulation ihrer Netztarife geltend machen können, umfassen nur die tatsächlich durch den Netzbetrieb auftretenden Kapital- und Betriebskosten, nicht jedoch Kosten durch *Kompensationen* gegenüber Dritten für *Einsparungen* an Netzkosten. Hierfür müsste daher u. U. eine neue Kostenkategorie eingeführt werden. Dabei wäre zu beachten, dass die erwarteten Kosteneinsparungen teilweise erst mittel- bis langfristig realisiert werden können, nämlich soweit sie sich auf die Kosten der Netzinfrastruktur beziehen. Dieser Aspekt steht jedenfalls bei *steuerbaren* Erzeugungsanlagen wie WKK im Vordergrund. Bei PV-Anlagen sind hingegen nur Einsparungen bei den Netzverlustkosten zu erwarten, und diese werden bereits kurzfristig realisiert.

Bei der Gestaltung eines solchen Instruments müsste sichergestellt werden, dass letztlich auch die Verbraucher von den erwarteten Netzkosteneinsparungen profitieren können. Hierzu müssten die Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber so bemessen werden, dass den Verbrauchern entweder bereits kurzfristig (soweit es sich um kurzfristig realisierbare Kosteneinsparungen handelt) oder zumindest langfristig im Gegenzug zu einer vorübergehenden Erhöhung ihrer Entgelte ein Kostenvorteil entsteht. Wenn dies nicht erreicht wird, könnte hierin ein Widerspruch zu dem Grundsatz gesehen werden, dass Verbraucher nur die **Kosten eines effizient ausgebauten Netzes** tragen sollen<sup>4</sup>.

Im Hinblick auf diese neue Kostenkategorie könnte der noch grundsätzlichere Einwand erhoben werden, dass hierdurch zusätzliche Kosten generiert werden, anders als z. B. bei Option D, bei der bestehende Kosten nur anders verteilt werden. Diesem Einwand ist jedoch entgegenzuhalten, dass mit diesen Zahlungen **keine Kosten im Sinne volkswirtschaftlicher Kosten** generiert werden, die mit einem Ressourcenverbrauch verbunden wären. Vielmehr finden auch hier nur **Umverteilungen** statt. Diese Umverteilungen bestehen zunächst darin, dass bestimmte Erzeuger Zahlungen erhalten, die von allen Verbrauchern in einem Netzgebiet kollektiv aufgebracht werden. Im ökonomischen Sinne handelt es sich also um **Rentenverschiebungen von den Verbrauchern zu den Erzeugern**. Wie oben diskutiert, wären selbst diese Verschiebungen akzeptabel, solange sie so bemessen sind, dass die Verbraucher insgesamt noch von den erwarteten Kosteneinsparungen profitieren können. Es ist jedoch weitergehend – zumindest auf absehbare Zeit – zu erwarten, dass Erzeuger diese Zahlungen zur Verbesserung ihrer Wettbewerbsfähigkeit mindestens teilweise über ihre Angebote an die Verbraucher weiterreichen werden. Hiervon würden dann *die* Verbraucher profitieren, die Strom von diesen Erzeugern beziehen. Wenn Erzeuger die erhaltenen Zahlungen auf diese Weise sogar **vollständig weiterreichen**, bewirkt auch Option A – ähnlich wie Option D – eine **reine Umverteilung unter Verbrauchergruppen**: Es profitieren die Verbraucher, die Strom aus den verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen beziehen, zulasten des Gesamtkollektivs der Verbraucher im jeweiligen Netzgebiet.

---

<sup>4</sup> Um diesem Grundsatz besser zu genügen, könnte auch erwogen werden, die erwarteten langfristigen Kostenvorteile nicht zu 100 %, sondern nur mit einem gewissen Abschlag an die Erzeuger auszuzahlen. Speziell bei PV-Anlagen erscheint dies aufgrund der ohnehin nur geringen netzseitigen Kostenvorteile jedoch weniger sinnvoll.

Dennoch ist denkbar, dass eine **vorübergehende Mehrbelastung der Verbraucher** mit Verweis auf erst später realisierbare Kosteneinsparungen *nicht* als vertretbar angesehen wird, zumindest nicht in einer auf das einzelne Netzgebiet bezogenen Form. In diesem Fall könnte geprüft werden, ob ein **andersartiger Refinanzierungsweg** beispielsweise über spezielle Umlagen/Abgaben oder sogar über staatliche Haushaltsmittel in Frage kommt. Ansätze dieser Art dürften allerdings deutlich schwerer umzusetzen sein als Änderungen innerhalb der Netztarifsystematik, u. a. weil sie den Anschein eines von netzseitigen Kostenzusammenhängen losgelösten Fördermechanismus erwecken könnten. Zudem wären auch solche Mechanismen mit Umverteilungen zwischen Verbrauchergruppen verbunden.

Als Alternative zur Refinanzierung der Auszahlungen durch Anhebung der Netzentgelte des jeweiligen **Verteilnetzbetreibers** könnte auch erwogen werden, die Auszahlungen durch den **Übertragungsnetzbetreiber** Swissgrid vornehmen zu lassen und über dessen Netzentgelte zu refinanzieren. Dies würde nichts daran ändern, dass die Refinanzierung über die verbrauchsseitigen Netzentgelte erfolgt. Die mit den Zahlungen verbundenen Kosten würden dann aber landesweit sozialisiert. Dies wäre allerdings nur begrenzt als kostenreflexiv anzusehen, da die infolge der dezentralen Erzeugung zu realisierenden Netzkosteneinsparungen hauptsächlich in den Verteilnetzen und nur nachrangig im Übertragungsnetz auftreten dürften. Auch bei dieser Gestaltung wäre der Zusammenhang mit netzseitigen Kosteneinsparungen somit etwas weniger klar vermittelbar als bei einer Umsetzung über die Verteilnetztarife.

Den **Aufwand** für die Einführung und laufende Administration der bei Option A vorgesehenen Zahlungen halten wir hingegen für vergleichsweise gering, da Erzeugungsanlagenbetreiber als Netznutzer ohnehin in vertragliche Beziehungen mit dem jeweiligen Netzbetreiber eintreten und die Entgelte auf Basis ohnehin vorhandener oder messtechnisch erfasster Daten ermittelt werden können.

## Option D

Wie zu Beginn von Abschnitt 3.3.1 erwähnt, könnten sich die **politischen Realisierungschancen** bei Option D als vergleichsweise gut erweisen, weil hier den Verbrauchern ein direkter Anreiz gewährt wird, die Entwicklung der Erzeugungslandschaft in ihrem Umfeld durch ihr Handeln mitzugestalten. Eine starke Unterstützung dieser Option, die sich u. a. in den politischen Vorschlägen zur Einführung einer «Timbre local» äussert, kann sich aus dem in der Schweiz aktuell mit Nachdruck verfolgten Konzept der Quartierstromversorgung ergeben, an dem diese Option eng orientiert ist.

Zudem knüpft die Option an ein **bestehendes Tarifelement** an, und dies – auf den ersten Blick – auch nur in Form einer *Reduktion* der Entgelte. Dass die Refinanzierung der gewährten Entgeltreduktionen hierbei ebenso durch **Erhöhung der regulären Netzentgelte** (oder auf anderem Weg, s. oben) stattfinden müsste wie bei Option A, sollte offensichtlich sein, fällt hier aber weniger deutlich ins Auge. Die im vorigen Abschnitt zu Option A aufgeworfenen Fragen, ob und inwieweit Verbraucher mit der Refinanzierung von Vorteilen belastet werden dürfen, die einzelnen Netznutzern im Vorgriff auf später erwartete Netzkosteneinsparungen gewährt werden, stellen sich hier gleichermassen. Diese zu refinanzierenden Kosten treten hier zwar nicht als eine eigenständige Kostenkategorie auf, sondern werden indirekt durch preisliche Differenzierung (für Bezüge aus nahen vs. fernen Erzeugungsanlagen) einem Teil der Verbraucher angelastet. Es müsste jedoch auch hier sichergestellt werden, dass von den erwarteten Kosteneinsparungen im Sinne des Solidarprinzips bei der Netztarifierung langfristig *alle* Verbraucher durch sinkende Netztarife profitieren können.

Die unter **Option A** diskutierte Frage, ob durch diese Instrumente nicht **neuartige Kosten geschaffen** werden, wird bei **Option D meist nicht diskutiert**, weil die Beteiligung der Erzeuger hier im «Verborgenen» bleibt: Durch die transaktionsabhängige Gestaltung, die eine vertragliche Beziehung zwischen den jeweiligen Verbrauchern und Erzeugern voraussetzt, werden die Erzeuger in den Kreis der profitierenden Akteure einbezogen, ohne dass Option D explizit die Erzeuger in die Zahlungsflüsse einbezieht. **Bei beiden Optionen** treten aber vor allem **Umverteilungen zwischen den profitierenden und den übrigen Verbrauchern** auf. Gleichwohl kann das Argument, bei Option A würden im Vergleich zu Option D temporär zusätzliche Kosten generiert bzw. Umverteilungen zwischen beteiligten Verbrauchern und Erzeugern transparenter gemacht, in der politischen Debatte einen Bewertungsvorteil für Option D begründen.

Den Vorteilen hinsichtlich der politischen Realisierungschancen steht bei Option D ein höherer **administrativer Aufwand** gegenüber. Reduzierte Entgelte werden bei dieser Option nur gewährt, wenn und insoweit nachgewiesen werden kann, dass der bei einem Verbraucher messtechnisch festgestellte Strombezug durch eine verbrauchsnahe Erzeugungsanlage gedeckt wurde. Dies erfordert Informationen über Lieferverträge und über die Aufteilung des in einer verbrauchsnahe Erzeugungsanlage erzeugten Stroms auf die damit belieferten Verbraucher. Da sich Lieferverträge und Aufteilungsverhältnisse ändern können, müssen diese Informationen nicht nur einmalig hinterlegt, sondern zusammen mit anderen energiewirtschaftlichen Bewegungsdaten kontinuierlich von den Netzbetreibern erfasst und gepflegt werden.

Um diesen Aufwand zu reduzieren, könnte erwogen werden, hierbei an das HKN-System anzuknüpfen. Lieferanten könnten verpflichtet werden, bei Hinterlegung von HKN den Netzbetreibern Informationen dazu mitzuteilen, an welche Verbraucher die betreffenden Strommengen geliefert wurden. Netzbetreiber könnten die Entgeltreduktionen auf Basis dieser Informationen ermitteln und würden so zumindest teilweise von der Verwaltung der transaktionsbezogenen Informationen entlastet. Hierfür wäre allerdings zu klären, ob das HKN-System geeignet ist, auch Informationen über die *zeitliche* Zuordnung von Strommengen zu Verbrauchern zu verwalten. Dies wäre gerade bei Option D essenziell, damit das Verbrauchsnähe-Kriterium nicht durch zeitungleiche Einspeisung und Entnahme unterlaufen werden kann. Ansonsten bestünde z. B. das Risiko, dass Einspeisungen, die zeitweise den Verbrauch der hiermit belieferten Verbraucher übertreffen und daher zu Rückspeisungen führen, mit später auftretenden «Verbrauchsüberhängen», die gar nicht aus diesen Einspeisungen gedeckt werden können, saldiert würden. Dies könnte die Kostenreflexivität der gewährten Entgeltermässigungen stark beeinträchtigen.

### 3.3.4 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Optionen

Die nachstehende Tabelle fasst die wesentlichen Ergebnisse der konzeptionellen Bewertung der Optionen A und D in Kurzform zusammen.

	Option A	Option D
Wesentliche Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transaktions- und distanzunabhängig; grundsätzlich kostenreflexiv</li> <li>• adressiert sowohl verbraucher- als auch erzeugergetriebene Erzeugungsprojekte</li> <li>• grundsätzlich auf Eigenerzeugung anwendbar</li> <li>• flexibel gestaltbar: arbeits- oder leistungsbezogen, periodisch oder Einmalzahlung</li> <li>• administrativ weniger aufwändig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• knüpft an bestehendes Tarifelement an</li> <li>• direkte, gesicherte Vergünstigung bei den Netzentgelten für die «teilnehmenden» Verbraucher</li> <li>• greift Quartierstrom-Idee auf</li> <li>• voraussichtlich gute politische Akzeptanz und Realisierungschancen</li> </ul>
Wesentliche Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erfordert neues Tarifelement</li> <li>• keine direkte, gesicherte Vergünstigung für die jeweils belieferten Verbraucher</li> <li>• evtl. weniger gute politische Akzeptanz und Realisierungschancen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transaktions- und abstrakt distanzabhängig; daher weniger kostenreflexiv</li> <li>• Konformität mit EU-Recht evtl. fraglich</li> <li>• erschwert erzeugergetriebene Erzeugungsprojekte</li> <li>• nicht auf Eigenerzeugung anwendbar</li> <li>• administrativ aufwändiger</li> <li>• anfälliger für nicht verursachungsgerechte Ausgestaltung</li> </ul>

Tabelle 3.1 Zusammenfassende Gegenüberstellung wesentlicher konzeptioneller Vor- und Nachteile der Optionen A und D

## 3.4 Quantitative Analysen

### 3.4.1 Bemessung des gewährten Anreizelements

Die Stärke der Anreiz- und Verteilungswirkungen der betrachteten Gestaltungsoptionen hängt naturgemäss entscheidend davon ab, wie hoch das Anreizelement, das für verbrauchsnahe Erzeugung gewährt wird, bemessen wird. Dies gilt unabhängig davon, welche der betrachteten Gestaltungsoptionen realisiert wird. Für die Bemessung des Anreizelements können grundsätzlich unterschiedliche Ansätze verfolgt werden:

- Die Bemessung kann orientiert werden an den **Netzkostenwirkungen**, die die Erzeugungsanlagen auslösen. Hierzu können die Ergebnisse der Kostentreiberanalyse (Abschnitte 2.5.3 und 2.5.4) herangezogen werden. Diesen Ansatz halten wir aus netzökonomischer Sicht für grundsätzlich vorzugswürdig.
- Es können aber auch weitere, **nicht netzbezogene (energie-) wirtschaftliche Ziele und Kostenwirkungen** einbezogen werden, was zu einer über die Netzkostenwirkungen hinausgehenden Bemessung führen kann. Insbesondere könnte entschieden werden, Klimaschutzpolitische Vorteile der EE-Erzeugung an dieser Stelle mit zu berücksichtigen (und nicht z. B. in expliziten EE-Fördersystemen). Die Bemessung des Anreizelements erfordert dann politische (und ggf. auch rechtliche) Abwägungen unter Berücksichtigung der verfolgten übergeordneten Zielsetzungen, aber auch der auf die Netznutzung bezogenen Anreiz- und Umverteilungswirkungen.

Bei einer Bemessung in Orientierung an den **Netzkostenwirkungen** ist – wie bereits bei den quantitativen Kostentreiberanalysen in Abschnitt 2.5.3 ausgeführt – zum einen zu berücksichtigen, dass die potenziell netzkostensenkende Wirkung von dezentralen Erzeugungsanlagen vom Anteil der sicher zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung (**Leistungsnutzen**) abhängt. Dieser hängt wiederum von der Einspeisecharakteristik und somit vom Typ der Erzeugungsanlage ab. Er liegt z. B. bei WKK-Anlagen, bei denen der verwendete Primärenergieträger durchgehend verfügbar ist, systematisch höher als bei dargebotsabhängigen PV-Anlagen.

Grundsätzlich kann die Einspeisecharakteristik auch durch **Stromspeicheranlagen** beeinflusst werden. Bei Heimspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen lässt sich der Leistungsnutzen hierdurch jedoch nicht erhöhen. Die üblichen Speicherdimensionierungen reichen zum untertägigen, nicht jedoch zum saisonalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Deshalb sind die Höchstleistungsbezüge, auf die die Netze ausgelegt werden, bei Verbrauchern mit PV-Anlagen *und* Speicher nicht geringer als bei Verbrauchern mit PV-Anlagen *ohne* Speicher.

Zum anderen ist die Höhe der Netzkostenwirkung – wie ebenfalls bereits in Abschnitt 2.5.3 ausgeführt – von den in einem Netzgebiet vorherrschenden **Netzstrukturen** und **Kostenstrukturen der Netzbetriebsmittel** und somit vom **Gebietstyp** abhängig.

Wertet man die Ergebnisse der Kostentreiberanalysen weitergehend aus und bezieht die Höhe der langfristig erzielbaren Kostensenkung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die installierte Erzeugungsleistung des jeweiligen Anlagentyps, so lässt sich für den netzseitigen Nutzen von Erzeugungsanlagen ein Wert in CHF/kWh angeben, der – da die Kosten auf den Wiederbeschaffungswert bezogen sind – als Barwert zu verstehen ist. Dieser Wert kann als Anhaltswert für die Bemessung des Anreizelements herangezogen werden, wenn dieses als Einmalzahlung ausgestaltet wird (was nur bei Option A in Frage kommt). Für eine arbeitsbezogene Gestaltung muss der Barwert des Kostenvorteils auf die erwartete Menge des erzeugten Stroms (in kWh) umgelegt werden. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Annahmen erforderlich:

- Jährliche Zahl der Vollbenutzungsstunden der jeweiligen Erzeugungsanlage zur Umrechnung in kWh. Nachfolgend werden hier Benutzungszahlen für WKK-Anlagen in Höhe von 2.000 h/a und für PV-Anlagen in Höhe von 1.000 h/a angesetzt; beide Werte können als typische Durchschnittswerte für den jeweiligen Anlagentyp angesehen werden.

- Annuisierungsfaktor zur Umrechnung des Barwerts in jährliche Kostenwerte. Nachfolgend wird hierfür ein Faktor von  $8\%/a^5$  angesetzt, der als typisch für Kostenrechnungen im Netzsektor angesehen werden kann.

Hieraus ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten **Werte für die Kostensenkungen**, die durch dezentrale Erzeugungsanlagen in verbrauchsdominierten Netzgebieten langfristig (maximal) zu erwarten sind. Die Angaben in «Rp/kWh» sind so zu verstehen, dass sie bei Option A pro erzeugter kWh an die Betreiber der Erzeugungsanlage gezahlt würden und bei Option D als Entgeltreduktion auf den aus verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen gedeckten Verbrauch gewährt würden.

	Stadt	Mischgebiet	Land
<b>DEA mit hohem Leistungsnutzen, z. B. WKK-Anlage</b>			
in CHF / kW einmalig	250,-	300,-	400,-
In Rp./kWh (bei 2.000 h/a)	1,0	1,2	1,6
<b>DEA mit geringem Leistungsnutzen, z. B. PV-Anlage</b>			
in CHF / kW einmalig	10,-	15,-	20,-
In Rp./kWh (bei 1.000 h/a)	0,08	0,12	0,16

Tabelle 3.2 Maximale langfristige Netzkostensenkung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in verbrauchsdominierten Netzgebieten gemäss Ergebnissen der Kostentreiberanalysen

### 3.4.2 Umverteilungswirkungen

#### Vorbemerkungen

Wie bei der Beschreibung der Gestaltungsoptionen (Abschnitt 3.2) erörtert, muss das für verbrauchsnahe Erzeugung gewährte Anzeilelement auf die eine oder andere Weise kurzfristig über Strompreisbestandteile refinanziert werden. Langfristig wird dieser Refinanzierungsbedarf dann teilweise oder vollständig durch tatsächlich erzielte Kostensenkungen im Netz kompensiert. In diesem Abschnitt wird untersucht, welche Umverteilungswirkungen – also insbesondere welche Mehrbelastungen für die nicht direkt von den Anreizen profitierenden Verbraucher – sich kurzfristig hierdurch ergeben können.

Die Höhe dieser Umverteilungswirkungen wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst:

- Von der **quantitativen Bemessung des Anzeilelements**, also des für verbrauchsnahe Erzeugung ausgezahlten Entgelts (Option A) bzw. der eingeräumten Entgeltermässigung für Verbrauch, der aus ortsnahen Erzeugungsanlagen gedeckt wird (Option D). Je höher die Bemessung gewählt wird, desto grösser sind die Umverteilungswirkungen. In den nachfolgenden Analysen wird die Höhe der Bemessung des Entgelts variiert.
- Von der Höhe des **Anteils** an den aus physischer Sicht als verbrauchsnahe einzustufenden **Erzeugungsanlagen**, für die das **Anzeilelement tatsächlich in Anspruch genommen werden kann**. Hier ergibt sich ein Unterschied zwischen den Optionen A und D: Bei Option A kann davon ausgegangen werden, dass Erzeugungsanlagenbetreiber den ihnen aufgrund physischer Verbrauchsnähe zugestandenem Kostenvorteil auch vollständig in Anspruch nehmen werden. Bei Option D ist dies hingegen nur insoweit möglich, wie der in diesen Anlagen erzeugte Strom auch an Verbraucher im

<sup>5</sup> Der Annuisierungsfaktor setzt sich zusammen aus der Abschreibung (ca. 2,5 %/a), dem Vorsteuer-WACC für durchschnittlich den halben Investitionswert sowie anlagennahen Betriebskosten (Wartung/Instandsetzung).

Nahbereich vermarktet wird (vgl. Überlegungen zur Reichweite der Anreizwirkungen in Abschnitt 3.3.1). Dies kann dazu führen, dass bei Option D die Summe der Entgeltreduktionen geringer ausfällt (als die Summe der Auszahlungen bei Option A), damit aber auch nur entsprechend geringere Umverteilungswirkungen auftreten. Diese Situation kann insbesondere bei erzeuger- oder projektergetriebenen Erzeugungsanlagenprojekten auftreten. Welche Relevanz diese Fälle in der Schweiz in Zukunft tatsächlich haben können, ist aus Sicht der Gutachter schwer zu beurteilen. Gleichwohl ist festzuhalten, dass sich die (nachfolgend dargestellten, siehe Bild 3.2) Umverteilungswirkungen bei Option D im Vgl. zu Option A verringern, und zwar genau um den Anteil der Erzeugungsanlagen an allen verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen, die ihren Strom nicht verbrauchsnahe vermarkten können.

- Von der **Bezugsgrösse und Zahlungsweise (einmalig vs. periodisch)** des Anzelements. Hier wird aber vereinfachend davon ausgegangen, dass sich hierdurch insgesamt nur geringfügige Unterschiede ergeben, so dass dieser Aspekt nicht näher betrachtet werden muss.
- Von der **Durchdringung mit verbrauchsnahe Erzeugung** im Tarifgebiet. Je mehr verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen in dem betreffenden Tarifgebiet errichtet und betrieben werden, desto grösser sind die Entgeltauszahlungen bzw. Einnahmeeinbussen und damit auch die Umverteilungswirkungen. Dieser Einflussfaktor wird in den nachfolgenden Analysen variiert.
- Von dem **zeitlichen Betrachtungshorizont**: Bei der nachfolgend eingenommenen kurzfristigen Betrachtungsperspektive wird der Refinanzierungsbedarf noch nicht durch die mit der verbrauchsnahe Erzeugung verbundenen Netzkosteneinsparungen kompensiert. Bei einer langfristigen Perspektive wären diese Kompensationseffekte hingegen zu berücksichtigen.

### Umgang mit Wegfall des Verbrauchsnahe-Kriteriums

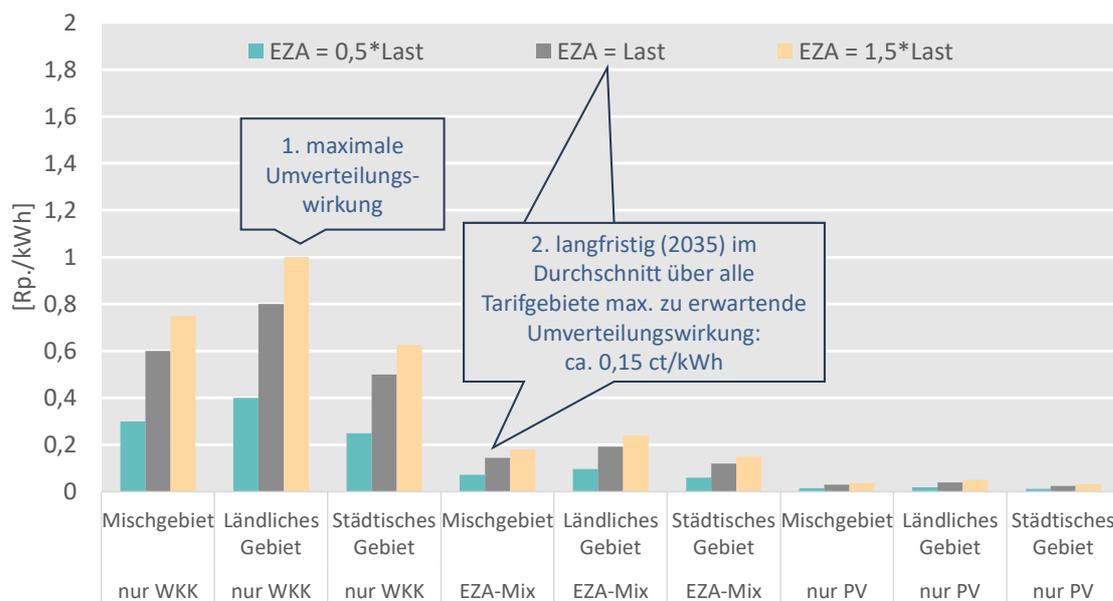
Wie in Abschnitt 3.3.2 diskutiert, sollte das Anreizinstrument für verbrauchsnahe Erzeugung so gestaltet werden, dass es nur in (noch) verbrauchsdominierten Netzgebieten gewährt wird, auch wenn die Situation, dass die Netzauslegung durch erzeugungsbedingte Rücktransporte determiniert wird, in naher Zukunft eher die Ausnahme darstellen dürfte. Bei den nachfolgenden Analysen wird unterstellt, dass der in Abschnitt 3.3.2 vorgeschlagene gestufte Ansatz konsequent umgesetzt wird. Dies gilt sowohl für Option A als auch prinzipiell für Option D. Für Option D könnte sich eine solche Prüfung des Erzeugungs-Verbrauchs-Verhältnisses in der Praxis allerdings erübrigen, wenn bei starker Erzeugungsdurchdringung ohnehin bereits die meisten Verbraucher aus ortsnahe Erzeugungsanlagen beliefert werden, so dass gar kein weiterer Zubau verbrauchsnahe Erzeugung stattfindet. Dies gilt allerdings nur dann, wenn davon ausgegangen werden kann, dass der Grossteil der dezentralen Erzeugungsanlagen tatsächlich nach Option D «gefördert» wird und nicht etwa ein Erzeugungsüberschuss durch Erzeugungsanlagen entsteht, die ihren Strom verbrauchsfern vermarkten.

### Umverteilung bei differenzierter Bemessung des Anreizes gemäss KTA-Ergebnissen

Im ersten Schritt werden die Umverteilungswirkungen analysiert, die sich ergeben, wenn das Anzelement differenziert nach der Art der Erzeugungsanlage und nach dem Gebietstyp bemessen wird. Hierbei wird unterstellt, dass sich die Bemessung an den in Tabelle 3.2 aufgeführten Ergebnissen der Kostentreiberanalyse orientiert.

Die sich hierbei mit zunehmender Durchdringung mit Erzeugungsanlagen (EZA) ergebende Mehrbelastung pro kWh Verbrauch ist in Bild 3.2 dargestellt. Für die EZA-Durchdringung werden die drei Situationen betrachtet, dass die installierte Erzeugungsleistung etwa der Hälfte der Netzhöchstlast (türkisfarbene Säulen), etwa der Netzhöchstlast (graue Säule) und etwa dem 1,5-fachen der Netzhöchstlast (gelbe Säule) entspricht. Bei noch höheren EZA-Durchdringungen würde die Mehrbelastung nicht weiter steigen, da davon ausgegangen wird, dass in diesem Bereich kein weiterer Anreiz mehr gewährt würde (s. Ausführungen zur «Auswertung des Verbrauchsnahe-Kriteriums» in Abschnitt 3.3.2).

Die drei **linken** 3-er-Säulengruppen stellen die Ergebnisse für Gebiete dar, in denen ausschliesslich Erzeugungsanlagen mit **hohem Leistungsnutzen** (hier WKK-Anlagen) vorhanden sind, für die eine vergleichsweise hohe Bemessung (Tabelle 3.2) angesetzt wird. Die drei **rechten** 3-er Säulengruppen stellen die Ergebnisse für Gebiete dar, in denen ausschliesslich Erzeugungsanlagen mit **geringem Leistungsnutzen** (hier PV-Anlagen) vorhanden sind, und die drei **mittleren** 3-er Säulengruppen die Ergebnisse für Gebiete mit einem **Erzeugungsmix**, der in etwa dem langfristig schweizweit erwarteten Durchschnitt entspricht. Konkret wird hier in Orientierung an den Energieperspektiven für 2035 ein Verhältnis von WKK zu PV von etwa 1:4 unterstellt.



*Bild 3.2 Mehrbelastung pro kWh Verbrauch in Abhängigkeit von der EZA-Durchdringung bei einer nach EZA-Typen differenzierten Bemessung des Entgelts bzw. der Entgeltreduktion für verbrauchsnahe EZA in Orientierung an KTA-Ergebnissen*

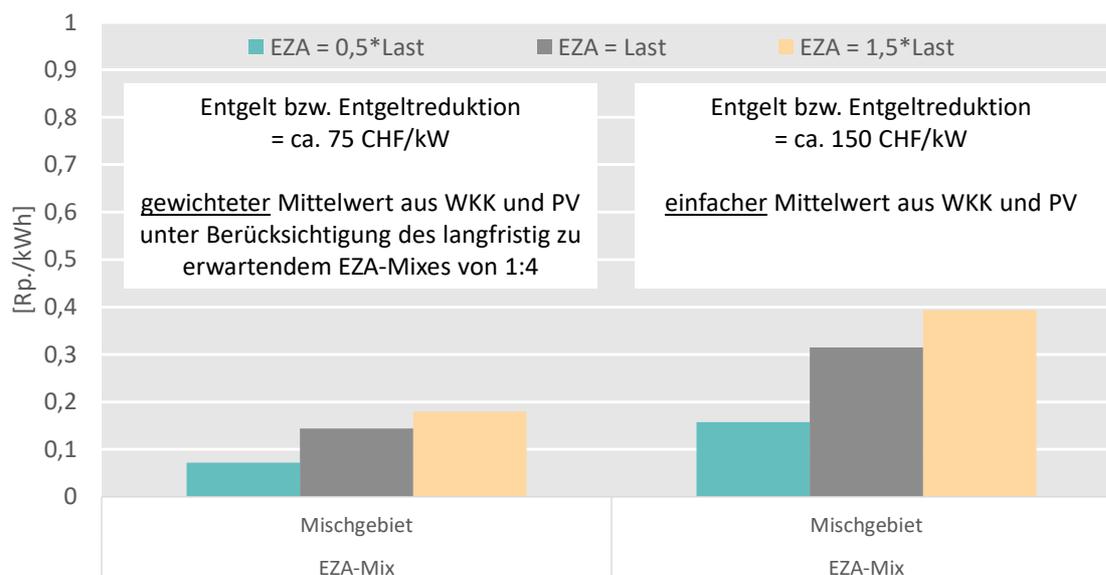
Die durch das ausgezahlte Entgelt (Option A) bzw. die Entgeltermässigung (Option D) für verbrauchsnahe Erzeugung entstehende Umverteilungswirkung kann den Verbrauch bei sehr hohen EZA-Durchdringungen im betreffenden Tarifgebiet und bei Dominanz von WKK-Anlagen um bis zu ca. 1 Rp./kWh belasten. Dieser Fall ist im Bild mit **«1. Maximale Umverteilungswirkung»** gekennzeichnet. In Gebieten mit geringerer Durchdringung und/oder einem höheren Anteil von PV-Anlagen sind deutlich geringere Mehrbelastungen zu erwarten.

Schweizweit wird gemäss den aktuellen Energieperspektiven als Fernziel (2050) dezentrale Erzeugungsleistung in einem Umfang erwartet, der knapp dem dreifachen der heutigen Höchstlast entspricht. Den in dem Bild mit **«2. langfristig (2035) im Durchschnitt über alle Tarifgebiete max. zu erwartende Umverteilungswirkung»** gekennzeichneten Fall liegt die Annahme zu Grunde, dass die in dezentralen Erzeugungsanlagen installierte Leistung dann etwa der heutigen Höchstlast entspricht. Berücksichtigt man zudem den langfristig zu erwartenden Mix an dezentralen Erzeugungsanlagen, so sind Mehrbelastungen in der Grössenordnung von etwa 0,15 Rp./kWh zu erwarten.

Bei genauerer Betrachtung der Höhe der Mehrbelastung in Abhängigkeit von der EZA-Durchdringung fällt auf, dass die Mehrbelastung für Verbraucher bei einem Anstieg des EZA-Last-Verhältnisses von 0 auf 0,5 und von 0,5 auf 1 doppelt so hoch ist wie bei einem Anstieg dieses Verhältnisses von 1 auf 1,5. Dies ist auf den in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Umgang mit dem Wegfall des Verbrauchsnähe-Kriteriums zurückzuführen, gemäß dem das Anzeilelement in halber Höhe angesetzt wird, wenn die installierte Erzeugungsleistung über der Jahreshöchstlast liegt, und zu 0 gesetzt wird, sobald die installierte Erzeugungsleistung über dem 1,5-fachen Wert der Höchstlast liegt.

### Umverteilung bei undifferenzierter Bemessung des Anreizes gemäss KTA-Ergebnissen

Im zweiten Schritt werden nun die Umverteilungswirkungen analysiert, die sich ergeben, wenn das Anzelelement für verbrauchsnahe Erzeugung zwar weiterhin in Orientierung an den Ergebnissen der Kostentreiberanalysen, nun allerdings *nicht* nach EZA-Typen differenziert bemessen wird. Vielmehr wird ein Mittelwert aus den Wirkungen der verschiedenen EZA-Typen gebildet, und zwar zum einen ein gewichteter Mittelwert unter Berücksichtigung des perspektivisch zu erwartenden Mixes aus WKK- und PV-Anlagen (siehe oben) und zum anderen ein einfacher Mittelwert. Beim gewichteten Mittelwert ergibt sich eine Bemessung – ausgedrückt als Einmalzahlung – in Höhe von 75 CHF pro kW Erzeugungsleistung und beim einfachen Mittelwert eine Bemessung in Höhe von 150 CHF pro kW (links bzw. rechts in Bild 3.3).



**Bild 3.3** Mehrbelastung pro kWh Verbrauch in Abhängigkeit von der EZA-Durchdringung bei einer *nicht* nach EZA-Typen differenzierten Bemessung des Entgelts bzw. der Entgeltreduktion für verbrauchsnahe EZA in Orientierung an KTA-Ergebnissen

Die im Bild links dargestellten Mehrbelastungen entsprechen exakt denen, die in Bild 3.2 im mittleren Bereich dargestellt sind. Wie die im Bild rechts dargestellten Mehrbelastungen zeigen, sind schweizweit bei einer nicht nach EZA-Typen differenzierten und auf einer einfachen Mittelwertbildung und den Ergebnissen der KTA basierenden Bemessung des Entgelts bzw. der Entgeltermässigung für verbrauchsnahe Erzeugung Mehrbelastungen des Verbrauchs von langfristig bis zu ca. 0,3 Rp./kWh zu erwarten.

### Umverteilung bei hoher, nicht an KTA-Ergebnissen orientierter Bemessung des Anreizes

Abschliessend werden die Umverteilungswirkungen analysiert, die sich ergeben, wenn das Anzelelement für verbrauchsnahe Erzeugung deutlich höher bemessen wird als es rein aus Sicht der Netzkostenwirkungen geboten wäre. Diese Analysen gelten – da die Bemessung unabhängig vom gewählten Modell erfolgen kann und sollte – gleichermassen für die Optionen A und D. Hierzu wird beispielhaft eine Bemessung betrachtet, die sich an der Höhe der Entgeltermässigung für Strombezug aus «Quartier» gegenüber «regulärem» Strombezug in Höhe von ca. 7,2 Rp./kWh gemäss Bericht des Projekts «Quartierstrom» vom 28.07.2020 orientiert. Mit der Wahl dieser Bemessung ist keine Aussage dahingehend verbunden, dass diese unter bestimmten netzbezogenen Prämissen als sachgerecht zu bewerten wäre. Vielmehr würde sich eine von den KTA-Ergebnissen abweichende Bemessung aus einem politischen Abwägungsprozess ergeben, in den neben netzökonomischen Betrachtungen weitere Zielsetzungen und Einflussfaktoren eingehen.

In Bild 3.4 sind die Mehrbelastungen pro kWh Verbrauch dargestellt, die sich bei einer solchen hohen, nicht nach EZA-Typen differenzierten Bemessung des Entgelts bzw. der Entgeltermässigung für verbrauchsnahe Erzeugung ergäben. Sie können langfristig – wenn die in verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen installierte Leistung etwa dem ein- bis anderthalbfachen der Netzhöchstlast entspricht – bis zu ca. 3 Rp./kWh betragen und damit eine erhebliche Dimension erlangen. (Bei darüber hinaus gehendem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen ergäbe sich keine weitere Mehrbelastung, da dann die Erzeugung auslegungsbestimmend würde und der Anreiz infolgedessen nicht mehr gewährt würde.) Eine solche Mehrbelastung der Verbraucher wäre erheblich und nur bei sehr breiter Akzeptanz der verfolgten Zielsetzungen und der gewählten Ausgestaltung des Anreizinstruments vertretbar, da sie relevante Quersubventionen zwischen den Netznutzern mit und ohne lokale Erzeugung impliziert. Sie wäre auch deshalb nur bedingt förderlich für eine wirtschaftlich effiziente Strommarktöffnung.

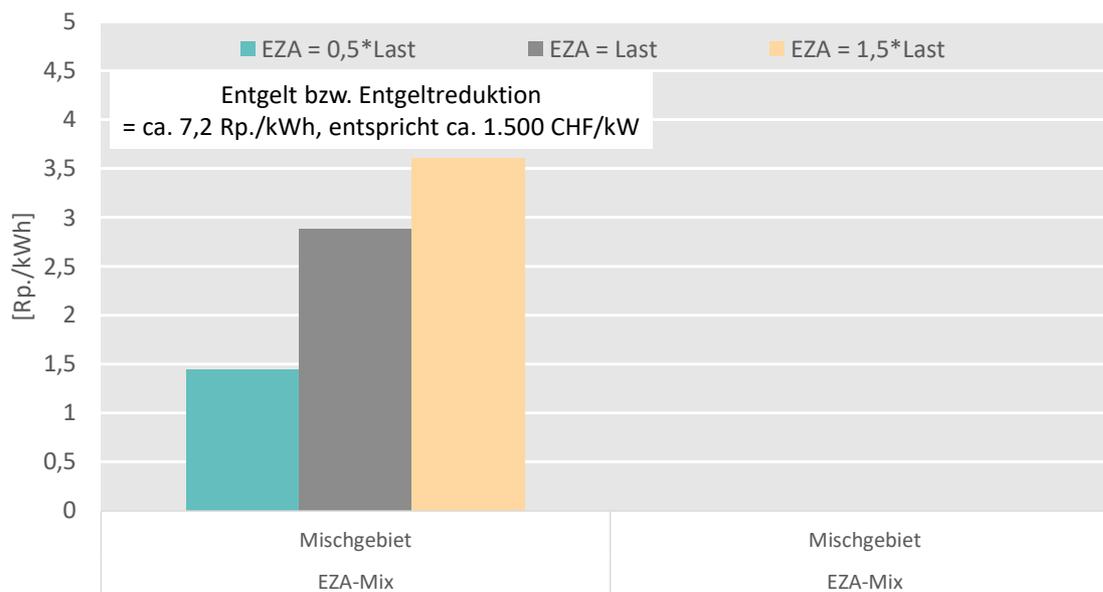


Bild 3.4 Mehrbelastung pro kWh Verbrauch bei einer hohen Bemessung des Entgelts bzw. der Entgeltreduktion für verbrauchsnahe Erzeugung

### 3.5 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die Kostentreiberanalyse zeigt, dass verbrauchsnahe dezentrale Erzeugung in bestimmten Grenzen zur Entlastung der Netze und damit sowohl kurzfristig (bei den Netzverlustkosten) als auch langfristig (bei den Netzinfrastrukturkosten) zu Einsparungen an Netzkosten beitragen kann. Das Ziel, diese Kostenwirkungen bei der Netztarifierung zu berücksichtigen und so einen netzseitigen **Anreiz für die Errichtung verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen** zu schaffen, ist daher **grundsätzlich zu begrüssen**, vorbehaltlich einer Abwägung des hiermit verbundenen Aufwands und der sachlich zu rechtfertigenden Stärke dieses Anreizes. Diese Anreizsetzung sollte aber von vornherein auf Situationen begrenzt werden, in denen zusätzliche dezentrale Einspeisung tatsächlich zu einer *Entlastung* der Netze beiträgt. Wenn die Netzauslegung in einem Gebiet nicht mehr durch den Verbrauch, sondern durch den Rücktransport der dezentral eingespeisten Energie getrieben wird und somit *Mehrkosten* durch weitere dezentrale Erzeugung zu erwarten sind, sollte der Anreiz nicht (mehr) gewährt werden.

Da die Netztarife heute keine Möglichkeit vorsehen, einen solchen Anreiz für verbrauchsnahe Erzeugung zu vermitteln, müsste hierfür ein **neues tarifliches Instrument** eingeführt werden. Unter den hierzu untersuchten **Grundoptionen** erweisen sich mit Blick auf Anreizwirkungen, Umsetzungsmöglichkeiten und weitere Aspekte insbesondere die **als «A» und «D» bezeichneten Optionen als grundsätzlich zielführend und praktikabel**. Die anderen betrachteten Optionen weisen demgegenüber deutliche Nachteile auf, ohne diesen beiden Optionen in der Wirkungsweise überlegen zu sein. Dies gilt

auch für den Vorschlag des DSV, dessen Umsetzungschancen angesichts der vorgeschlagenen Transportbeiträge für nicht-verbrauchsnahe Erzeugung fraglich sind und der mit erheblichem Anpassungs- und Administrationsaufwand im HKN-System für die (transaktionsabhängige) Erhebung von Transportbeiträgen und deren Verteilung an die Netzbetreiber verbunden wäre. Zudem kann diese Option abhängig von der Ausgestaltung marktverschliessend gegenüber dem Ausland wirken.

### Option A: Entgeltzahlung durch Netzbetreiber an Erzeuger

Diese Option sieht vor, dass die **Betreiber verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen Entgeltzahlungen von den Netzbetreibern erhalten**, die die erwarteten kurz- bis langfristigen Netzkosteneinsparungen infolge dezentraler Einspeisung reflektieren. Diese Zahlungen sind **transaktionsunabhängig**: Sie hängen nicht davon ab, welche Verbraucher mit dem erzeugten Strom beliefert werden, sondern nur davon, ob die Einspeisung in einen Bereich des Netzes erfolgt, dessen Auslegung vorwiegend durch den Verbrauch und nicht durch die lokale Erzeugung getrieben wird. Zahlungen dieser Art sind in der Schweiz bisher nicht vorgesehen und müssten daher zunächst im Rechtsrahmen etabliert werden, einschliesslich Regelungen zu ihrer Refinanzierung z. B. über die verbrauchsseitigen Netzentgelte. Es sind keine grundsätzlichen Hindernisse ersichtlich, die gegen die Einführung solcher Zahlungen sprechen. Es müsste aber bedacht werden, dass es sich nicht um Netzentgelte im Sinne von «Benutzungsgebühren» für das Netz handelt, sondern um Abgeltungen für Beiträge zu – teilweise erst langfristig – realisierbaren Kostensenkungen. In Deutschland werden derartige Zahlungen z. B. als «Entgelte für dezentrale Einspeisung» bezeichnet und stellen ein eigenständiges, immer in Richtung des Erzeugers fließendes Tarifelement dar. In Grossbritannien werden sie hingegen ähnlich wie Netzentgelte behandelt; dort sind Netzentgeltkomponenten mit negativem Vorzeichen aber auch grundsätzlich etabliert.

Auf die Verbraucher wirken sich solche Zahlungen nicht über die Netzentgelte, sondern über den Strompreisanteil für die Energiebereitstellung aus: Sie verschaffen den betroffenen **Erzeugern** einen **relativen Wettbewerbsvorteil**, der es ihnen ermöglicht, den erzeugten Strom zu einem günstigeren Preis anzubieten. Diese Zahlungen, die über die Netzentgelte refinanziert würden, sind eine Vorabvergütung der kurz- bis langfristigen Kosteneinsparungen und dürfen nicht über diese hinausgehen, so dass die Netztarifierung über diese Zeitspanne als ausreichend kostenorientiert angesehen werden kann. Soweit Erzeuger diese Zahlungen durch Absenkung ihrer Angebotspreise im Vergleich zu der Situation ohne solche Zahlungen berücksichtigen (wozu sie zwar nicht verpflichtet, aber mit Blick auf ihre Wettbewerbssituation angereizt sind), kommen die Zahlungen, wie bei Option D, den Endverbrauchern lokal erzeugter Energie (mittelbar) zugute.

Diese Option weist verschiedene Vorteile gegenüber den anderen Optionen auf und erscheint den Gutachtern daher mit Blick auf die in dieser Studie untersuchten Kriterien vorzugswürdig:

- Die Zahlungen erfolgen hier ohne Umweg an die Betreiber der Anlagen, die die erwarteten Netzkosteneinsparungen bewirken, und weisen daher – vorbehaltlich einer sachgerechten Bemessung – ein **hohes Mass an Kostenreflexivität** auf.
- Der damit vermittelte Anreiz kann unabhängig davon in Anspruch genommen werden, welche Akteure – z. B. Erzeuger, Projektierer oder Verbraucher – ein Erzeugungsanlagenprojekt vorantreiben und welche kommerziellen Lieferbeziehungen zwischen Erzeugern, Lieferanten und Verbrauchern bestehen. Die **Reichweite der Anreizwirkung** ist daher voraussichtlich grösser, was u. a. für die Erreichung von EE-Ausbauzielen förderlich sein kann.
- Die Option vermeidet verschiedene Nachteile, die mit einer transaktionsabhängigen Gestaltung verbunden wären. Der **administrative Aufwand** ist geringer, weil zur Bestimmung der Netzentgelte keine Informationen über Lieferbeziehungen benötigt werden. Transaktionsunabhängige Zahlungen können zudem wahlweise **arbeits- oder leistungsbezogen** ausgestaltet werden, und im letztgenannten Fall sind sowohl **periodische als auch einmalige Zahlungen** möglich.

Nachteilig ist jedoch, dass diese Option nicht an eine bestehende Entgeltkomponente anknüpft, sondern die Einführung eines **neuen Tarifelements** und somit eine weitergehende Anpassung des Rechtsrahmens erfordert als Option D.

Um zu vermeiden, dass dieses Tarifelement zu einer nicht netzwirtschaftlich zu rechtfertigenden Quersubventionierung führt, sollte sich seine **Bemessung** an den kurz- bis langfristig zu erwartenden **Netzkosteneinsparungen** orientieren. Diese hängen gemäss Kostentreiberanalyse stark von der Erzeugungstechnologie und der Gebietsstruktur ab. Sie lägen z. B. **bei WKK-Anlagen**, die mit relativ grosser Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der winterlichen Netzhöchstlast einspeisen, in einer Bandbreite von – kumuliert über die Anlagenlebensdauer, also «einmalig» – **rund 250-400 CHF pro kW installierter Leistung. Bei PV-Anlagen**, die mit ihrer auf sonnenreiche Tage und Stunden beschränkten Einspeisung nur geringfügig zur Absenkung der Netzhöchstlast beitragen, lägen diese Werte nur in einer Bandbreite von **rund 10-20 CHF pro kW**. (Dies gilt auch bei Kombination mit Batteriespeichern, da diese nur als Tagesspeicher fungieren und somit praktisch keinen Beitrag zur Absenkung der Netzhöchstlast leisten. Auch die Bündelung mehrerer PV-Anlagen und Batteriespeicher etwa im Rahmen eines Quartierkonzepts ändert hieran nichts, da auch hierdurch keine Langzeitspeicherung der erzeugten Energie erreicht wird. Eine Auswirkung auf die Netzauslegung können Batteriespeicher bei PV-Anlagen eher in dem Bereich haben, in dem die Netzdimensionierung bereits durch *Rückspeisungen* des erzeugten Stroms determiniert wird, da sie dann zur Dämpfung von Einspeisungsspitzen beitragen können. Dies ist jedoch ein Bereich, in dem die PV-Anlagen nicht zu einer *Entlastung*, sondern primär zu einer *Mehrbelastung* der Netze führen.)

**Umgelegt auf die erzeugte Energiemenge entspricht dies rund 1,0-1,6 Rp./kWh für WKK-Anlagen und rund 0,08-0,16 Rp./kWh für PV-Anlagen.**

Bei einer Bemessung im o. g. Rahmen würden die Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber kurz- oder langfristig näherungsweise durch die erwarteten Kosteneinsparungen kompensiert. **Kurzfristig** würde dies nur für die Einsparungen gelten, die auf eine **Absenkung der Netzverluste** zurückzuführen sind; dies sind die bei **PV-Anlagen** dominierenden (wenn auch relativ geringen) Einsparungen. **Einsparungen im Bereich der Netzinfrastruktur** können hingegen erst **mittel- bis langfristig** realisiert werden. Diese Einsparungen treten insbesondere bei **steuerbaren Erzeugungsanlagen wie WKK** auf. Die hierauf entfallenden Anteile der Zahlungen würden daher vorübergehend durch Anhebung der verbrauchsseitigen Netzentgelte im jeweiligen Netztarifgebiet refinanziert, sofern kein gänzlich andersartiger Finanzierungsweg gewählt wird. Diese Anhebung läge hier in einer aus Sicht der Gutachter vertretbaren Grössenordnung von wenigen Zehntel Rp./kWh.

#### **Option D: Entgeltreduktion für Verbraucher, die verbrauchsnahe erzeugten Strom beziehen**

Diese Option knüpft an die bestehenden verbrauchsseitigen Netzentgelte an und sieht vor, dass Verbrauchern eine **Entgeltermässigung** gewährt wird, wenn und insoweit sie Strom aus Erzeugungsanlagen im Nahbereich ihres Netzanschlusspunkts beziehen («**Timbre local**»). Hier hängt die Gewährung des Anreizes von den Lieferbeziehungen ab und ist somit transaktionsabhängig. Diese Gestaltung wäre weniger kostenreflexiv, da die Netzkosten gemäss den Ergebnissen der Kostentreiberanalyse nicht von den einzelnen Lieferbeziehungen, sondern von den insgesamt auftretenden Stromflüssen abhängen.

Allerdings erhalten Verbraucher hier eine unmittelbare und gesicherte Vergünstigung, wenn sie sich für eine Belieferung aus nahe gelegenen Erzeugungsanlagen entscheiden. Dieser Anreiz zur Bevorzugung lokaler dezentraler Erzeugung bildet die **Idee der Quartierstromversorgung** ab, bei der Erzeugungsanlagenprojekte von (Gruppen von) Verbrauchern vorangetrieben werden. Die Option weist Parallelen zu dem französischen Modell des «**kollektiven Eigenverbrauchs**» auf.

Projekte, die von **Erzeugern oder Projektierern** initiiert werden, werden bei dieser Option **weniger direkt angereizt**, weil zur Realisierung der wirtschaftlichen Vergünstigung zunächst Stromkunden im Nahbereich des Anlagenstandorts gefunden werden müssen. Die Option ist durch ihre Transaktionsbezogenheit auch **administrativ aufwändiger** als Option A, da die Lieferbeziehungen bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt werden müssen. Zudem ist sie allein in Form einer Ermässigung des *arbeitsbezogenen* Entgelts umsetzbar. Die Konformität mit dem – für die Schweiz nicht bindenden –

EU-Rechtsrahmen mag evtl. fraglich sein: Eine Ermässigung der Netzentgelte für Belieferungen im Nahbereich wäre, jedenfalls in abstrahierter Form, als distanzabhängig anzusehen, ähnlich wie bei Zonentarifen im Nahverkehr, und distanzabhängige Netzentgelte sind in der EU nicht zulässig. Die Umsetzung in Frankreich und ähnliche Diskussionen in anderen EU-Ländern wie Österreich und Luxemburg lassen jedoch vermuten, dass diese Anforderung nicht einheitlich ausgelegt wird.

Die voraussichtlich **guten politischen Realisierungschancen** aufgrund der Anknüpfung an die Quartierstrom-Idee und an eine bestehende Tarifkomponente sprechen dafür, diese Option als Rückfalloption für die von den Gutachtern bevorzugte Option A in Betracht zu ziehen. Die **Bemessung** der gewährten Entgeltermässigungen sollte sich dabei wie bei Option A an der Höhe der erwarteten **Kostenwirkungen im Netz** orientieren. Die diesbezüglichen Vorschläge im politischen Raum gehen allerdings deutlich darüber hinaus, bis hin zum Vorschlag einer Reduktion der Arbeitspreise um rund 50 %. Dies würde eine erhebliche Quersubventionierung der hiervon profitierenden Verbraucher durch die übrigen Verbraucher bewirken. So würde z. B. die im Pilotprojekt Walenstadt gewährte Ermässigung bei PV-Anlagen zu mehr als 95% eine solche Quersubventionierung darstellen. Die zur Refinanzierung notwendige Anhebung der regulären Netzentgelte könnte dann mittel- bis langfristig eine Grössenordnung von mehreren Rp./kWh erreichen. Mithin erscheint diese Lösung politisch anfälliger für nicht verursachungsgerechte Ausgestaltungen.

### Umsetzungsaspekte bei Optionen A und D

Die Umsetzung einer der Optionen A oder D erfordert weitere Gestaltungsentscheidungen. Hierzu gehört die Abgrenzung des «Nahbereichs», in dem der von einer Erzeugungsanlage eingespeiste Strom physisch (Option A) bzw. aufgrund von Lieferbeziehungen (Option D) verbraucht werden muss, um von verbrauchsnaher Erzeugung zu sprechen. Aus Sicht der Gutachter erscheint hierbei eine Abgrenzung auf Ebene der Versorgungsbezirke von Unterwerken (Netzebene 4) oder Trafostationen (Netzebene 6) sinnvoll. Alternativ kann auch eine nicht-technische Abgrenzung wie z. B. die Zugehörigkeit zur gleichen politischen Gemeinde in Betracht gezogen werden, um zu vermeiden, dass Netznutzer, zwischen denen eine technische Versorgungsbezirksgrenze verläuft, unterschiedlich behandelt werden.

Für die Bestimmung eines Kriteriums, anhand dessen festgestellt wird, ob die Netzauslegung in einem Gebiet noch verbrauchs- oder bereits erzeugungsgetrieben ist, kann auf die Jahreshöchstlast und die installierte Erzeugungsleistung in dem Gebiet abgestellt werden. Hier kann ggf. ein Stufenkonzept sinnvoll sein, bei dem der gewährte Anreiz in einem «Graubereich», in dem die Verhältnisse nicht eindeutig sind, pauschal auf die Hälfte seiner normalen Bemessung reduziert wird (und nicht etwa abrupt entfällt).

### Eventuelle Wahlmöglichkeit zwischen Optionen A und D und Aufwand-Nutzen-Abwägung

Wie die Analyse zeigt, weisen beide Optionen A und D Vor- wie auch Nachteile auf, so dass die Entscheidung für eine der Optionen Abwägungen zwischen unterschiedlichen Wirkungsaspekten erfordert. Aus Sicht der Gutachter wäre es grundsätzlich auch möglich, beide Optionen zuzulassen und den Netzbetreibern eine **Wahlmöglichkeit** einzuräumen. Dies sollte allerdings nur unter dem Vorbehalt erfolgen, dass die Wahlmöglichkeit zu einem späteren Zeitpunkt zugunsten einer Festlegung auf eine der beiden Optionen wieder abgeschafft werden kann, wenn sich Fehlentwicklungen – z. B. hinsichtlich der Höhe der Zahlungen bzw. Ermässigungen – oder deutliche Unterschiede in der Wirksamkeit der Optionen abzeichnen. Um dies erkennen zu können, müssten die Wirkungen der beiden Optionen kontinuierlich **beobachtet und evaluiert** werden. Dadurch könnten auch eventuelle Wirkungsunterschiede hinsichtlich der Verteilung der Netzkostentragung erkannt werden. Diese müssten dann allerdings auf Unterschiede in der Bemessung der Anreize und deren Inanspruchnahme zurückzuführen sein. Effektiv bewirken nämlich beide Optionen, dass die Vergünstigungen für verbrauchsnahe Erzeugung durch *die* Verbraucher refinanziert werden, die *nicht* aus diesen Anlagen beliefert werden (was im Falle einer unsachgerecht hohen Bemessung der Anreize als Quersubventionierung anzusehen wäre).

Vor einer möglichen Umsetzung sollten jedoch **Aufwand und Nutzen** dieser Weiterentwicklungsoptionen sorgfältig abgewogen werden. Der Nutzen hinsichtlich Anreizen zur Errichtung verbrauchsnaher dezentraler Erzeugungsanlagen wäre bei kostengerechter Bemessung, wie die quantitative Untersu-

chung zeigt, für nicht-steuerbare Erzeugung wie PV-Anlagen doch recht begrenzt, für steuerbare Erzeugung wie WKK-Anlagen dagegen deutlich höher. Umsetzungsaufwand wäre bei Option A v. a. mit der Einführung des dann notwendigen neuen Tarifelements verbunden, bei Option D hingegen v. a. mit der laufenden Administration der dann transaktionsabhängigen Netzentgelte.

## 4 Thema 2: Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte

### 4.1 Handlungsbedarf

Aus den in Kapitel 2 dargestellten Ergebnissen der Kostentreiberanalyse lässt sich ableiten, welchen **Anteil die verschiedenen Treiber an den Netzkosten** haben. Die dortigen Erkenntnisse sind in Bild 4.1 zusammenfassend dargestellt. Demnach sind ca. 2/3 der Netzkosten strukturabhängig, d. h. sie werden von der Zahl und Entfernung der Netzanschlusspunkte, die wiederum entscheidend für die benötigte Länge der Leitungen sind, bestimmt. Etwa 20-30 % der Netzkosten hängen von der maximal zu transportierenden Leistung bzw. der vereinbarten Anschlusskapazität (kW) ab. Weniger als 10 % der Netzkosten werden von der insgesamt im Zeitverlauf transportierten Arbeit (kWh) bestimmt.

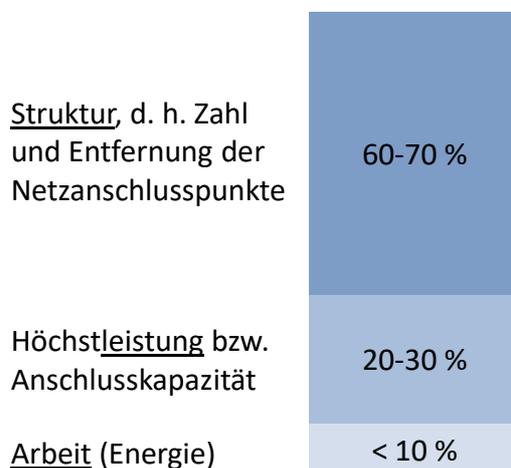


Bild 4.1 Anteile der verschiedenen Netzkostentreiber (Bandbreite abhängig von Netzebene und Gebietstyp)

Wesentlich sind also die drei **Kostentreiber Struktur, Leistung und Arbeit**. In einem kostenreflexiv gestalteten Netzentgeltsystem sollten diese drei Kostentreiber möglichst zielgerecht adressiert werden. Dies kann erreicht werden, indem drei Entgeltkomponenten erhoben werden: Eine Komponente, die nutzungsunabhängig ist und zur Erlösdeckung des strukturabhängigen Anteils der Netzkosten dient (**Grundpreis** oder **Anschlussgebühr**; bei Letzterer, soweit hierin Beiträge zu den hinterliegenden Netzkosten enthalten sind, also den über den eigentlichen Anschluss inklusive Anschlussleitung hinausgehenden Kosten), eine Komponente, die zur Erlösdeckung des leistungsabhängigen Anteils der Netzkosten dient (**Leistungspreis**), und eine Komponente, die zur Erlösdeckung des arbeitsabhängigen Anteils der Netzkosten dient (**Arbeitspreis**). Diese drei Entgeltkomponenten existieren auch heute schon in den Netztarifen der Schweizer Netzbetreiber, auch wenn sie nicht von *allen* Netznutzern gleichermassen erhoben werden.

Für die Einführung einer neuen verbrauchsseitigen Entgeltkomponente ist deshalb – abgesehen von einer möglichen zeitvariablen Gestaltung, die in Kapitel 5 behandelt wird – aufgrund der KTA-Ergebnisse kein Bedarf erkennbar. Sehr wohl hingegen erscheinen **Anpassungen der Gewichte der verschiedenen Entgeltkomponenten** angebracht, und dies v. a. bei Verbrauchern mit reinen Arbeitszählern, wie sich aus dem Vergleich der oben dargestellten Kostenanteile mit den Erlösanteilen der verschiedenen Entgeltkomponenten ergibt. Die in Tabelle 4.1 angegebenen Erlösanteile sind abgeschätzt

aus beispielhaft betrachteten Tarifblättern und unter Berücksichtigung einer typischen an gesamtschweizerischen Verhältnissen orientierten Kundenstruktur. Im Vergleich der Tarifblätter verschiedener Netzbetreiber zeigt sich insbesondere eine grosse Bandbreite hinsichtlich der Höhe des Grundpreises und damit dessen Erlösanteils bei den Kunden mit Leistungszählern.

	Kostenanteile	heutige Erlösanteile (abgeschätzt)	
		Verbraucher mit Arbeitszählern	Verbraucher mit Leistungs-/Lastgangzählern
Struktur, Grundpreis (ggf. Berücksichtigung Anschlussgebühren)	60-70 %	20 %	20-50 %
Höchstleistung, Leistungspreis	20-30 %	-	20-40 %
Arbeit, Arbeitspreis	< 10 %	80 %	20-40 %

Tabelle 4.1 Gegenüberstellung von Kosten- und Erlösanteilen

Aus dieser Gegenüberstellung lässt sich ableiten, dass durch eine **höhere Gewichtung** der von der Nutzung unabhängigen Tarifkomponenten, also des Grundpreises (unter Berücksichtigung der bereits geleisteten **Anschlussgebühren** (Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge) zu den hinterliegenden Netzkosten) vor allem bei Verbrauchern mit reinen Arbeitszählern eine höhere Kostenreflexivität erreicht werden könnte. Der strukturabhängige und somit nutzungsunabhängige Anteil der Netzkosten beträgt rund 60-70 %, hingegen werden derzeit nur ca. 20 % der Erlöse über den von der Nutzung unabhängigen Grundpreis erhoben. Durch eine Erhöhung der Grundpreise könnte der nutzungsunabhängige Anteil der Erlöse erhöht werden. Gleichzeitig würden sich durch den dann sinkenden Arbeitspreis Vorteile mit Blick auf Anreize für den Einsatz sektorenkoppelnder Technologien (Elektrifizierung des Verkehrs- und Gebäudewärmebereichs) ergeben, da zusätzlicher Verbrauch, also jede zusätzliche kWh, dann mit geringeren Netzentgelten belastet würde.

Hierbei ist zu beachten, dass es bei den Verteilnetzbetreibern in der Schweiz derzeit übliche Praxis ist, die Netzkosten in einem ersten Schritt zunächst auf Kundengruppen und erst in einem zweiten Schritt auf die jeweiligen Entgeltkomponenten (je Kundengruppe) umzulegen. Hier stellt sich die Frage, auf welche Weise diese Aufteilung auf Kundengruppen bestimmt wird. Im Sinne einer möglichst kostenreflexiven Bepreisung der Tarifkomponenten sollte angestrebt werden, dass alle Netznutzer gleichermaßen die von ihnen jeweils verursachten struktur-, arbeits- und leistungsabhängigen Anteile der Netzkosten decken.

Dies liesse sich auch mit der bisherigen zweistufigen Praxis der Preisermittlung vereinen, indem zunächst, z. B. anhand der oben dargestellten KTA-Ergebnisse, bestimmt wird, welcher Erlösanteil über die drei Komponenten Struktur, Arbeit und Netzhöchstlast zu decken ist. Im nächsten Schritt wird dann für jede separat zu bepreisende Kundengruppe bestimmt, welchen Anteil diese an der Gesamtheit der jeweiligen Grösse (Struktur, gemessen am Anteil an der Zahl der Anschlusspunkte, Beitrag zur Netzhöchstlast und Arbeitsanteil) haben. Anhand dieser Anteile kann dann bestimmt werden, welches Erlösvolumen die jeweiligen Kundengruppen über die drei Entgeltkomponenten decken sollten. Für leistungsgemessene Kunden lassen sich daraus die Preise der von dieser Kundengruppe zu erhebenden Entgeltkomponenten ableiten. Für nicht leistungsgemessene Kunden, bei denen kein Leistungspreis erhoben wird, ist der hierauf entfallende Erlösanteil auf die Entgeltkomponenten Arbeitspreis und Grundpreis (unter Berücksichtigung der Anschlussgebühren (Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge) zu den hinterliegenden Netzkosten) zu verteilen.

Die sukzessive Einführung von **Smart Metern** führt dazu, dass zukünftig auch bei Kleinverbrauchern deren individuelle Jahreshöchstleistung messtechnisch erfasst wird. Dies könnte die Frage aufwerfen, ob dann von dieser Kundengruppe auch ein auf die individuelle Jahreshöchstleistung bezogener Leistungspreis erhoben werden sollte. Hierzu ist folgendes zu beachten: Ausgehend von der Überlegung, dass bei vielen Verbrauchern die maximale Bezugsleistung relativ starr ist, könnte mit der Einführung

eines Leistungspreises auch auf diese Weise eine Anhebung des «fixen» Teils der Entgelte dieser Kundengruppe erreicht werden. Bei Verbrauchern, die über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen – und davon ist auch bei Kleinverbrauchern in zunehmenden Masse auszugehen (z. B. durch grundsätzlich flexible Ladeeinrichtungen und/oder Wärmepumpen) – ist ein hoher Leistungspreis jedoch eher nachteilig, denn er vermittelt einen Anreiz, die Flexibilität so einzusetzen, dass der **individuelle** Höchstwert der Bezugsleistung minimiert wird. Dies muss jedoch keineswegs zu einer Absenkung der **kollektiven Höchstlast** führen, die für die Netzauslegung entscheidend ist. Gerade in den Netzebenen 7 und 6 sind die «Gleichzeitigkeitsgrade» der Verbrauchsprofile nämlich sehr gering, so dass auch die Wahrscheinlichkeit, dass die individuelle Höchstlast eines Verbrauchers zeitlich mit der Netzhöchstlast zusammenfällt, relativ gering ist. Dieser Anreiz kann daher zu einer ineffizienten Nutzung der für den Verbraucher wie auch das Stromversorgungssystem wertvollen Flexibilität führen. Deren Nutzung für netz- bzw. systemdienliche Zwecke sollte vorzugsweise mit anderen Instrumenten angereizt werden, z. B. mit zeitvariablen Netzentgelten (s. Kapitel 5) bzw. Energiepreisen. Aufgrund dieser Überlegungen erscheint es den Gutachtern auch sinnvoll, bei *Kleinverbrauchern*, bei denen ein *Smart Meter* installiert wird, neben dem Arbeitspreis vorzugsweise einen angemessenen hohen Grundpreis zu erheben. Beim Arbeitspreis kann diesen Verbrauchern – aus Verbraucherschutzgründen als Wahloption – eine zeitvariable, ggf. dynamisierte Gestaltung angeboten werden, um einen Anreiz zum netzdienlichen Einsatz evtl. vorhandener flexibler Verbrauchseinrichtungen zu setzen (siehe Themenfeld 3).

Gemäss Ergebnissen der Kostentreiberanalyse ist der arbeitsabhängige Anteil der Netzkosten mit weniger als 10 % sehr klein. Bei der Festlegung des Arbeitspreises sollten allerdings auch verschiedene weitere Aspekte berücksichtigt werden:

- Es sollte ein ausreichend grosser Spielraum bestehen, um zeitvariable Netzentgelte darauf aufzusetzen.
- Der Anreiz für Einsparungen im Stromverbrauch sollte nicht übermässig abgesenkt werden.
- Mehrbelastungen von Netznutzern mit geringem Jahresverbrauch, die – wie nachfolgend gezeigt wird – bei Erhöhungen des Grundpreis-Anteils entstehen, sollten sich in Grenzen halten.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte erscheint es sinnvoll, den **Arbeitspreis** so festzulegen, dass der hierüber gedeckte **Erlösanteil** im Bereich einiger 10 %, nicht aber deutlich über 50 % liegt.

Je enger Erlösanteile der Netztarifkomponenten an den Kostentreiberanteilen orientiert werden, desto höher ist die Kostenreflexivität. Die quantitativen Ergebnisse der Kostentreiberanalyse sollten allerdings nicht als alleiniger Massstab für diesbezügliche politische Entscheidungen dienen, da hierfür u. a. auch relevant ist, welche Umverteilungswirkungen sich ausgehend vom Status quo für die verschiedenen Verbrauchertypen ergäben. Diese Umverteilungswirkungen sind Gegenstand der nachfolgend dargestellten Analysen.

## 4.2 Anpassungen der Gewichte der Entgeltkomponenten

Im Folgenden werden die Folgen einer Veränderung der Erlösanteile der verschiedenen Entgeltkomponenten betrachtet. Ausgewertet werden die sich dabei gegenüber der heutigen durchschnittlichen Gewichtung ergebenden **Mehr- oder Minderbelastungen der verschiedenen Verbrauchertypen**. Dabei wird – anders als heute von vielen Netzbetreibern praktiziert – nicht von einer Vorab-Festlegung der Erlöse je Kundengruppe ausgegangen, sondern es wird unterstellt, dass Anpassungen der Gewichte der Entgeltkomponenten auch zu Verschiebungen der Erlöstragung zwischen verschiedenen Kundengruppen führen können. Einer Variante, bei der die heutigen Erlösanteile angesetzt werden, wird die Variante «**Erhöhung GP-Anteil**» gegenübergestellt (Tabelle 4.2).

Bei der letztgenannten Variante wird der Erlösanteil, der über den **Grundpreis** vereinnahmt wird, verdoppelt. Dies bedeutet für Verbraucher mit reinen Arbeitszählern (Ein- oder Mehrtarif) eine Verdopplung des GP-Erlösanteils von ca. 20 % auf 40 % und für Verbraucher mit Leistungs-/Lastgangzählern eine Verdopplung des Erlösanteils von heute – im Durchschnitt über die grosse Bandbreite der in diese Gruppe fallenden Verbraucher – rund 35 % auf ca. 70 %. Mit einer solchen Variante würde eine höhere

Kostenreflexivität insbesondere bzgl. des hohen strukturabhängigen Anteils der Netzkosten erreicht. Für die konkrete Bestimmung des Grundpreises kann in einem möglichst einfachen Tarifsysteem ein für alle Netznutzer je einer Netzebene einheitlicher Preis angesetzt werden. Zu bestimmen wäre dieser, indem die strukturabhängigen Kosten der Ebene (inkl. Wälzkosten) durch die Gesamtzahl der Verbraucheranschlüsse geteilt werden. Es wäre aber grundsätzlich auch denkbar, weitergehende Differenzierungen vorzusehen, die auf eine weitere Stärkung der Kostenreflexivität abzielen. Beispielsweise könnte nach leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Verbrauchern differenziert werden, um zu reflektieren, dass sich zumindest im Durchschnitt die von diesen Verbrauchertypen «verursachten» Anteile an der Netzlänge – die z. B. an der Grösse der Grundstücke festgemacht werden können – deutlich unterscheiden (siehe z. B. [5]). Zur Bewertung der verschiedenen Wirkungen und der Umsetzbarkeit solcher Differenzierungen wären allerdings zunächst weitergehende Analysen erforderlich.

	heutige Erlösanteile (abgeschätzt)		Erhöhung GP-Anteil (etwa Verdopplung ggü. heute)	
	Verbraucher mit Arbeitszählern	Verbraucher mit Leistungs-/ Last- gangzählern	Verbraucher mit Arbeitszählern	Verbraucher mit Leistungs-/ Last- gangzählern
<b>Grundpreis</b>	20 %	20-50 %	40 %	70 %
<b>Leistungs- preis</b>	-	20-40 %	-	15 %
<b>Arbeitspreis</b>	80 %	20-40 %	60 %	15 %

Tabelle 4.2 Übersicht über Erlösanteile bei den betrachteten Varianten

Als Ergebnis der sich ergebenden **Umverteilungswirkungen** sind in Bild 4.2 die jährlichen Netzentgelte für verschiedene **Verbrauchertypen mit reinen Arbeitszählern** dargestellt, die sich bei einer **Verdopplung des GP-Anteils** im Vergleich zu den heutigen Erlösanteilen ergeben. Die Verbrauchseigenschaften der betrachteten Verbrauchertypen und deren Bezeichnungen entsprechen den in der Schweiz üblichen Verbraucherkategorien.

Erwartungsgemäss profitieren Netznutzer mit hohen Jahresverbräuchen von einer Erhöhung des GP-Anteils. Bei den hier betrachteten Verbrauchertypen ergeben sich Reduktionen der jährlichen Netzentgelte um bis zu ca. 25 %; diese treten bei dem Verbrauchertyp C2 mit einem Verbrauch von 30.000 kWh/a auf. Entsprechend treten bei Netznutzern mit geringen Jahresverbräuchen Mehrbelastungen auf. Bei dem hier betrachteten «kleinsten» Verbrauchertyp H1 mit einem Verbrauch von 1.600 kWh/a sind dies ca. 10 %.

Der durchschnittliche Verbrauch aller Netznutzer in NE 7 liegt bei ca. 5.000 kWh/a. Hieraus ergibt sich die Grenze für die Frage, ob ein Netznutzer durch eine Verdopplung des GP-Anteils Mehr- oder Minderbelastungen zu erwarten hat. Netznutzer mit einem Verbrauch unterhalb dieses Durchschnitts würden gegenüber dem Status quo mehr und solche mit einem Verbrauch über dem Durchschnitt weniger zahlen.

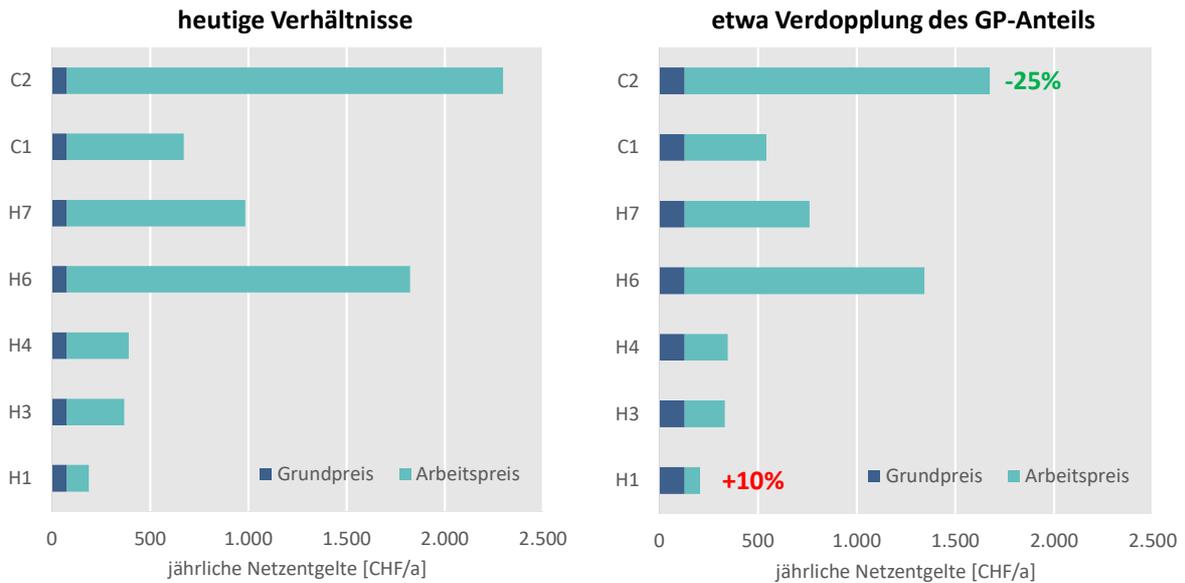


Bild 4.2 Jährliche Netzentgelte für verschiedene Verbrauchertypen mit reinen Arbeitszählern bei einer Verdopplung des Grundpreisanteils im Vergleich zu heutigen Verhältnissen

Die Auswirkungen für **leistungsgemessene Netznutzer** sind in Bild 4.3 am Beispiel des Verbrauchertyps C3 mit einem Verbrauch von 150.000 kWh und unterschiedlichen Benutzungsdauern dargestellt.

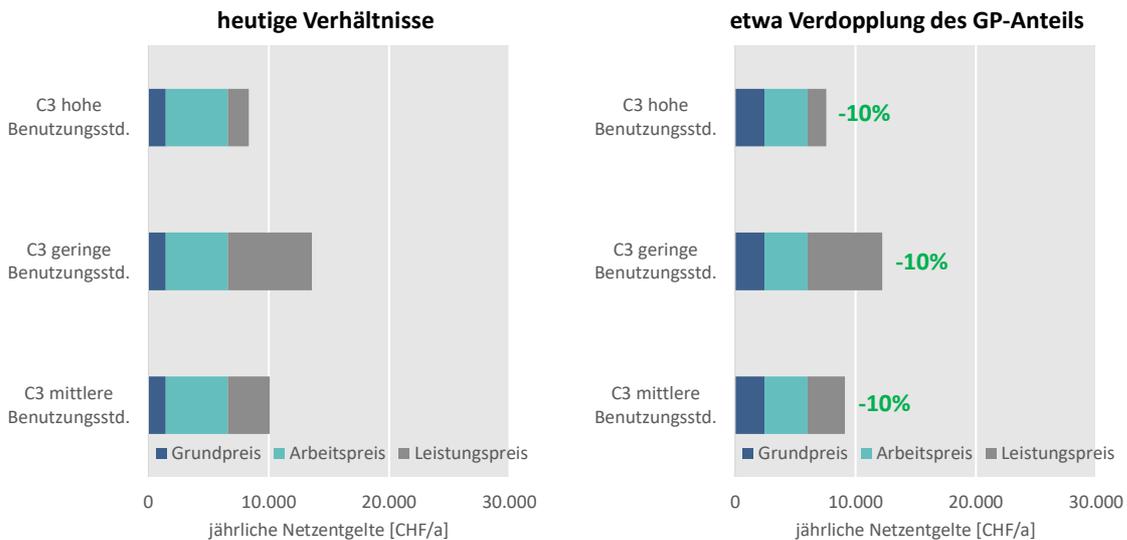


Bild 4.3 Jährliche Netzentgelte für verschiedene Verbrauchertypen mit Leistungs-/Lastgangzählern bei einer Verdopplung des Grundpreisanteils im Vergleich zu heutigen Verhältnissen

Die Verdopplung des GP-Anteils würde hier durchweg zu einer Reduktion der jährlichen Netzentgelte führen. Diese ist näherungsweise unabhängig von der Benutzungsdauer, was darauf zurückzuführen ist, dass die Grundpreis-Erhöhung hier vor allem zu einer Reduktion des Arbeitspreises führt; die Anpassungen des Leistungspreises sind demgegenüber deutlich untergeordnet. Hierbei ist die Eingangsbemerkung zur Vorabfestlegung der Erlöse je Kundengruppe zu beachten: Ist diese fix angesetzt, wie derzeit praxisüblich, so kann sich keine Kostenverschiebung zwischen den Verbrauchertypen ergeben.

Der Vergleich der Wirkungen für weitere hier nicht dargestellte Verbrauchertypen zeigt analog zu den für Netznutzer mit reinen Arbeitszählern gewonnenen Erkenntnissen, dass die Entlastung umso grösser ausfällt, je höher der Jahresverbrauch ist.

Letztlich ergibt sich somit bei einer solchen Erhöhung des Grundpreisanteils eine moderate **Umverteilung der Netzkostentragung** von den Netznutzern mit hohem Verbrauch (und dabei insbesondere auch den leistungsgemessenen Netznutzern) hin zu Netznutzern mit geringem Jahresverbrauch (also insbesondere den Netznutzern mit Ein- oder Mehrtarifzählern und niedrigem Jahresverbrauch). Diese Erkenntnis gilt vom Grundsatz her auch, wenn man eine Vorfestlegung der Verteilung der Erlöse auf Kundengruppen vornähme. Dann ergäben sich entsprechende Verschiebungen der Netzkostentragung innerhalb der Kundengruppen von Verbrauchern mit hohen hin zu Verbrauchern mit geringen Benutzungsstundenzahlen.

### 4.3 Zusammenfassung und Empfehlungen

Laut Kostentreiberanalyse sind die Netzkosten nur zu einem untergeordneten Teil von den **Leistungsanforderungen** der Verbraucher abhängig, zu einem grösseren Teil hingegen von **strukturellen Anforderungen**, die v. a. die erforderliche Leitungslänge treiben. Diese Ergebnisse sprechen dafür, dass in den heutigen Netztarifen für die hier schwerpunktmässig betrachteten Kleinverbraucher auf Netzebene 7 die arbeitsbezogenen Tarifkomponenten Übergewichtet sind. Um eine höhere Kostenreflexivität zu erreichen, wäre eine deutliche **Anhebung der fixeren Preiskomponenten, insbesondere der Grundpreise** (unter Berücksichtigung der über **Anschlussgebühren** (Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge) gedeckten Beiträge zu den hinterliegenden Netzkosten), **bei gleichzeitiger Absenkung der Arbeitspreise** zu erwägen. Die Untersuchungen zeigen, dass die mit einer solchen Umschichtung verbundenen **Umverteilungswirkungen** zulasten von Verbrauchern mit geringem Verbrauch zwar nicht vernachlässigbar, aber selbst bei einer Anhebung des über Grundpreise gedeckten Erlösanteils auf bis zu ca. 50 % nicht unvertretbar wären.

Dies trifft nicht nur für Verbraucher ohne Leistungsmessung, bei denen generell nur Grund- und Arbeitspreise erhoben werden, sondern auch für leistungsgemessene Verbraucher zu. Insoweit der über Leistungspreise gedeckte Erlösanteil dieser Verbraucher bereits in einem Bereich von 20-30 % liegt, sollten hier im Gegenzug zu einer Absenkung der Arbeitspreise vorzugsweise eher die Grundpreise angehoben werden.

**Ersatzweise** könnte hier in gewissem Umfang eine **Anhebung der Leistungspreise** erwogen werden, ausgehend von der Überlegung, dass bei vielen Verbrauchern die maximale Bezugsleistung relativ starr ist und somit auch auf diese Weise eine Anhebung des «fixen» Teils der Entgelte erreicht würde. (Diese konventionelle Art von Leistungspreis ist abzugrenzen von dem in der aktuellen Debatte mitunter verwendeten Begriff des «dynamischen Leistungspreises», der sich jeweils nur auf eine Viertelstunde bezieht und somit einem dynamischen Arbeitspreis gleichkommt.) Bei Verbrauchern, die über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen, ist bei einem hohen auf die individuelle Jahreshöchstleistung bezogenen Leistungspreis zu bedenken, dass er einen Anreiz vermittelt, die Flexibilität so einzusetzen, dass der **individuelle** Höchstwert der Bezugsleistung minimiert wird. Dies muss jedoch keineswegs zu einer Absenkung der **kollektiven Höchstlast** führen, die für die Netzauslegung entscheidend ist. Gerade in den Netzebenen 7 und 6 sind die «Gleichzeitigkeitsgrade» der Verbrauchsprofile nämlich sehr gering, so dass auch die Wahrscheinlichkeit, dass die individuelle Höchstlast eines Verbrauchers zeitlich mit der Netzhöchstlast zusammenfällt, relativ gering ist. Dies wird sich auch mit dem erwarteten starken Zubau von E-PW-Ladeeinrichtungen nicht grundsätzlich, sondern nur graduell ändern. Dieser Anreiz kann daher zu einer ineffizienten Nutzung der für den Verbraucher wie auch das Stromversorgungssystem wertvollen **Flexibilität** führen. Deren **Nutzung für netz- bzw. systemdienliche Zwecke** sollte vorzugsweise mit anderen Instrumenten angereizt werden, z. B. mit zeitvariablen Netzentgelten (s. Kapitel 5) bzw. Energiepreisen. Um den oben beschriebenen ineffizienten Anreiz abzuschwächen, könnte erwogen werden, den Leistungspreis nicht auf die gemessene, sondern auf die vertraglich vereinbarte maximale Bezugsleistung zu erheben und somit noch «fixer» zu gestalten. Dies wäre allerdings mit zusätzlichem Aufwand zur Administration dieser Leistungsvereinbarungen (Anschlusskapazitäten) verbunden und sollte daher allenfalls für die grösseren und daher heute schon leistungsgemessenen Verbraucher in diesen Netzebenen in Betracht gezogen werden.

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint es den Gutachtern auch sinnvoll, bei Kleinverbrauchern, bei denen ein **Smart Meter** installiert wird, neben dem Arbeitspreis vorzugsweise einen angemessen hohen

Grundpreis zu erheben. Beim Arbeitspreis kann diesen Verbrauchern – aus Verbraucherschutzgründen als Wahloption – eine zeitvariable, ggf. dynamisierte Gestaltung angeboten werden, um einen Anreiz zum netzdienlichen Einsatz evtl. vorhandener flexibler Verbrauchseinrichtungen zu setzen (siehe Kapitel 5).

Um die empfohlene Stärkung der fixeren Entgeltkomponenten über Grundpreise umzusetzen, könnten Leitlinien z. B. zu Mindest-Erlösanteilen dieser Entgeltkomponente in Form von Branchenempfehlungen erwägenswert sein.

## 5 Thema 3: Zeitvariable Netzentgelte

### 5.1 Einordnung: Modelle zur Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität

Die Frage, auf welche Weise **Flexibilitäten von Verbrauchern** beim Betrieb ihrer Verbrauchseinrichtungen für Zwecke des Stromversorgungssystems nutzbar gemacht werden können, wird in letzter Zeit sehr intensiv diskutiert. Grund hierfür ist u. a., dass durch neuartige Einrichtungen wie Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Stromwärmepumpen und Heimspeicher Flexibilität in grösserem Umfang auch bei privaten Verbrauchern entsteht. Bei vielen gewerblichen und industriellen Verbrauchern bestehen jedoch schon seit Langem verbrauchsseitige Flexibilitäten, so dass diese Thematik nicht grundsätzlich neu ist. Bei allen Überlegungen zu diesem Themenfeld sollte beachtet werden, dass verbrauchsseitige Flexibilität durch unterschiedliche Akteure zu unterschiedlichen Zwecken genutzt werden kann (Bild 5.1):

- **Verbraucher können ihre Flexibilität *selbst nutzen***, z. B. um ihre gewerblichen/industriellen Prozesse zu optimieren oder um Komforteinbussen zu vermeiden. Insoweit werden Verbraucher nicht interessiert sein, anderen Akteuren ein Zugriffsrecht auf ihre Flexibilität einzuräumen oder auf entsprechende Strompreissignale zu reagieren.
- **Die Flexibilität kann zu *systemorientierten Zwecken eingesetzt werden***, also letztlich für den systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Dies können Verbraucher selbst übernehmen, wenn sie ein entsprechendes Preissignal erhalten und über geeignete Visualisierungs- und (realistischerweise) Automatisierungstechnik verfügen. Alternativ können sie dies gegen Vergütung Vertragspartnern wie Lieferanten oder Aggregatoren überlassen. Zu den systemorientierten Zwecken werden hier auch Einsätze an den verschiedenen Segmenten des Strommarkts gezählt; eine Unterscheidung zwischen system- und marktorientierten Zwecken ist nicht erforderlich, da diese der gleichen systemweiten Zielsetzung dienen.
- **Die Flexibilität kann *netzdienlich eingesetzt werden***, um Netzengpässe abzuschwächen oder akut drohende Netzengpässe abzuwehren und mittel- bis langfristig den Netzausbaubedarf zu dämpfen. Hierbei kann die Steuerung direkt durch einen Netzbetreiber oder auf Basis eines Preissignals – also zeitvariabler Netzentgelte – durch den Verbraucher selbst erfolgen. Die netzdienliche Nutzung kann weiter danach differenziert werden, ob die adressierten Netzengpässe primär durch das Verhalten der Verbraucher oder durch Einspeisungen in das Netz (oder beides) getrieben werden.

Diese Nutzungsformen können auch miteinander kombiniert werden. Es muss nicht für jede flexible Verbrauchseinrichtung vorab entschieden werden, für welchen Zweck die Flexibilität genutzt wird.

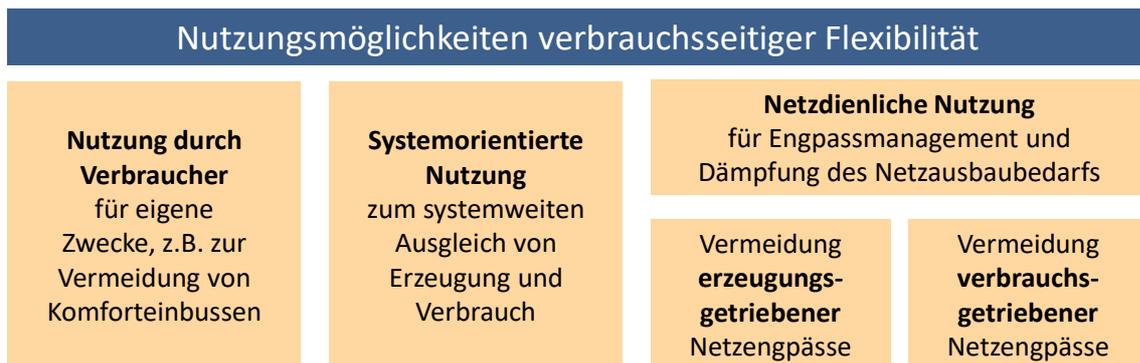


Bild 5.1 Übersicht über Nutzungsmöglichkeiten verbrauchsseitiger Flexibilität

In dieser Studie wird speziell auf die Gestaltungsmöglichkeiten **zeitvariabler Netzentgelte** und somit auf ein Instrument fokussiert, das eine *netzdienliche* Bereitstellung verbrauchsseitiger Flexibilität anregen soll. Bei der Ausgestaltung dieses Instruments sollte den obigen Überlegungen entsprechend das Ziel sein, Flexibilität zumindest langfristig nur in dem Umfang netzdienlich zu nutzen, wie dies im Vergleich zu anderen Nutzungsmöglichkeiten kosteneffizient ist.

Des Weiteren ist zu beachten, dass **zeitvariable Netzentgelte nicht die einzige Organisationsform für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung** sind. Wie Bild 5.2 zeigt, werden derzeit verschiedene Modelle hierfür diskutiert bzw. bereits praktiziert, die sich auf unterschiedliche Arten von Flexibilitäten beziehen und für unterschiedliche Netzebenen geeignet sind (siehe auch [10]).

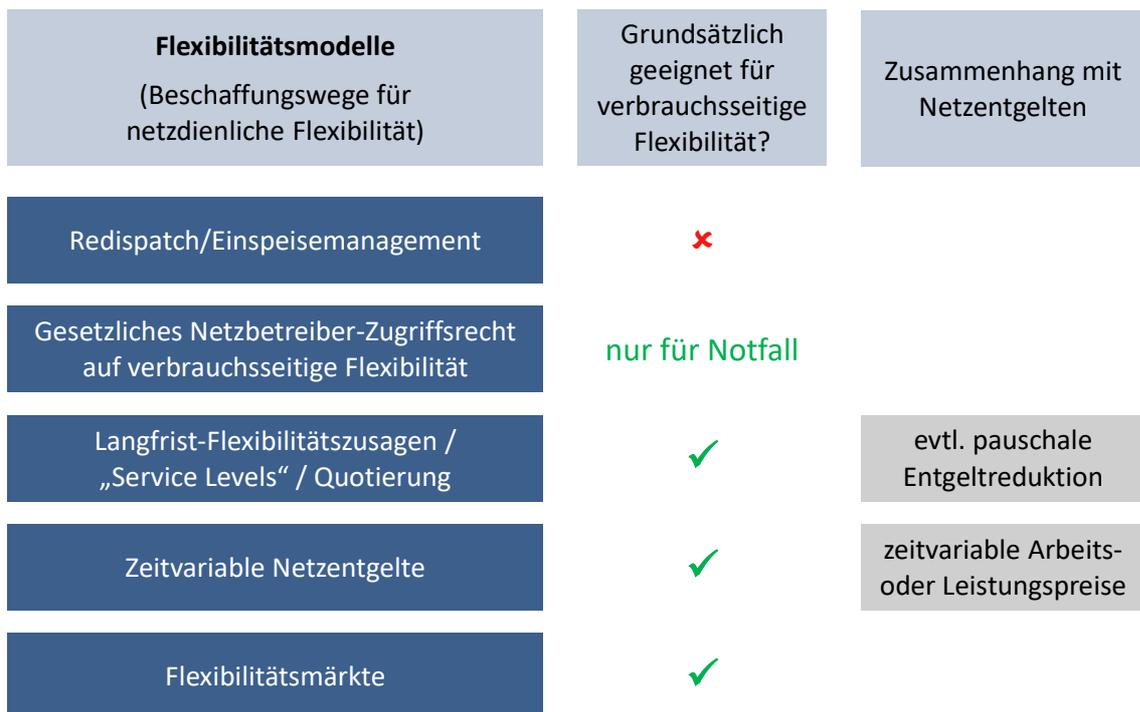


Bild 5.2 Überblick über Modelle zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung

Heute werden für das Netzengpassmanagement in den Ländern Europas unter den genannten Modellen die Modelle **Redispatch** und **Einspeisemanagement**, die sich auf konventionelle Kraftwerke und Speicher bzw. auf EE-Anlagen und somit auf die Erzeugerseite beziehen, mit Abstand am intensivsten genutzt. Sie werden oft gar nicht als Flexibilitätsmodelle wahrgenommen, da sie nicht auf *freiwilliger* Flexibilitätsbereitstellung beruhen. Systematisch ist es jedoch sinnvoll, auch Flexibilitäten, die auf gesetzlicher Grundlage verpflichtend bereitgestellt werden müssen, als solche zu bezeichnen. Bei diesen

Modellen werden die erforderlichen Massnahmen durch die Netzbetreiber bei den Erzeugungsanlagenbetreibern angewiesen und die hierdurch entstehenden Mehr- oder Minderkosten meist auf Basis eines kostenorientierten Entschädigungsanspruchs gegenseitig erstattet. Die Kostenerstattung erfolgt in der Regel *einsatzabhängig*, d. h. auf die einzelne Massnahme bezogen.

Modelle mit einsatzabhängiger Entschädigung sind weniger gut geeignet, *verbrauchsseitige* Flexibilitäten in das Engpassmanagement einzubeziehen. Ein wesentliches Hindernis hierfür besteht darin, dass Netzbetreiber den betroffenen Verbrauchern dann für jeden einzelnen Flexibilitätseinsatz, also jede einzelne Anweisung zur Anpassung des Verbrauchs, die damit beim Verbraucher entstehenden Kosten erstatten müssten. Es gilt jedoch allgemein als kaum möglich, diese Kosten auf sachgerechte, objektive Weise zu ermitteln. Hierzu müssten Aspekte wie Komforteinbussen oder Auswirkungen auf gewerbliche/industrielle Prozesse bewertet werden. Diese Problematik betrifft Flexibilitäten sowohl bei privaten als auch bei industriellen Verbräuchen. Dieses in Bild 5.2 als **«Gesetzliches Netzbetreiber-Zugriffsrecht auf verbrauchsseitige Flexibilität»** bezeichnete Modell ist daher nur für Einsätze in seltenen Notfällen geeignet, in denen es vertretbar ist, auf eine Entschädigung zu verzichten oder hierfür pauschale, regulatorisch festgelegte Entschädigungsansätze heranzuziehen.

Deutlich geeigneter für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität für das Engpassmanagement sind Modelle, die der hier mit **«Langfrist-Flexibilitätszusagen / Service Levels / Quotierung»** bezeichneten Kategorie zuzuordnen sind. Bei diesen Modellen räumen Verbraucher den Netzbetreibern für einen längeren Zeitraum – oft gänzlich unbefristet, d. h. bis auf Widerruf – ein Recht zur Nutzung der Flexibilität ihrer Verbrauchseinrichtungen für netzdienliche Zwecke ein, meist unter Vorgabe von Grenzen für den maximalen Einsatzumfang. Über den tatsächlichen Einsatz der Flexibilität entscheiden Netzbetreiber dann situationsbezogen. Sie zahlen den Verbrauchern aber in der Regel keine *einsatzabhängige*, sondern eine *pauschale* Vergütung für die Bereitstellung der Flexibilität. Diese pauschale Vergütung kann durch Gewährung reduzierter Netzentgelte erfolgen, so dass ein Zusammenhang zwischen diesen Modellen und der Netzentgeltsystematik bestehen kann. Dieser Zusammenhang ist aber nicht zwingend; die Vergütung könnte auch auf anderem Weg realisiert werden.

Diese Modelle sehen in der Regel vor, dass Verbraucher *freiwillig* darüber entscheiden, ob sie ihre Flexibilität hierfür bereitstellen und dafür die pauschale Vergütung erhalten. Auf diese Weise wird die oben beschriebene Schwierigkeit, eine angemessene Entschädigung für Zwangseinsätze verbrauchsseitiger Flexibilität festzulegen, umgangen. Grundsätzlich kann Verbrauchern sogar die Möglichkeit geboten werden, unter mehreren Niveaus des Umfangs der Flexibilitätsbereitstellung und dementsprechend unterschiedlichen Vergütungsniveaus auszuwählen, wie es in der Bezeichnung *«Service Levels»* anklingt.

Im Detail unterscheiden sich die Modelle dieser Modellklasse u. a. darin, wie der Einsatz der Flexibilität umgesetzt wird, wie die Vergütung stattfindet und wie deren Höhe ermittelt wird, unter welchen Bedingungen Netzbetreiber die bereitgestellte Flexibilität einsetzen dürfen und ob neben Verbrauchern und Netzbetreibern noch weitere Akteure wie Lieferanten oder Aggregatoren involviert sind. Beispielsweise sehen Modelle, die auf dem Ansatz einer *Quotierung* der verfügbaren Netzkapazität beruhen, häufig vor, dass die quotierten Kapazitätsnutzungsrechte nicht direkt den Verbrauchern, sondern ihren Lieferanten/Aggregatoren vorgegeben werden. Es ist dann deren Aufgabe, die erteilten Nutzungseinschränkungen unter Zugriff auf die Flexibilitäten ihrer Kunden umzusetzen.

Ebenfalls grundsätzlich für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität geeignet ist das Modell der **Flexibilitätsmärkte**, auf denen Verbraucher und ggf. auch andere Netznutzer ihre Flexibilitäten freiwillig und unter freier marktlicher Preisbildung anbieten können. Im Unterschied zu den Modellen mit Langfrist-Flexibilitätszusagen beziehen sich diese Märkte auf die tatsächlichen kurzfristigen Einsätze der Flexibilität. Dabei geht es hier ausschliesslich um *netzdienliche* Flexibilitätsbeiträge und nicht, wie z. B. bei den Regelenenergiemärkten, um *systemdienliche* Flexibilität. Dieses Modell wird derzeit sehr intensiv diskutiert, auch weil mit dem Clean Energy Package auf EU-Ebene eine Priorität für marktbasierende Mechanismen zur Beschaffung von Beiträgen für das Netzengpassmanagement eingeführt wurde. Die Befürworter des Modells sehen es als einen probaten Weg, die Schwierigkeit einer kostenbasierten Entschädigung für den Flexibilitätseinsatz (s. oben) zu überwinden. Kritiker sehen dagegen ein erhebliches Risiko, dass hierdurch ein strategisches Verhalten der Netznutzer angereizt werden könnte, das zu einer

Ausweitung von Engpässen und steigenden Engpassmanagementkosten führen könnte [13]. Ob und in welcher Form sich zukünftig derartige Märkte für netzdienliche Flexibilität etablieren werden, ist aufgrund dieser kontroversen Debatte derzeit noch nicht absehbar.

Dieser Überblick über diskutierte bzw. praktizierte Modelle zeigt, dass zeitvariable Netzentgelte nicht das einzige Instrument für die netzdienliche Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität sind. Es ist daher zu untersuchen, welche Wechselwirkungen es mit den anderen Modellen haben kann und inwieweit es in Kombination mit diesen anderen Modellen angewendet werden kann.

## 5.2 Wirkungsweise und Voraussetzungen zeitvariabler Netzentgelte

Das Instrument der zeitvariablen Netzentgelte unterscheidet sich in einem zentralen Aspekt von den anderen oben erwähnten Flexibilitätsmodellen: **Verbraucher entscheiden hierbei selbst über die konkrete Einsatzweise ihrer Flexibilität**, also über Anpassungen ihres Verbrauchsprofils, und zwar **auf Basis eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Preissignals**. Die anderen Modelle sehen entweder vor, dass die Einsatzentscheidungen vom Netzbetreiber getroffen werden (im Rahmen der ihm erteilten Nutzungsrechte), oder dass sich – wie bei den Flexibilitätsmärkten – die Preise und eingesetzten Mengen der Flexibilität in einem gemeinsamen Prozess ergeben.

Zeitvariable Netzentgelte sind somit ein Instrument der **Preissteuerung**, nicht der *Mengensteuerung*. Ob Verbraucher die Entscheidungen über die Reaktion auf das Preissignal dabei selbst treffen – sei es manuell oder unter Einsatz von Automatisierungstechnik – oder ob sie dies auf freiwilliger vertraglicher Basis Lieferanten oder Aggregatoren überlassen, ist für die grundsätzliche Wirkungsweise unerheblich. Entscheidend ist, dass die Einsatzweise der Flexibilität hier *nicht* durch die Netzbetreiber vorgegeben wird. Deren Rolle besteht vielmehr darin, das Preissignal vorzugeben.

Über die Wirkungsweise und mögliche Gestaltung zeitvariabler Netzentgelte wird zurzeit vielerorts diskutiert, beispielsweise in Deutschland [5, 11, 12]. Dabei ist dieses Instrument keineswegs neu. Auch in der Schweiz sehen viele Netzbetreiber in ihren Tarifen zeitvariable Entgelte in Form von Hoch- und Niedrigtarifzeiten vor. Diese traditionelle Form der zeitlichen Differenzierung wird aber vielfach nicht mehr als ausreichend angesehen, um die zukünftig voraussichtlich volatileren Belastungsbedingungen im Netz abzubilden. Daher wird oft vorgeschlagen, die Entgelte stärker zu **«dynamisieren»**, also kurzfristiger an die jeweils aktuelle Netzsituation anzupassen. Die Debatte über zeitvariable Netzentgelte wird aber auch dadurch getrieben, dass durch den Zubau neuartiger Verbrauchseinrichtungen mehr und mehr auch private und kleine gewerbliche Verbraucher über Flexibilitäten verfügen, die durch den Einsatz von Smart Metering und moderner Steuerungstechnik zunehmend auch für netz- und systemseitige Zwecke nutzbar werden.

### Präventives, marktnahes Instrument zur Vermeidung/Dämpfung von Netzengpässen

Zeitvariable Netzentgelte sind in erster Linie für ein **präventives Management von Netzengpässen** geeignet. Sie können ein Verbrauchsverhalten anreizen, mit dem Belastungsspitzen im Netz gedämpft werden. Wenn es gelingt, hierdurch die Häufigkeit und das Ausmass kritischer Netzbelastungen zu reduzieren, so muss nur noch in reduziertem Umfang auf andere Instrumente des Netzengpassmanagements zurückgegriffen werden, bei denen Netzbetreiber *direkt* über die Einsatzweise von Flexibilitäten entscheiden. Somit wird durch zeitvariable Netzentgelte ein Teil der Entscheidungen über das Verhalten von Verbrauchern wie auch den Einsatz von Erzeugungsanlagen und Speichern, die beim *kurativen* Engpassmanagement den Netzbetreibern obliegen, in die Sphäre der Netznutzer und ihrer Vertragspartner wie z. B. Lieferanten und Aggregatoren (zurück-)verlagert. Dies geschieht **auf Basis von Preissignalen und somit auf marktnahe Weise**, auch wenn die Preissignale sich nicht frei aufgrund von Angebot und Nachfrage ausbilden, sondern von den Netzbetreibern vorgegeben werden. (Um zu vermeiden, dass es dabei zu einer ungerechtfertigten Beeinflussung des Wettbewerbs um Flexibilitäten kommt, muss sichergestellt sein, dass sich Netzbetreiber bei der Festlegung des Preissignals allein an den netzseitigen Erfordernissen orientieren und nicht z. B. an den Interessen eines ggf. verbundenen Lieferanten oder Aggregators; siehe auch Anmerkungen weiter unten zum Aufsichtsbedarf.)

Als Instrument für den im **kurativen Engpassmanagement** erforderlichen «Abruf» bestimmter Verhaltensänderungen der Verbraucher sind zeitvariable Netzentgelte hingegen **kaum geeignet**. Im Einzelfall ist nicht sicher vorhersehbar, in welchem Umfang die Verbraucher auf das Preissignal reagieren, und ein laufendes «Nachsteuern» des Preissignals mit dem Ziel, einen bestimmten Reaktionsumfang hervorzurufen, würde dem Wesen einer Preissteuerung zuwiderlaufen. Daher werden Instrumente des kurativen Engpassmanagements auch bei zeitvariabler Gestaltung der Netzentgelte zweifellos weiterhin benötigt. Ziel der zeitvariablen Netzentgelte ist nicht, diese anderen Instrumente zu erübrigen, sondern die Häufigkeit und Intensität ihres Einsatzes zu reduzieren und so einen möglichst grossen Teil der Entscheidungen über die Flexibilitätsnutzung den Verbrauchern bzw. ihren Vertragspartnern wie Lieferanten und Aggregatoren zu überlassen (siehe Aussagen zur **Kombinierbarkeit von Modellen** in Abschnitt 5.4).

### Beitrag zur Abwägung zwischen Netzausbau und Netzausbaupermeidung

Damit können zeitvariable Netzentgelte auch einen **Beitrag zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs** leisten. Die Netzausbauplanung beruht auf Erwartungswerten zur durchmischten Höchstlast und nicht etwa auf extremen «worst-case»-Betrachtungen. (Ansonsten müssten die Netze bereits heute erheblich ausgebaut werden; ein gleichzeitiger Betrieb aller existierenden Verbrauchseinrichtungen wäre nämlich in den heutigen Netzen nicht ansatzweise möglich.) Somit kann auch durch eine präventive Vermeidung eines Teils der akuten Engpasssituationen eine dämpfende Wirkung auf den Netzausbaubedarf und die Netzkosten erreicht werden.

Dabei geht es nicht um eine bedingungslose Minimierung des Netzausbaus «um jeden Preis». Vielmehr sollte das Ziel sein, zwischen dem **Aufwand für Netzausbau** und dem **Aufwand für die Vermeidung von Netzausbau** aus volkswirtschaftlicher Perspektive **effizient abzuwägen** und dabei zu berücksichtigen, dass die zur Netzausbaupermeidung benötigte Flexibilität der Netznutzer einen Wert für die Netznutzer und ggf. für andere Akteure hat. Zeitvariable Netzentgelte können als Instrument der Preissteuerung einen Beitrag zu dieser Abwägung leisten. Sie veranlassen Verbraucher, ihre **Präferenzen über die Nutzung ihrer Flexibilität** und somit auch Informationen über deren Wert offenzulegen:

- Ein Verbraucher, der überhaupt nicht auf das Preissignal reagiert, würde damit zu verstehen geben, dass die eigene Nutzung der Flexibilität (z. B. aus Komfortgründen) oder die systemorientierte Nutzung (etwa über einen Aggregator) ihm besser erscheint (und ggf. durch einen Aggregator besser vergütet wird) als die Entgelteinsparung, die er durch Reaktion auf das Preissignal erzielen könnte.
- Ein Verbraucher, der mit seinem gesamten Flexibilitätspotenzial auf das Preissignal reagiert, würde das Gegenteil offenbaren, nämlich dass die erzielbare Entgelteinsparung für ihn die beste Möglichkeit darstellt, die Flexibilität zu nutzen.
- Zwischen diesen Extremen können auch beliebige Abstufungen auftreten, wodurch erkennbar wird, dass sich der netzdienliche Einsatz eines Teils der Flexibilität aus Verbrauchersicht lohnt, während ein anderer Teil auf andere Weise vermarktet oder eigenständig genutzt wird, etwa zur Prozessoptimierung oder zur Vermeidung von Komforteinbussen.

Auf diese Weise können Verbraucher durch ihr Verhalten Hinweise zur **Beantwortung der schwierigen Frage** liefern, **welche Flexibilitäten in welchem Umfang an welcher Stelle im Gesamtsystem den grössten Wert stiften können**. Dieser Aspekt der Wirkungsweise von zeitvariablen Netzentgelten darf allerdings nicht mit Erwartungen überfrachtet werden. Verbraucher verhalten sich bei ihren Entscheidungen nicht immer rational im Hinblick auf vorhandene Preissignale. So ist z. B. der Wert einer Vermeidung von Komforteinbussen auch für die Verbraucher selbst nur schwer einzuschätzen. Daher würde durch zeitvariable Netzentgelte ein ergebnisoffener, aus volkswirtschaftlicher Perspektive aber dennoch zu begrüssender **«Suchprozess» hinsichtlich der optimalen Nutzung von Flexibilitäten** initiiert.

### Wesentliche Voraussetzungen bei Verbrauchern

Zeitvariable Netzentgelte können nur unter bestimmten Voraussetzungen die gewünschten Wirkungen bei Verbrauchern entfalten:

- Es muss eine **zeitabhängige Verbrauchszählung** stattfinden. Traditionell wurden hierfür Mehrtarifzähler eingesetzt. Eine von starren Tarifzeiten abweichende Gestaltung wird aber erst durch viertelstündliche Zählung im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts ermöglicht.
- Das netzseitige Preissignal muss zum Verbraucher durchgereicht werden. Hierzu müssen die Lieferanten **Stromtarife** anbieten, bei denen die Netzentgelte – oder zumindest die zeitvariablen Entgeltkomponenten – 1:1 in den Strompreisen abgebildet werden. Dies setzt *nicht* voraus, dass die Verbraucher ihre Netzentgelte *selbst* an den Netzbetreiber zahlen; es reicht aus, wenn diese in den Tarifen und Abrechnungen der Lieferanten transparent werden.
- Die Verbraucher müssen in der Lage sein, **auf das Preissignal zu reagieren**. Je nach Art der Verbrauchseinrichtung ist grundsätzlich vorstellbar, dass dies eigenständig und «manuell» erfolgt. Beispielsweise könnten Besitzer von E-Fahrzeugen den Preisverlauf, der auf geeignete Weise übermittelt oder veröffentlicht wird, beobachten und ihr Fahrzeug erst in einem preisgünstigen Zeitfenster an die Ladeeinrichtung anschliessen. Überwiegend ist aber damit zu rechnen, dass die Verbraucher hierbei durch geeignete **Steuerungseinrichtungen** unterstützt würden, die sie ggf. nach ihren Präferenzen einstellen können, oder dass sie die Steuerung einem **Lieferanten/Aggregator** überlassen. Auch dabei ist denkbar, dass individuelle Präferenzen für die Steuerung vereinbart werden. So könnte z. B. vorgesehen werden, dass der Verbraucher vereinzelt die Steuerung «aussetzen» darf, etwa weil er eine Aufladung für sein E-Fahrzeug dringend benötigt. Es wird insoweit Sache der Lieferanten/Aggregatoren sein, geeignete Modelle für die Steuerung der Flexibilitäten und die wirtschaftliche Beteiligung der Verbraucher an den erzielten Kosteneinsparungen anzubieten.

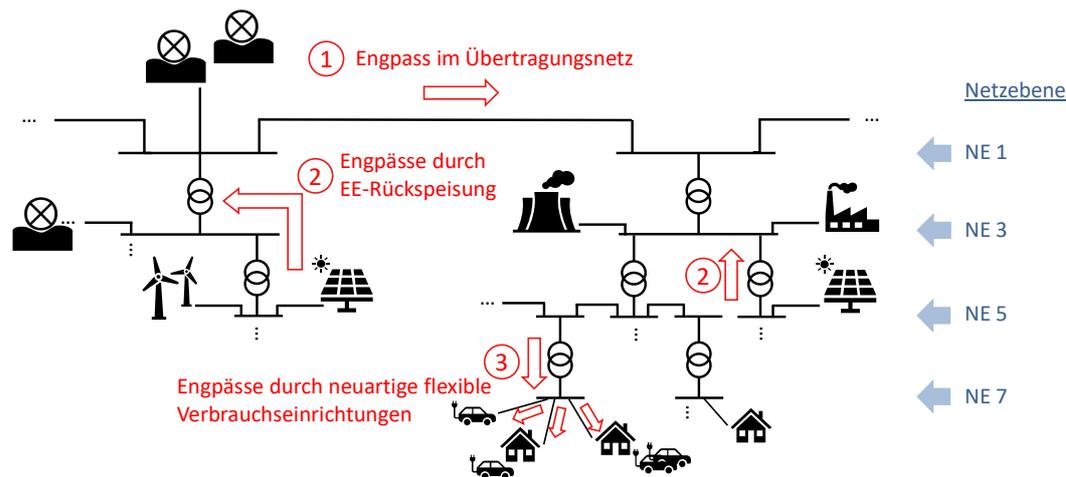
## 5.3 Ausgestaltungsbedarf und -möglichkeiten

Zeitvariable Netzentgelte lassen sich in sehr vielfältiger Form ausgestalten. Wie nachfolgend dargestellt, betrifft dies bereits die Frage, in welchem Bereich des Netzes damit eine Wirkung erzielt werden soll, aber vor allem auch die konkrete Umsetzung des Preissignals. Das Spektrum der Aspekte, zu denen Gestaltungsentscheidungen getroffen werden können, aber auch müssen, ist hierbei deutlich grösser als bei den üblichen nicht-zeitabhängigen Netzentgeltkomponenten. In dieser Studie kann daher nicht ein bis ins Detail ausgearbeiteter, umfassend auf seine Wirkungen hin untersuchter Gestaltungsvorschlag präsentiert werden. Vielmehr werden nachfolgend die wesentlichen Gestaltungsmöglichkeiten und -erfordernisse konzeptionell beschrieben und auf ihre Wirkungen hin eingeordnet. In Abschnitt 5.5 wird am Beispiel einer sehr einfachen Ausgestaltung veranschaulicht, auf welche Weise eine sachgerechte Bemessung des zeitvariablen Preissignals hergeleitet werden kann.

### Mögliche Wirkungsziele

Die grundlegendste Entscheidung bei der Gestaltung zeitvariabler Netzentgelte betrifft die Frage, auf welchen Bereich des Netzes – also welchen erwarteten oder bereits vorhandenen Netzengpass – sich das Preissignal beziehen soll. Zeitvariable Netzentgelte können sich auf die Netzbelastung auf allen Netzebenen auswirken.

Ein universelles, auf das gesamte Netz bezogenes Preissignal wäre nur dann denkbar, wenn der zeitliche Verlauf der Netzbelastung an allen Orten im Netz näherungsweise gleich wäre. Dies ist aber keineswegs der Fall. Dies lässt sich anhand dreier grundsätzlich in Frage kommender «Wirkungsziele» – also Netzengpässe – verdeutlichen (Bild 5.3):



- ③ kann in der Regel gut mit einigem zeitlichen Vorlauf prognostiziert werden  
→ zeitvariable Tarife mit längerfristiger Vorabfestlegung von Tarifzeiten und -höhen
- ① und ② erfordern kurzfristige Preisanpassungen, soweit sie von dargebotsabhängiger EE-Einspeisung abhängen, die allenfalls sehr wenige Tage im Vorhinein prognostiziert werden kann  
→ zeitvariable Tarife mit kurzfristiger Anpassung → dynamische Tarife

**Bild 5.3** Veranschaulichung unterschiedlicher Arten von Netzengpässen, die als Wirkungsziele für zeitvariable Netzentgelte in Frage kommen

- Das Preissignal könnte darauf zielen, einen **grossräumigen Engpass im Übertragungsnetz** zu entlasten (Fall ①). In diesem Fall läge das *Wirkungsziel* somit auf Netzebene 1. Dies würde aber nicht dagegensprechen, ein solches Preissignal den Verbrauchern in *allen* Netzebenen zu vermitteln. Die Preise wären dann so zu gestalten, dass in Situationen mit starkem Stromfluss in einer bestimmten Richtung über eine Netzengpassstelle eine Verbrauchserhöhung im Gebiet «vor» und eine Verbrauchsabsenkung im Gebiet «hinter» dem Netzengpass angereizt wird. Der Preisverlauf und die örtliche Differenzierung dieses Preissignals müssten durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bestimmt und durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) übernommen werden.
- Engpässe durch den **Abtransport von Strom aus EE-Einspeisungen** können auch in niedrigeren Netzebenen auftreten, z. B. in den Netzebenen 3 und 4 (Fall ②). Ein hierauf bezogenes Preissignal müsste ebenfalls ortsabhängig sein, da diese Engpässe nur bestimmte Gebiete und Transportrichtungen betreffen.
- Das Preissignal könnte auch darauf zielen, **verbrauchsgetriebene Belastungsspitzen in den unteren Verteilnetzebenen** (v. a. Netzebenen 4-7) auszugleichen (Fall ③). Diese zurzeit sehr intensiv diskutierte Art von Engpässen könnte z. B. durch einen starken Zubau von E-PW-Ladeeinrichtungen verursacht werden. Ein Preissignal mit diesem Wirkungsziel müsste von den jeweiligen VNB ermittelt werden und grundsätzlich ortsabhängig sein, wobei die genaue örtliche Granularität ein Ausgestaltungsaspekt wäre.

Wenn gleichzeitig Engpässe auf mehreren Netzebenen und/oder mit unterschiedlichen Richtungen (verbrauchs- vs. erzeugungsgetrieben) vorliegen, ist abzuwägen, auf welches Wirkungsziel zeitvariable Netzentgelte ausgerichtet sein sollten. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sollte (auch) hierbei das Ziel verfolgt werden, die Flexibilität dort einzusetzen, wo sie den grössten Wert entfaltet. Grundsätzlich wäre sogar vorstellbar, Preissignale, die sich auf Engpässe in unterschiedlichen Netzebenen beziehen, zu *kombinieren* bzw. zu *koordinieren*, also ein Preissignal zu ermitteln, das sich auf unterschiedliche Engpässe bezieht. Eine solche komplexe Gestaltung dürfte kurzfristig zwar eher unrealistisch erscheinen, könnte zukünftig aber v. a. dann in Frage kommen, wenn für die Bestimmung des Preissignals und für die Reaktion darauf weitgehend automatisierte Instrumente und Prozesse etabliert sind.

## Gestaltung des Preissignals

Wenn festliegt, welchen Netzengpass ein Preissignal adressieren soll, sind verschiedene weitere Aspekte auszugestalten, die darüber entscheiden, mit welcher Zielgenauigkeit und Reichweite es wirken kann. Hierzu gehören v. a. folgende Aspekte:

- Zunächst ist zu entscheiden, welche **Netzentgeltkomponente** das Preissignal tragen soll. Es muss sich dabei um eine Komponente handeln, die vom Verbrauchsprofil abhängt. Da dies für den Grundpreis nicht gilt, kommt für Kleinverbraucher ohne Smart Meter (also mit Mehrtarifzähler) praktisch nur der Arbeitspreis in Frage. Für grössere Verbraucher sowie für Kleinverbraucher mit Smart Meter wäre auch ein zeitvariabler Leistungspreis denkbar, der wiederum auf unterschiedliche Weise ausgestaltet sein kann:
  - Der Leistungspreis kann – wie ein gewöhnlicher, nicht-zeitvariabler Leistungspreis – auf die **individuelle Maximalleistung** eines Verbrauchers bezogen sein. Die zeitliche Variabilität kann dann z. B. durch Zeitfenster mit unterschiedlichen Preishöhen oder durch zeitabhängige Gewichtungsfaktoren für die individuelle Leistung realisiert werden. Dies hätte allerdings relativ komplexe Anreizwirkungen zur Folge, da die Entgelte dann sowohl von zeitpunktabhängigen Vorgaben (Zeitfenster und/oder Gewichtungsfaktoren) als auch vom Leistungsbedarf des Verbrauchers in *anderen* Zeitpunkten (zur Ermittlung der «zeitungleichen» Maximalleistung) abhängen würden. Je nach Gestaltung könnten sich auch Fehlanreize ergeben, da evtl. eine Absenkung der Leistung in Zeitpunkten angereizt würde, die für die Netzbelastung gar nicht kritisch sind.
  - Alternativ kann der Leistungspreis auf den **Beitrag eines Verbrauchers zur Netzbelastung im kritischsten Zeitpunkt** (der je nach Engpassrichtung mit dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast übereinstimmen kann oder nicht) bezogen sein. Diese auch als «critical peak pricing» [14] oder Höchstlastbeitragspreis [5] bezeichnete Gestaltung kann auch als eine spezielle Form zeitvariabler *Arbeitspreise* aufgefasst werden, bei der der Arbeitspreis in der meisten Zeit den Wert null, in Zeiten mit kritischer Netzbelastung hingegen einen hohen Wert annimmt. Ein besonders starker Anreiz kann dabei erreicht werden, wenn nur eine einzelne oder wenige Stunden im Jahresverlauf als Peak-Zeiten betrachtet werden und erst im Nachhinein festgestellt wird, wann diese Belastungen aufgetreten sind. In dieser Form wurde z. B. in Grossbritannien eine auf drei Höchstlast-Halbstunden («Triads») bezogene Entgeltkomponente umgesetzt (s. Anhang C.2). Für die Verteilnetzebenen erscheint diese Gestaltung aber aus verschiedenen Gründen weniger geeignet. Hier dürfte eine Gestaltung realistischer sein, bei der wesentlich mehr Zeitpunkte als nur wenige Stunden zu den Peak-Zeiten gezählt und ex-ante als «Peak-Zeitfenster» festgelegt werden. In diesem Fall wird noch deutlicher, dass sich *diese* Art der Ausgestaltung zeitvariabler *Leistungspreise* ebenso gut als eine spezielle Ausprägung zeitvariabler *Arbeitspreise* auffassen lässt: In den Peak-Stunden würde dann ein Preiszuschlag erhoben, der ausserhalb dieser Zeiten nicht erhoben wird. Es wäre dann unerheblich, ob dieser Preiszuschlag als Leistungs- oder Arbeitspreis bezeichnet wird.
- Wie zuvor erwähnt, müsste das Preissignal in der Regel **ortsabhängig** sein. Welche Granularität hierbei sinnvoll ist, hängt von der Lage des Engpasses und davon ab, welche Ähnlichkeit die zeitlichen Belastungsprofile unterschiedlicher Netzbezirke zueinander aufweisen. In Netzgebieten mit wenig dezentraler Erzeugung ist es durchaus möglich, dass die Netzbelastung gebietsweit einen ähnlichen Charakter aufweist, so dass evtl. gar keine örtliche Differenzierung erforderlich ist. Wenn jedoch auch die Wirkungen dezentraler Erzeugung auf die Netzbelastung im Preissignal abgebildet werden sollen, wird eine stärkere Differenzierung unumgänglich sein.

- Der **Preisverlauf** lässt sich danach charakterisieren, wie viele **Preisstufen** auftreten und in welchen **Zeitfenstern** diese jeweils gelten. Die einfachste Möglichkeit besteht darin, zwei Preisstufen vorzusehen und dementsprechend Hoch- und Niedrigpreisfenster zu bestimmen. Die Zeitfenster können wiederum bestimmten Vorgaben folgen oder völlig frei – letztlich bis hin zu viertelstündlich variierenden Preisen – festgelegt werden. Zu diesem Gestaltungsaspekt wird oft dafür plädiert, maximal 2-3 Preisstufen und relativ lange, also mehrstündige Zeitfenster vorzusehen, um die Verbraucher nicht zu überfordern. Dieses Argument ist allerdings nur valide, soweit Verbraucher «manuell» auf das Preissignal reagieren. Bei einer automatisierten Steuerung mit oder ohne Mitwirkung eines Aggregators dürfte eine solches Bemühen, die Komplexität zu begrenzen, irrelevant sein. Dann tritt der Vorteil eines Preissignals, das in beliebig vielen Stufen innerhalb seiner Spreizungsbreite variieren kann, in den Vordergrund: Es entstehen dann keine abrupten Preissprünge, die aufgrund von Vorzieh- und Nachholeffekten starke Verbrauchssprünge auslösen könnten.
- Ein sehr relevanter Aspekt für die Wirksamkeit des Preissignals ist die **Fristigkeit** seiner Festlegung. Ein stark «dynamisiertes» Preissignal, das z. B. am Vortag oder sogar erst im Laufe eines Liefertags festgelegt werden muss, kann sehr viel stärker an kurzfristige Entwicklungen der Netzbelastung – u. a. infolge der EE-Erzeugung – angepasst werden als ein statisches Preissignal, das Wochen oder Monate im Voraus festgelegt werden muss. Je kurzfristiger aber die Festlegung erfolgt, desto schwieriger kann es für die Verbraucher bzw. Aggregatoren werden, darauf zu reagieren, und desto grösser wird das Risiko, dass ein Anreiz für strategisches Verhalten entsteht. Auch dieser Aspekt erfordert somit eine Abwägung. Rein beispielhaft zeigt Bild 5.4 schematisch eine Ausgestaltungsform, bei der der zeitliche Verlauf des hier mit zwei Preisstufen ausgestatteten Preissignals jeweils für den übernächsten Tag festgelegt wird.
- Als letzter wesentlicher Punkt verbleibt die Frage, wie die **Höhe der Preisstufen** bestimmt wird. Aus ökonomischer Sicht sollte dies idealerweise so erfolgen, dass die Spreizung der Preisstufen die Kostenwirkungen im Netz abbildet, die mit einer Zunahme der Netzbelastung an den von dem Instrument adressierten Engpassstellen verbunden sind. Da sich Netzkosten nicht eindeutig einzelnen Stromentnahmen zuordnen lassen, kann hierbei nur auf die langfristigen durchschnittlichen Kostenwirkungen abgestellt werden. Dieser abstrakt formulierte Anspruch kann in der Praxis sicherlich nur als grobe Leitlinie verfolgt werden. Eine exakte Berechnung der «richtigen» Höhe der Preisstufen dürfte kaum möglich sein, wohl aber eine plausible Abschätzung. Wichtig ist insbesondere, dass nicht einfach ein beliebig starker Anreiz gesetzt wird, sondern eine zumindest grob an den Netzkosten orientierte Bemessung angestrebt wird (siehe Abschnitt 5.5).

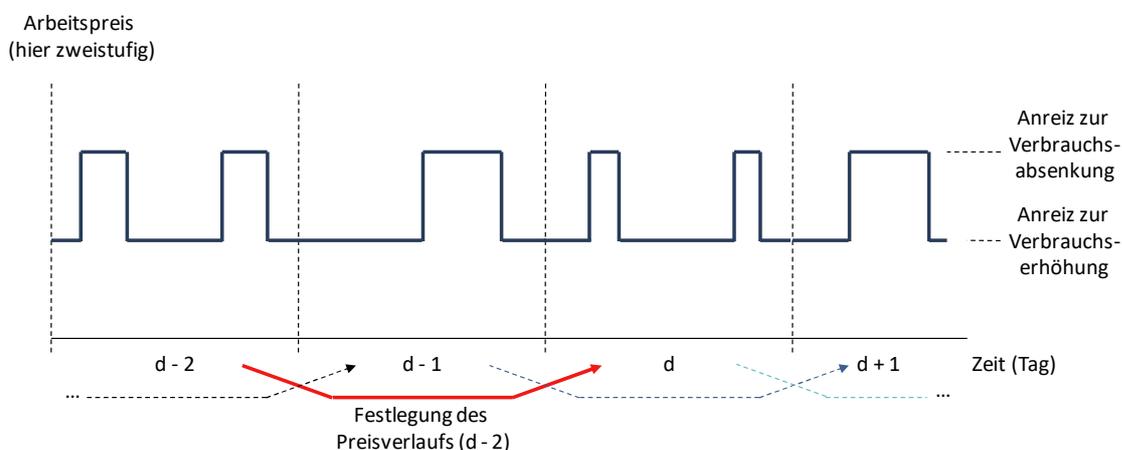


Bild 5.4 Beispiel für die Gestaltung eines zeitvariablen Netzentgelts mit zwei Preisstufen und einer täglichen Festlegung des Preisverlaufs für den jeweils übernächsten Tag

## 5.4 Wechselwirkungen, Risiken und Aufwandsaspekte

### Wechselwirkungen mit etwaigen dynamischen Energiepreisen

Die mögliche Einführung dynamischer, also kurzfristig anpassbarer zeitvariabler Preissignale wird zurzeit nicht nur für die *Netzentgelte*, sondern auch für die auf die Energiebeschaffung bezogenen Strompreisbestandteile – nachfolgend als *Energiepreise* bezeichnet – diskutiert. **Dynamische Energiepreise könnten die stark zeitabhängigen Bedingungen am Strommarkt reflektieren.** So würde den (flexiblen) Verbrauchern ein Anreiz vermittelt, ihren Verbrauch nach der jeweils aktuellen Angebots-Nachfrage-Situation im Stromversorgungssystem auszurichten. Dies wäre eine systemdienliche Form der Flexibilitätsnutzung, die einen Beitrag zum systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch leisten würde, u. a. mit Blick auf die Integration zunehmender Einspeisungen aus volatilen EE-Quellen.

Aus dieser Diskussion wird mitunter der Einwand gegenüber zeitvariablen Netzentgelten abgeleitet, ein systemseitiges und ein netzseitiges Preissignal könnten sich gegenseitig «stören» oder gar ausschliessen. Dies ist jedoch unter der Bedingung, dass die beiden Preissignale jeweils sachgerecht bemessen sind, keineswegs der Fall. Eine **Überlagerung von Preissignalen**, die die Bedingungen in verschiedenen vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen reflektieren, ist in anderen Wirtschaftssektoren normal und **aus ökonomischer Sicht nicht zu beanstanden**. Die Überlagerung bewirkt, dass flexible Verbraucher nur mit der Summe der Preissignale konfrontiert werden, nicht mit den einzelnen Bestandteilen. Wenn sie den Einsatz ihrer Flexibilität nach diesem Summen-Preissignal ausrichten, tragen sie inhärent zu der Abwägung zwischen netz- und systemdienlicher Flexibilitätsallokation bei. Dies wäre eine grundsätzlich vorteilhafte Wirkung einer solchen Überlagerung der Preissignale.

**Voraussetzung** dafür, dass dies zu einer volkswirtschaftlich effizienten Flexibilitätsnutzung führt, ist allerdings, **dass die beiden einzelnen Preissignale die zeitabhängigen Preis- bzw. Kostenwirkungen** in «ihrer» jeweiligen Wertschöpfungsstufe **angemessen abbilden**. Bei der Energiepreiskomponente ist dies vergleichsweise leicht zu erreichen, da mit dem Preis des kurzfristigen Strommarkts bereits ein Preissignal vorliegt, auf das Bezug genommen werden kann. (Im Detail ist aber auch dies nicht trivial, da sich die Preise in unterschiedlichen Handelssegmenten – z. B. day-ahead vs. intraday – deutlich unterscheiden können.) Bei zeitvariablen Netzentgelten ist die «richtige» Bemessung von Preisverlauf und Preisspreizung weitaus herausfordernder, wie bereits oben erörtert.

Diese Herausforderungen hinsichtlich der sachgerechten Bemessung von Preissignalen bestehen aber sowohl bei dynamischen Energiepreisen als auch bei zeitvariablen Netzentgelten generell, nicht nur im Hinblick auf mögliche Wechselwirkungen. Wenn es gelingt, für beide Preissignale eine als angemessen erachtete Bemessungsmethodik abzuleiten, so spricht auch nichts dagegen, die beiden Preissignale zu überlagern. **Wichtig ist dabei insbesondere, dass auf eine bewusst überhöhte Bemessung der Preissignale mit dem Ziel, einen bestimmten Umfang an Reaktion zu provozieren, verzichtet wird.**

### Wechselwirkungen mit anderen in dieser Studie betrachteten Gestaltungsfeldern

Auf die Gestaltung der verbrauchsseitigen Netzentgelte bezieht sich auch ein Teil der in dieser Studie zu den Themenfeldern «Berücksichtigung verbrauchsnahe Erzeugung» und «Struktur verbrauchsseitiger Netzentgelte» untersuchten Optionen. Es stellt sich daher die Frage, ob bei diesen Optionen problematische Wechselwirkungen mit einer zeitvariablen Gestaltung der Netzentgelte auftreten können.

Im Hinblick auf die **Funktionsweise und Anreizwirkungen** der betrachteten Optionen sind solche Wechselwirkungen aus unserer Sicht **nicht zu befürchten**. So können z. B. Ermässigungen der verbrauchsseitigen Netzentgelte grundsätzlich mit einer zeitvariablen Gestaltung kombiniert werden. Entsprechendes gilt für die Überlegungen zu möglichen Anpassungen der Erlösanteile unterschiedlicher Entgeltkomponenten.

Im Hinblick auf die **quantitative Bemessung** sind jedoch durchaus **Inkompatibilitäten möglich**. Wenn beispielsweise die Arbeitspreise zeitvariabel gestaltet werden sollen, dürfen diese nicht zu niedrig angesetzt (oder bei einer Ermässigung auf einen zu niedrigen Wert herabgesetzt) werden. Dies gilt zumindest, wenn der Wunsch besteht, dass die Arbeitspreise zu jedem Zeitpunkt positiv sind. (Aus ökonomischer Sicht ist dies nicht zwingend. Negative Preiskomponenten sind grundsätzlich möglich und im

Ausland bei zeitvariablen und/oder ortsabhängigen Entgeltkomponenten auch nicht unüblich.) Dieser Zusammenhang sollte bei der Bemessung der Entgelte und der Preisspreizungen sowie etwaiger Entgeltermässigungen berücksichtigt werden.

### Wechselwirkungen mit anderen Modellen zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung

Wie in Abschnitt 5.1 diskutiert, sind zeitvariable Netzentgelte nur eines von mehreren aktuell diskutierten oder bereits praktizierten Modellen zur netzdienlichen Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten. Es stellt sich daher die Frage, ob sie mit diesen anderen Modellen grundsätzlich kombinierbar sind oder ob Inkompatibilitäten bis hin zu einer gegenseitigen «Kannibalisierung» der Modelle auftreten können.

Dies ist aus unserer Sicht jedoch nicht zu befürchten, sofern die Modelle jeweils sachgerecht ausgestaltet sind. Voraussichtlich ist es sogar **notwendig, zeitvariable Netzentgelte mit einem Modell zu kombinieren, das den Netzbetreibern Eingriffsrechte in akuten Engpasssituationen erteilt**, beispielsweise auf Basis langfristiger, pauschal vergüteter Flexibilitätszusagen. Grund hierfür ist, dass zeitvariable Netzentgelte – wie in Abschnitt 5.2 diskutiert – primär für die *präventive* Beeinflussung der Netzbelastungssituation geeignet sind, weniger für das *kurative* Engpassmanagement.

Eine solche Kombination würde für einen Verbraucher bedeuten, dass er

- einerseits auf Basis eines zeitvariablen Netzentgelts (z. B. Arbeitspreises) eigenständig Entscheidungen über den Einsatz seiner Flexibilität treffen könnte und
- andererseits gegen pauschale Vergütung (z. B. pauschale Reduktion einer der Netzentgeltkomponenten) dem Netzbetreiber das Recht erteilen würde, in akuten Engpasssituationen steuernd einzugreifen, beispielsweise durch Leistungsbegrenzung oder Abschaltung einer flexiblen Verbrauchseinrichtung.

In den Zeiten, in denen der Netzbetreiber dieses Eingriffsrecht nutzt, könnte der Verbraucher dann selbst nur noch in begrenztem Umfang oder gar nicht mehr den Einsatz der Verbrauchseinrichtung steuern.

Damit eine solche kombinierte Anwendung von Flexibilitätsmodellen zu einem insgesamt **effizienten Flexibilitätseinsatz** führt, müssten die Modelle **sinnvoll aufeinander abgestimmt sein**:

- Das dem Netzbetreiber erteilte Eingriffsrecht müsste so begrenzt werden, dass ausreichend Raum für eigenständige Entscheidungen des Verbrauchers über den Betrieb seiner flexiblen Verbrauchseinrichtungen verbleibt. Es würde wenig Sinn machen, den Verbraucher mit einem Preissignal zu konfrontieren, wenn der Netzbetreiber in allen Situationen, in denen eine Anpassung des Verhaltens netzdienlich wäre, diese durch eigene Eingriffe erzwingen würde. Idealerweise sollten Eingriffe des Netzbetreibers daher nur selten bei akut drohenden Engpasssituationen erfolgen.
- Sowohl das zeitvariable Preissignal als auch die pauschale Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität an den Netzbetreiber müssten in ihrer Bemessung sachgerecht auf den jeweiligen netzseitigen Wert der Flexibilitätsnutzung abgestimmt sein. Es sollte sich insgesamt keine übermässige Vergütung für die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung ergeben, da andernfalls eine ineffiziente Allokation der Flexibilität zu befürchten wäre. Insbesondere ist zu beachten, dass die pauschale Vergütung für Eingriffe durch den Netzbetreiber umso geringer ausfallen sollte, je seltener das damit «erkaufte» Eingriffsrecht voraussichtlich benötigt wird.

### Komplexität der Netztarife und Aufwand bei Netzbetreibern und weiteren Akteuren

Gegen die Einführung zeitvariabler Netzentgelte wird häufig eingewandt, dass hierdurch die **Komplexität der Netztarife** zunehme, insbesondere wenn kurzfristige Anpassungsmöglichkeiten – also eine Dynamisierung – der Entgelte vorgesehen seien [32]. Hier stellt sich jedoch die Frage, für welche Akteure diese Komplexität tatsächlich problematisch wäre. Die Verbraucher würden hiermit im Wesentlichen nur

dann konfrontiert, wenn sie aufgrund vorhandener Flexibilitäten auch zu den potenziellen Profiteuren gehören würden, und sie könnten auch dann die Verantwortung für den Umgang mit dieser Komplexität an einen Aggregator abgeben. Zudem dürften Verbraucher mit dem Konzept zeitlich veränderlicher Preise grundsätzlich vertraut sein, da es auch in anderen Wirtschaftssektoren zur Anwendung kommt. Darüber hinaus werden sie hiermit in Zukunft bei einer Einführung dynamischer Energiepreise voraussichtlich ohnehin konfrontiert werden. Akteure wie Netzbetreiber und Marktteilnehmer dürften mit diesem Komplexitätsaspekt ebenfalls keine prinzipiellen Probleme haben, sondern in erster Linie den hiermit verbundenen Aufwand sehen (s. unten). Der Einwand der Komplexität ist daher aus unserer Sicht zumindest nicht generell stichhaltig. Bei der Abwägung zwischen unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten ist es gleichwohl sinnvoll, auch Auswirkungen auf die Komplexität der Tarife zu beachten und diese nicht unnötig stark zu erhöhen.

Des Weiteren wird mitunter auf zusätzliche **Risiken** hingewiesen, die mit zeitvariablen Netzentgelten einhergehen könnten. Dies betrifft zum einen die Möglichkeit, dass Netzengpässe mit diesem Instrument nicht sicher abgewendet werden können, da der Umfang der Reaktion auf das Preissignal nicht vorhersehbar ist. Diesen Aspekt würden wir aber weniger als ein Risiko, sondern eher als ein Wesensmerkmal eines Preissteuerungsinstruments sehen, aufgrund dessen es von vornherein nicht als *alleiniges* Instrument zur Engpassbehebung vorgesehen werden sollte (s. oben). Zum anderen wird häufig befürchtet, dass sich durch abrupte Änderungen der Entgelte an den Rändern von Zeitfenstern neue Lastspitzen ausbilden könnten, wenn viele Verbraucher bzw. ihre Aggregatoren gleichzeitig hierauf reagieren. Dieses Risiko halten wir jedoch für stark gestaltungsabhängig. Je feiner die Preisstufen eines zeitvariablen Entgelts abgestuft werden, desto schwächer dürfte der befürchtete Synchronisationseffekt ausfallen.

Nicht unbedeutend ist hingegen voraussichtlich der mit der **Einführung zeitvariabler Netzentgelte verbundene Aufwand**. Zum einen müssen bei den Verbrauchern die notwendigen messtechnischen und ggf. steuerungstechnischen Voraussetzungen und bei den Lieferanten geeignete Stromtarife geschaffen werden, um die Nutzung zeitvariabler Netzentgelte durch die Verbraucher überhaupt zu ermöglichen. Zum anderen müssten Netzbetreiber, Lieferanten und andere Akteure wie z. B. die Betreiber von Preisvergleichsportalen ihre IT-Systeme für alle Prozesse, die mit Netzentgelten und Strompreisen zu tun haben, so erweitern, dass auch zeitvariable Preise verarbeitet werden können. Hierbei handelt es sich aber überwiegend um einen einmaligen Umstellungsaufwand, der in Teilen auch anfallen wird, wenn Lieferanten zeitvariable Energiepreise einführen (was in den EU-Ländern durch den neuen Rechtsrahmen zukünftig bei grösseren Lieferanten zur Pflicht wird).

**Laufender Zusatzaufwand** würde bei Einführung zeitvariabler und insbesondere dynamisierter Netzentgelte bei den Netzbetreibern entstehen, insbesondere für die Bestimmung des Preisverlaufs, also z. B. der zeitlichen Lage von Preiszeitfenstern und der Höhe der Preise je Zeitfenster. Wie hoch dieser Aufwand ist, dürfte stark von der Ausgestaltung des Preissignals abhängen und müsste bei der konkreten Ausgestaltung als ein Abwägungsaspekt berücksichtigt werden. Dieser Aufwand steht dem Aufwand gegenüber, der bei den Netzbetreibern ansonsten für die Ermittlung und Durchführung der dadurch «verdrängten» Engpassmanagement-Massnahmen anfallen würde. Wenn der Netzbetreiber beim kurativen Engpassmanagement Entscheidungen auf Grundlage belastbarer Daten zum Netzzustand trifft und nicht etwa pauschale Eingriffe vornimmt, so dürfte sich der hiermit verbundene Aufwand nicht grundlegend von dem für die Bestimmung eines sachgerechten Preissignals unterscheiden. Dieser Aufwand fällt also in der einen oder anderen Ausprägung bei jeder Form des präventiven oder kurativen Engpassmanagements an, sofern dieses zielgenau ausgestaltet wird.

Es wäre zudem erforderlich, eine behördliche **Aufsicht** für diesen Prozess der Bestimmung des Preisverlaufs und seiner u. U. auch örtlichen Differenzierung vorzusehen, um sicherzustellen, dass das Preissignal in angemessener Weise bestimmt wird und hierbei keine Interessen Dritter wie z. B. verbundener Unternehmen einen Einfluss haben. Bei bestimmten Gestaltungsmöglichkeiten wäre sogar denkbar, dass die Bestimmung des Preissignals durch eine unabhängige Instanz vorgenommen oder zumindest unterstützt wird. Bei einer Anwendung, die sich auf Engpässe in den unteren Verteilungsebenen bezieht, dürfte diese Aufgabe jedoch natürlicherweise dem jeweiligen Netzbetreiber zufallen.

## 5.5 Methodik und Beispiele zur Bemessung zeitvariabler Arbeitspreise

Nachfolgend soll aufgezeigt werden, auf welche Weise eine angemessene quantitative Bemessung insbesondere der *Preisspreizung* zeitvariabler Netzentgelte hergeleitet werden kann. Hierbei wird beispielhaft eine **vergleichsweise einfache Ausgestaltung in Form zeitvariabler Arbeitspreise mit (nur) zwei Preisstufen (Hoch- und Niedrigtarif; HT/NT)** betrachtet, und es wird auf die Netzentgelte für **Kleinverbraucher im Niederspannungsnetz** (Netzebene 7) fokussiert.

Als Grundlage für die Bemessung der Preisspreizung wird erneut auf die Erkenntnisse aus der **Kostentreiberanalyse** zurückgegriffen. Demnach sind etwa 60-70 % der Netzkosten von der Struktur des Versorgungsgebiets abhängig, also von der Zahl der zu versorgenden Hausanschlüsse und deren Verteilung auf die Gebietsfläche. Weitere bis zu 10 % der Netzkosten sind von der übertragenen Arbeit abhängig, und rund 20 % hängen von der Leistung ab, d. h. von der höchsten im Zeitverlauf auftretenden Bezugs- oder Rückspeiseleistung in einem Netzgebiet.

Wir halten es für plausibel, die Höhe des NT-Arbeitspreises so zu bemessen, dass die durch diesen Preis – multipliziert mit der *gesamten* (also NT- und HT-) Verbrauchsmenge – und durch einen eventuellen Grundpreis erzielten Erlöse ungefähr den von der Höchstleistung unabhängigen Teil (rund 80 %) der Netzkosten decken. Die Differenz zwischen HT- und NT-Preis ist dann so zu ermitteln, dass sie – multipliziert mit der HT-Verbrauchsmenge – den von der Höchstleistung abhängigen Teil (rund 20 %) der Netzkosten deckt.

Hiervon ausgehend werden nun verschiedene beispielhafte Ausgestaltungsvarianten betrachtet, die sich hinsichtlich Lage und Umfang der Tarifzeitfenster und der davon abhängigen Preisbemessungen unterscheiden. In den nachfolgenden Betrachtungen wird unterstellt, dass **Grundpreise** in einer Höhe erhoben werden, die dazu führt, dass hierüber **30 % der Erlöse** gedeckt werden.

Ausgangspunkt ist die durchschnittliche Höhe der jährlichen Netzentgelte für einen Schweizer Haushalt, die sich aus der Summe von Grund- und Arbeitspreisen ergibt. Diese beträgt – bezogen auf den durchschnittlichen Haushaltsverbrauch – rund 10 Rp./kWh. Gemäss den oben wiedergegebenen Ergebnissen der Kostentreiberanalyse entfallen hiervon **ca. 80 % (also 8 Rp./kWh) auf die Deckung von struktur- und arbeitsgetriebenen Netzkosten und ca. 20 % (also 2 Rp./kWh) auf den leistungsgetriebenen Anteil der Netzkosten**. Unter der genannten Annahme eines GP-Erlös-Anteils von 30 % entfallen also (umgerechnet auf den Verbrauch) 3 Rp./kWh auf den Grundpreis. Somit ergibt sich ein Wert von **5 Rp./kWh als Preisniveau für den NT-Arbeitspreis**.

Als weitere Grundlage für die **Ableitung des Preisniveaus für den HT-Arbeitspreis** werden Informationen über den erwarteten zeitlichen Verlauf des Verbrauchs benötigt. Ist dieser bekannt, kann hieraus für die in der jeweiligen Variante angenommene Lage der Tarifzeiten abgeleitet werden, **welcher Teil des Verbrauchs auf die HT-Zeitfenster entfällt**. Hieraus lässt sich dann gemäss der oben beschriebenen Methodik die Preisspreizung zwischen NT- und HT-Arbeitspreis und somit das Niveau des HT-Arbeitspreises bestimmen.

Um diese Datengrundlage zu schaffen, wurden die Tagesgesamtprofile aller Verbraucher der Netzebenen 6-7 in der Schweiz abgeschätzt. Hierzu wurden Standardlastprofile der verschiedenen Verbrauchertypen, Abschätzungen zur Zahl der Verbraucher je Verbrauchertyp sowie Angaben zu den gesamten Jahresverbräuchen je Verbrauchertyp (Haushalte, Gewerbe, etc.) herangezogen. Die so erhaltenen, nach Jahreszeiten und Wochentagen differenzierten Verbrauchsprofile der Verbraucher in den Netzebenen 6-7 sind in Bild E.7 im Anhang E dargestellt.

### Variante «HT-Zeiten ganzjährig Mo-Sa 7-19 Uhr»

Bei der ersten Ausgestaltungsvariante werden die Tarifzeiten auf sehr einfache Weise festgelegt. Die HT-Zeit erstreckt sich ganzjährig auf die Tage Montag bis Samstag und die Zeiten 7 bis 19 Uhr (Bild E.8 im Anhang E). Bei dieser Wahl der Zeitfenster ergibt sich aus den oben dargestellten Verbrauchsprofilen, dass auf die NT-Zeiten ca. 45 % und auf die HT-Zeiten ca. 55 % des Verbrauchs entfallen.

Unter den oben erläuterten Annahmen, dass ca. 20 % des Erlösvolumens durch die Preisspreizung zwischen NT- und HT-Arbeitspreis gedeckt werden soll, ergäbe sich hierbei eine Spreizung von ca. 3,7 Rp./kWh. Bei einem NT-Arbeitspreis von 5 Rp./kWh müsste der HT-Arbeitspreis dann mit ca. 8,7 Rp./kWh bemessen werden.

#### Variante «HT-Zeiten bei Last > 85 % der Jahreshöchstlast»

Nun werden die Zeitfenster in Orientierung an den Verbrauchsprofilen so gewählt, dass alle Stunden mit einer Gesamtlast von mindestens 85 % der Jahreshöchstlast – hier also mindestens ca. 6 GW – als HT-Zeiten definiert werden. So ergibt sich folgende Lage der HT-Zeiten (Bild E.9 im Anhang E):

- in den Wintermonaten an Werktagen von 8-14 Uhr und von 18-20 Uhr und an Samstagen von 10-14 Uhr und von 18-20 Uhr,
- in der Übergangszeit an Werktagen von 9-13 Uhr
- in den Sommermonaten an Werktagen von 11-13 Uhr

Diese Variante geht von der Überlegung aus, dass die für die Netzauslegung relevanten Belastungssituationen mit grosser Wahrscheinlichkeit in den so definierten HT-Zeiten auftreten, und zwar selbst dann, wenn infolge der Anreizsetzung durch das zeitvariable Preissignal ein nennenswerter Teil des Verbrauchs in die NT-Zeiten verlagert würde.

Bei dieser Festlegung der Zeitfenster würden auf die NT-Stunden knapp 87 % und auf die HT-Stunden gut 13 % des Verbrauchs entfallen. Daraus ergäbe sich unter Beibehaltung der Vorgabe eines NT-Arbeitspreises von 5 Rp./kWh ein Niveau für den HT-Arbeitspreis von ca. 20 Rp./kWh und somit eine bereits recht erhebliche Preisspreizung von ca. 15 Rp./kWh.

#### Variante «Critical peak pricing»

Einen Schritt weiter in Richtung des in Abschnitt 5.3 beschriebenen Ansatzes des «Critical peak pricing» geht die nun betrachtete Variante, bei der nur *die* Stunden als HT-Zeiten definiert werden, in denen die zu erwartende Last über 95 % der Jahreshöchstlast, hier also über ca. 6,8 GW liegt. Hierbei würde der Hochtarif dann nur noch in den Wintermonaten an Werktagen von 9-13 Uhr gelten (Bild E.10 im Anhang E). Es entfielen dann ca. 98,6 % des jährlichen Gesamtverbrauchs auf die NT-Stunden und ca. 1,4 % auf die HT-Stunden.

Für diese Variante ergibt sich bei der hier angewandten Bemessungsmethodik ein HT-Arbeitspreis in Höhe von ca. 149 Rp./kWh oder 1,49 CHF/kWh und somit eine Spreizung gegenüber dem NT-Arbeitspreis (weiterhin 8 Rp./kWh) in Höhe von 144 Rp./kWh.

An dieser starken Spreizung wird bereits erkennbar, dass der HT-Arbeitspreis beim «Critical peak pricing», wie in Abschnitt 5.3 erläutert, die Rolle eines **auf Höchstlastbeiträge bezogenen Leistungspreises** annimmt. Aus diesem Blickwinkel erscheint dieser HT-Preis nicht exorbitant hoch, bei einer Einordnung als Arbeitspreis hingegen schon. Es wäre zu erwarten, dass aufgrund der starken Anreizwirkung einer solchen Preisspreizung deutliche Verbrauchsverlagerungen aus den HT- in die NT-Zeiten auftreten würden und die Lage der HT-Zeiten infolgedessen häufig neu ermittelt werden müsste, um tatsächlich weiterhin die erwarteten Höchstlastzeiten abzubilden.

Dieser Effekt wird umso stärker, je geringer die Zahl der Stunden in den HT-Zeitfenstern gewählt wird. Es wird dann immer deutlicher, dass dieses Preissetzungsmodell v. a. dann eine starke und sachgerechte Anreizwirkung entfalten kann, wenn erst **im Nachhinein** festgelegt wird, **welche Stunden als HT-Stunden behandelt werden**. Wie in Abschnitt 5.3 erwähnt, wird dieser Ansatz mindestens in Grossbritannien auf der Übertragungsebene auch praktisch angewendet und dort nach unserer Kenntnis als vorteilhaftes Instrument zur Begrenzung der Systemhöchstlast angesehen.

**Für die unteren Verteilnetzebenen** und somit für die Kleinverbraucher erscheint dieser Ansatz aus verschiedenen Gründen hingegen **kaum geeignet**. Problematisch wären dabei neben der stark einge-

schränkten Vorhersehbarkeit der Netzentgelte v. a. die sich ergebenden Verteilungswirkungen: Den hohen HT-Arbeitspreis würden letztlich die Verbraucher zahlen, die mangels Flexibilität ihrer Verbrauchseinrichtungen keine nennenswerte Verbrauchsverlagerung erreichen können.

### Varianten in Orientierung an PV-Einspeisung ohne und mit Dynamisierung

Im Weiteren sollen noch zwei Varianten betrachtet werden, bei denen die Festlegung der Tarifzeiten nicht nur vom Profil der verbrauchsseitigen Netzbelastung, sondern auch von der einspeiseseitigen Netzbelastung durch dezentrale Erzeugungsanlagen abhängig gemacht wird. Hierzu wird beispielhaft die Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen betrachtet. Der Niedertarif dient hierbei dazu, einen Anreiz für Verbrauchsverlagerungen in Zeiten mit hoher PV-Einspeisung zu setzen.

In der **ersten Variante** werden die NT-Zeiten, in denen dieser Anreiz vermittelt werden soll, dabei im Sinne einer **statischen Tarifzeitengestaltung** fix auf die Mittagsstunden 12-15 Uhr im Frühjahr und Sommer gelegt, da in diesen Zeiten grundsätzlich mit hoher PV-Einspeisung gerechnet werden kann (Bild E.11 im Anhang E). Ansonsten entsprechen die Tarifzeiten denen in der oben zuerst dargestellten Variante, das heisst HT-Zeiten ganzjährig Montag bis Samstag von 9- 19 Uhr.

Wertet man auch hier die Energiebezüge anhand der dargestellten Profile aus, so zeigt sich, dass bezogen auf ein Jahr ca. 55 % des Verbrauchs auf die NT-Stunden und ca. 45 % auf die HT-Stunden entfallen. Der auf NT-Zeiten entfallende Verbrauch liegt also um ca. 10 Prozentpunkte höher als bei der Ausgangsvariante ohne Berücksichtigung der PV-Einspeisung.

Bei dieser Wahl der Tarifzeiten ergäbe sich ein Preisniveau für den HT-Arbeitspreis in Höhe von ca. 9,3 Rp./kWh. Die Preisspreizung von 4,3 Rp./kWh gegenüber dem weiterhin mit 5 Rp./kWh angesetzten NT-Arbeitspreis läge hier somit etwas höher als bei der Ausgangsvariante ohne Berücksichtigung der PV-Einspeisung, bei der sie 3,7 Rp./kWh beträgt.

Bei der **zweiten Variante** wird nun unterstellt, dass die NT-Zeiten nicht statisch für das gesamte Jahr im Vorhinein festgelegt werden, sondern dass **kurzfristig dynamisch** – zum Beispiel day-ahead –unter Berücksichtigung der Sonneneinstrahlprognose entschieden wird, ob in den Mittagsstunden des nächsten Tages der Nieder- oder der Hochtarif angesetzt wird.

Um die Wirkung einer solchen Variante auf die Preishöhe abzuschätzen, wird unterstellt, dass tatsächlich im Verlauf eines Jahres an 50 % der Frühjahrs- und Sommertage (und somit an ca. 25 % der Tage des gesamten Jahres) eine hohe Sonnenstrahlung zu erwarten ist und dann der Niedertarif erhoben wird. Unter diesen Annahmen ergibt sich mit nun 4 Rp./kWh eine Preisspreizung genau in der Mitte der Preisspreizungen bei der Ausgangsvariante und der Variante mit Berücksichtigung von PV-Einspeisungen auf Basis statischer Tarifzeiten.

Wichtiger als diese vergleichsweise geringen Unterschiede in der Preisspreizung ist im Vergleich der beiden zuletzt betrachteten Varianten aber ein prinzipieller Aspekt: Eine **dynamische Festlegung** der Tarifzeiten ermöglicht gegenüber der statischen Variante einen **effizienteren Einsatz von Flexibilität**, da sie einen zielgenaueren Einsatz in der «richtigen», d. h. in der netzdienlichen Richtung anreizt. Es wäre aus Netzsicht sinnlos und somit «Verschwendung» von Flexibilität, eine Verbrauchsverlagerung in die Mittagsstunden anzureizen, wenn gar keine starke Einspeisung in diesen Stunden erwartet wird. Vielmehr könnte dies sogar kontraproduktiv sein, da in diesen Stunden dann hohe verbrauchsbedingte Belastungen auftreten können, die durch solche Verbrauchsverlagerungen noch weiter gesteigert würden (weswegen diese Stunden ja auch grundsätzlich zu den HT-Zeiten zählen). Und selbst wenn dieses Risiko im Einzelfall nicht besteht, wäre es ineffizient, Flexibilität, die ja grundsätzlich auch einen system- und einen verbraucherseitigen Wert hat, für netzseitige Zwecke zu «beschaffen», wenn in der betreffenden Situation gar keine kritische Netzbelastung zu erwarten ist.

Diese Überlegungen zeigen, dass eine **dynamische Festlegung zeitvariabler Netzentgelte grundsätzlich zu befürworten** ist. Hiermit kann möglichen kritischen Netzbelastungen, die von nur kurzfristig absehbaren Einflüssen wie z. B. der EE-Einspeisung abhängen, auf eine effizientere Weise vorgebeugt werden als mit statischen Tarifzeitenregelungen. Im Detail muss jedoch unter Berücksichtigung der er-

warteten Vorteile hinsichtlich der Netzauslastung, aber auch Nachteile etwa hinsichtlich Umsetzungsaufwand und Vorhersehbarkeit der Entgelte abgewogen werden, ob und in welcher Form eine dynamische Gestaltung sinnvoll ist.

## 5.6 Grobe Abschätzung der Wirkungen zeitvariabler Netzentgelte

### Individuelle wirtschaftliche Auswirkungen auf flexible Verbraucher

Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen können bei zeitvariabler Gestaltung der Netzentgelte Entgelteinsparungen erzielen, indem sie den Betrieb dieser Einrichtungen teilweise oder vollständig in Zeiten mit niedrigeren Arbeitspreisen verlegen. Wenn z. B. ein Verbraucher mit einer E-PW-Ladeeinrichtung, über die er jährlich 3.000 kWh bezieht, die Ladezeit vollständig aus einer spätnachmittäglichen Hochtarifzeit in die nächtliche Niedertarifzeit verlagert, so würde er selbst bei der vergleichsweise geringen Preisspreizung von 3,7 Rp./kWh, die sich bei der ersten in Abschnitt 5.5 betrachteten Ausgestaltungsvariante «HT-Zeiten ganzjährig Mo-Sa 7-19 Uhr» ergibt, **ca. 110 CHF jährlich einsparen**. Auch im Vergleich zu einem nicht-zeitvariablen Netzentgelt in Höhe des in Abschnitt 5.5 angenommenen Durchschnittspreises von 10 Rp./kWh würde diese Einsparung immer noch mehr als 60 CHF jährlich betragen. Zudem kann der Verbraucher bei dem zeitvariablen Netzentgelt weitere Einsparungen erzielen, wenn auch bei seinen sonstigen Verbrauchseinrichtungen Möglichkeiten einer zeitlichen Verschiebung des Betriebs in die Niedertarifzeiten bestehen.

Diese überschlägige Rechnung und das zugrundeliegende Zahlenbeispiel für die Bemessung der Preise beruhen auf verschiedenen vereinfachenden Annahmen und sollten daher nicht überinterpretiert werden. Es soll aber zumindest ein überschlägiger Eindruck davon vermittelt werden, in welcher Größenordnung die Einsparmöglichkeiten bei einem sachlich plausiblen Niveau der Preisspreizung zeitvariabler Netzentgelte liegen können.

### Auswirkungen auf das Gesamtsystem Netz

Zeitvariable Netzentgelte sollen Anreize für eine bessere Ausnutzung des Netzes setzen und damit zu einer Reduktion der Netzkosten oder zu einer Vermeidung oder zumindest Dämpfung von Netzausbaukosten führen. Eine genaue Abschätzung des auf diese Weise erzielbaren Nutzens ist beim derzeitigen Erkenntnisstand praktisch nicht möglich, da bisher kaum belastbare empirische Erkenntnisse darüber vorliegen, in welchem Umfang Verbraucher – ggf. im Zusammenspiel mit Lieferanten oder Aggregatoren – auf bestimmte Preissignale reagieren. Daher kann hier nur sehr grob quantifiziert werden, welcher Nutzen sich im Idealfall bei einer sehr weitgehenden Reaktion auf Preissignale ergeben könnte, und zwar für den **speziellen Fall** der in Zukunft voraussichtlich relevant werdenden netzdienlichen Gestaltung von **E-PW-Ladevorgängen**.

Es sei angenommen, dass in einem betrachteten Zukunftszeitpunkt ca. 2,5 Mio. E-PW in der Schweiz vorhanden sind, die flexibel geladen werden können. Dies entspricht einem E-Anteil an allen PW von ca. 60 %. Verschiedenen einschlägigen Untersuchungen (siehe z. B. [13]) zu den Auswirkungen eines Hochlaufs der Elektromobilität auf die Stromnetze lässt sich entnehmen, dass der Höchstlastzuwachs je E-PW bei ungesteuerten Ladevorgängen ca. 1-2 kW beträgt. Somit ergäbe sich bezogen auf die gesamte Schweiz ein Höchstlastzuwachs um ca. 3,5 GW, was etwa 1/3 der heutigen Höchstlast entspricht.

Wie bereits ausgeführt, beträgt der leistungsabhängige Anteil der Netzkosten gemäss den Ergebnissen der Kostentreiberanalyse ca. 20 %. Somit würde der genannte Lastzuwachs bei ungesteuerten Ladevorgängen also zu einer Zunahme der Netzkosten um ca. 7 % führen.

Trifft man nun die (extreme) Annahme, dass die über zeitvariable Netzentgelte gesetzten Preisanreize dafür sorgen, dass sämtliche Ladevorgänge vollständig in Zeiten verlagert werden, die nicht für die Netzauslegung relevant sind, so könnte diese Netzkostenzunahme vollständig vermieden werden. Bezogen auf die heutigen jährlichen Netzkosten von gut 4 Mrd. CHF/Jahr (siehe Tabelle 2.1) würden die **Einsparungen bzw. vermiedenen Netzkostenzuwächse** demnach immerhin **ca. 300 Mio. CHF/Jahr** betragen.

Auch diese Grobabschätzung darf nicht überinterpretiert werden. Sie zeigt aber, dass das volkswirtschaftliche Einsparpotenzial, das durch netzorientierten Einsatz von Flexibilitäten erzielt werden kann, in einer nennenswerten Grössenordnung liegt. Zeitvariable Entgelte können einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, dieses Potenzial auszuschöpfen. (Dies gilt jedenfalls unter der Annahme, dass der Einsatz der Flexibilitäten für *diesen* Zweck effizient ist, dass also nicht mit einem anderen – insbesondere systemorientierten – Einsatzzweck *noch grössere* volkswirtschaftliche Kostensenkungspotenziale erschlossen werden könnten.)

## 5.7 Zusammenfassung und Empfehlungen

Zeitvariable Netzentgelte können Verbrauchern einen Anreiz vermitteln, ihre flexiblen Verbrauchseinsparrichtungen in einer netzdienlichen Weise zu betreiben. Eine solche Preissteuerung kann insbesondere zu einer **präventiven Vermeidung oder zumindest Dämpfung kritischer Netzbelastungen** beitragen. Für *kurative* Anpassungen des Verbrauchs in Situationen mit akut drohenden kritischen Netzbelastungen sind zeitvariable Netzentgelte weniger geeignet, da der Umfang der Reaktion auf ein Preissignal nicht exakt vorhersehbar ist. Hierfür sind Regelungen besser geeignet, die Netzbetreibern *direkte* steuernde Eingriffe ermöglichen. Dies spricht aber nicht gegen die Einführung bzw. Beibehaltung und Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte. Im Gegenteil: Zeitvariable Netzentgelte haben als **marktnahes Steuerungsinstrument** grosse Vorteile gegenüber Modellen, die auf einseitige Einsatzentscheidungen der Netzbetreiber abstellen. Sie räumen den Verbrauchern **weitreichende Wahlmöglichkeiten** ein und machen somit deren Präferenzen in Bezug auf die Nutzung ihrer Flexibilität transparent. Sie können so einen Beitrag dazu leisten, dass verbrauchsseitige Flexibilitäten effizient für die verschiedenen in Frage kommenden Nutzungszwecke (verbraucher-, netz- und systemseitig) eingesetzt werden. Daher ist die Einführung bzw. Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte **in Kombination mit Modellen für das kurative Engpassmanagement** unter der Prämisse, dass eine netzdienliche Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität grundsätzlich angestrebt wird, aus gutachterlicher Sicht klar zu befürworten; darunter fällt auch die in der Revision StromVG beschriebene Flexibilitätsregulierung.

Die Analyse zeigt, dass das **Spektrum der Gestaltungsmöglichkeiten** und -erfordernisse für zeitvariable Netzentgelte gross ist. Grundsätzlich sollte die Entwicklung vorzugsweise von einer eher einfachen Ausgestaltung ausgehen, die mit der Zeit weiter ausdifferenziert werden kann. Beispielsweise kann von der bereits heute bei vielen Schweizer Netzbetreibern etablierten Gestaltung mit zwei Preisstufen (Hoch-/Niedertarif) und statisch festgelegten Tarifzeitfenstern ausgegangen werden. Weiterentwicklungsmöglichkeiten beziehen sich dann u. a. auf die Zahl der Preisstufen, die Granularität der Zeitfenster, die Art und Granularität der Ortsabhängigkeit und die Fristigkeit der Preisfestsetzung.

Eine *kurzfristige*, z. B. jeweils auf den Folgetag bezogene Festsetzung der Preisstufen und/oder Preiszeitfenster, also eine **Dynamisierung der Netzentgelte**, wird in der Schweiz bislang nur sehr vereinzelt praktiziert. Sie ist nach Einschätzung von EICOM auch nur unter bestimmten Bedingungen zulässig [32], die sich v. a. auf die Transparenz der Regeln beziehen, nach denen der Preisverlauf festgelegt wird. Grundsätzlich wäre die Dynamisierung der Netzentgelte aus Sicht der Gutachter aber eine konsequente und empfehlenswerte Weiterentwicklung dieses Instruments, insbesondere für Fälle, in denen die Netzbelastung stark von nur kurzfristig vorhersehbaren Faktoren wie z. B. dem Umfang der EE-Einspeisung beeinflusst wird.

Aus Verbraucherschutzgründen muss den Verbrauchern die **Möglichkeit** eingeräumt werden, **zwischen Netzтарifen mit und ohne zeitvariable Gestaltung zu wählen**. Solange im Segment der Kleinverbraucher ein grosser Teil der Verbraucher noch nicht mit einem Smart Meter ausgestattet ist, muss ohnehin auch weiterhin ein nicht-zeitvariabler Tarif vorgesehen werden, der dann auch den Verbrauchern mit Smart Meter, die grundsätzlich zum Adressatenkreis zeitvariabler Netzentgelte zählen, als Wahlmöglichkeit angeboten werden kann. Eine solche Wahlmöglichkeit macht aber selbstverständlich nur Sinn, wenn Verbraucher bei Nutzung des gesetzten Anreizes Einsparungen gegenüber dem nicht-zeitvariablen Tarif erzielen können.

Bei der **Bemessung zeitvariabler Netzentgelte** sollte vermieden werden, die Anreizstärke so auszustarieren, dass ein *bestimmter* Umfang an Reaktion hervorgerufen wird; dies würde dem Wesen einer

Preissteuerung nicht gerecht. Vielmehr sollte sich die Bemessung möglichst an den Ergebnissen der **Kostentreiberanalyse** orientieren. Hierdurch lassen sich, wie die betrachteten Beispiele verdeutlichen, durchaus anreizstarke Bemessungen rechtfertigen, die den Verbrauchern nennenswerte Kosteneinsparungen durch Reaktion auf das Preissignal ermöglichen. So ergibt sich z. B. für einen **zweistufigen Arbeitspreis bei einer statischen Gestaltung der Zeitfenster (Hochtarif ganzjährig montags bis samstags von 7:00 h bis 19:00 h, ansonsten Niedertarif)** eine netzkostenseitig gerechtfertigte **Spri- zung zwischen Hoch- und Niedertarifriveau von knapp 4 Rp./kWh**.

Die mit der zeitvariablen Gestaltung der Netzentgelte verbundenen Nachteile beziehen sich in erster Linie auf den **Umsetzungsaufwand** und den insbesondere bei den Netzbetreibern anfallenden laufenden Aufwand für die Preisfestsetzung. **Komplexitätsaspekte und Risiken** sind aus Sicht der Gutachter eher **überschaubar bzw. ausgestaltungsabhängig** und somit beherrschbar. Es sind auch **keine kritischen Wechselwirkungen** mit anderen Aspekten der Netztarifierung oder mit einer gleichzeitigen Einführung dynamischer Energiepreise zu erwarten. Auch die Beteiligung von Aggregatoren an der Nutzung und Vermarktung der Flexibilität – insbesondere für systemorientierte Zwecke – ist mit dem Konzept der zeitvariablen Netzentgelte vereinbar.

Die **Kombination von zeitvariablen Netzentgelten mit anderen Modellen** für die *netzdienliche* Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten – etwa für **kurative Eingriffe** durch den Netzbetreiber auf Basis einer pauschalen Vergütung – ist nicht prinzipiell kritisch, sondern grundsätzlich sogar empfehlenswert. Hierfür müssen die miteinander kombinierten Modelle aber sachgerecht aufeinander abgestimmt sein, damit sie sich nicht gegenseitig in ineffizienter Weise Potenziale für den Flexibilitätseinsatz «abschöpfen» und insgesamt nicht *übermässig* viel Flexibilität für netzseitige Zwecke binden. Hierzu sollte die Bemessung nicht nur der zeitvariablen Netzentgelte, sondern auch der Vergütung für den kurativen Flexibilitätseinsatz näherungsweise an den hierdurch langfristig vermeidbaren Netzkosten orientiert sein. Um eine solche **sachgerechte Abstimmung der Instrumente** bei der Vielzahl der Netzbetreiber in der Schweiz zu erreichen und möglichen Risiken aufgrund der nicht einheitlichen Entflechtung des Netzbetriebs entgegenzuwirken, ist es sinnvoll, entsprechende Rahmenvorgaben gesetzlich zu verankern und einer Aufsicht durch die EICom zu unterwerfen.

## 6 Thema 4: Methodik der Kostenwälzung

### 6.1 Ausgangssituation und Kernfrage

Die Kostenwälzung stellt einen Schritt bei der Ermittlung von Netzentgelten dar, der der letztlichen Ermittlung von Preiskomponenten vorgelagert ist. Es geht hierbei um die Frage, nach welchen Schlüsselmethoden die Kosten vorgelagerter – d. h. traditionell höherer – Netzebenen in den Netzentgelten für nachgelagerte Netzebenen berücksichtigt werden. Die **Prinzipien der Kostenwälzung** haben somit zwar keinen Einfluss auf die *Struktur* der Netzentgelte, aber auf deren *Höhe*, insbesondere im Verhältnis der Netzebenen zueinander.

Die **Kostenwälzung** erfolgt **bislang** zu 30 % anhand der Bruttoenergieverbräuche sowie zu 70 % (in den Verteilnetzebenen) bzw. zu 60 % (Übertragungsnetz) anhand der Nettoleistung der Gruppe der direkt an der jeweiligen Netzebene angeschlossenen Endverbraucher und der Gruppe der nachgelagerten VNB (netto gemessen an der Übergabestelle, nicht bei den Endverbrauchern der nachgelagerten VNB). Im Übertragungsnetz wird zudem ein kleiner Teil der Kosten anhand der Zahl der Ausspeisepunkte geschlüsselt. Da für den über die Arbeit gewälzten Anteil bislang der Bruttoenergieverbrauch herangezogen wird, hat die aus **dezentralen Erzeugungsanlagen** eingespeiste Arbeit keinen Einfluss auf die über die Arbeit geschlüsselte Netzkostentragung. Netzgebiete mit viel dezentraler Einspeisung müssen demnach bei ansonsten gleicher Struktur und Grösse annähernd den gleichen Anteil an vorgelagerten Netzkosten tragen wie Gebiete mit wenig dezentraler Einspeisung. Vor dem Hintergrund zunehmender dezentraler Einspeisungen stellt sich deshalb die Kernfrage, ob die Prinzipien der Kostenwälzung angepasst werden sollten, um abzubilden, dass die **traditionelle Struktur des Stromtransports von den oberen zu den unteren Spannungsebenen** zunehmend durch Einspeisungen auf den

unteren Netzebenen und teilweise auch Rücktransporte von den unteren zu den oberen Ebenen aufgeweicht wird.

Es wird daher aktuell über mögliche **alternative Wälzungsprinzipien** diskutiert, bei denen die Wirkungen dezentraler Einspeisemengen auf unterschiedliche Weise berücksichtigt werden, insbesondere über folgende Prinzipien:

- **Wälzung nach Nettoprinzip:** Hierbei werden die über die Arbeit und/oder die Höchstleistung gewälzten Kosten anhand der Nettoarbeit und/oder der Nettoleistung, also der an den Übergabestellen zu nachgelagerten Netzebenen und direkt angeschlossenen Endverbrauchern gemessenen, aus der jeweiligen Netzebene bezogenen Arbeitsmengen und/oder Höchstleistungen gewälzt. Und nicht wie derzeit nach der Bruttoarbeit, also der Summe der von allen an die jeweilige Netzebene und alle unterlagerten Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern entnommenen Arbeitsmengen.
- **Wälzung nach Betragsnettoprinzip:** Hierbei wird für die über die Arbeit und/oder die Höchstleistung gewälzten Kosten die Betragsnettoarbeit statt der Nettoarbeit bzw. die Betragsnettoleistung statt der Nettoleistung herangezogen, das heisst Rückspeisemengen in vorgelagerte Netzebenen werden so berücksichtigt, dass die nach unten zu wälzenden Kosten erhöht werden.
- **Bidirektionale Wälzung:** Dieses Wälzungsprinzip weist als Kernelement einen Mechanismus der „Aufwärtswälzung“ von Netzkosten auf, der der anschliessenden abwärts gewandten Kostenwälzung nach der gewohnten Methodik vorangestellt wird. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in Abschnitt 6.6.

Diese Prinzipien werden nachfolgend in ihren wesentlichen Wirkungen qualitativ bewertet. Zur bidirektionalen Wälzung wurden zudem ergänzend quantitative Analysen durchgeführt. Für quantitative Analysen zu den Prinzipien Brutto, Netto und Betragsnetto sei ergänzend auf den Abschlussbericht zu der Untersuchung «Auswirkungen von neuen Wälzungsvorgaben im Übertragungs- und Verteilnetz» verwiesen [16]. Anpassungen der Wälzungsprinzipien in Richtung einer Stärkung nutzungsunabhängiger Wälzungsanteile (wie derzeit mit 10 %-Anteil über Zahl der Ausspeisepunkte im Übertragungsnetz) wurden nicht betrachtet.

Wie nachfolgend aufgezeigt wird, **hängen die Wirkungen und die Eignung der verschiedenen Prinzipien vom Grad der Durchdringung mit dezentraler Erzeugung ab.**

## 6.2 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Grundlagen der Kostenwälzung

**Dezentrale Erzeugungsanlagen** haben – wie im Rahmen der Kostentreiberanalysen in Kapitel 2 ausgeführt – einen **Einfluss** auf die Netzbelastung und damit die Höhe der **Netzkosten**. Zudem haben die dezentral eingespeisten Strommengen einen Einfluss auf die bei der Kostenwälzung berücksichtigten **Flüsse zwischen den Netzebenen**. Bild 6.1 gibt eine Übersicht über die Wirkungen in diesen Bereichen in Abhängigkeit vom Grad der Durchdringung mit dezentraler Erzeugung.

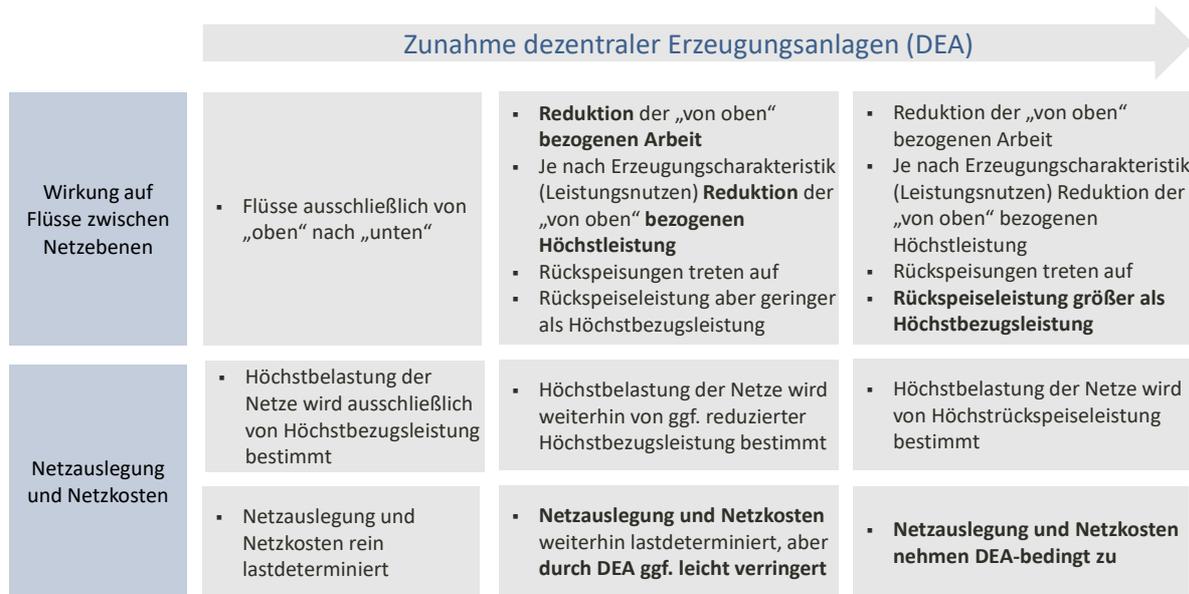


Bild 6.1 Einfluss dezentraler Erzeugung auf Flüsse zwischen den Netzebenen sowie auf Netzauslegung und Netzkosten

In einer Situation, in der praktisch keine dezentrale Erzeugung vorhanden ist (linke grau hinterlegte Spalte), werden die Verbraucher in den unteren Netzebenen durchgehend aus den vorgelagerten Netzebenen versorgt, so dass Flüsse ausschliesslich von den höheren zu den niedrigeren Netzebenen stattfinden. Die Höchstbelastung der Netze wird ausschliesslich von der Höchstbezugsleistung bestimmt, Netzauslegung und somit auch Netzkosten sind also rein lastdeterminiert.

Mit **zunehmender dezentraler Erzeugung** (mittlere grau hinterlegte Spalte) führen die dezentralen Einspeisungen zu einer Reduktion der aus den vorgelagerten Netzebenen bezogenen Arbeitsmengen. Je nach Einspeisecharakteristik der Erzeugungsanlagen kann die im Jahresverlauf maximal aus den vorgelagerten Netzebenen bezogene Leistung ebenfalls reduziert werden. Dies gilt insbesondere für Erzeugungsanlagen mit hohem Leistungsnutzen wie z. B. WKK-Anlagen, die typischerweise zu Zeiten hoher Verbräuche im Winter tatsächlich einspeisen. Bei PV-Anlagen wird die Höchstbezugsleistung hingegen in aller Regel nicht reduziert, der Leistungsnutzen ist somit nahe null. Je nach Umfang der dezentralen Erzeugung können zu Zeiten niedriger Verbräuche Situationen mit lokalen Erzeugungsüberschüssen auftreten, die zu Rückspeisungen in die vorgelagerten Netzebenen führen. Die im Jahresverlauf auftretenden höchsten Rückspeiseleistungen liegen in diesem Bereich allerdings noch unter den höchsten Bezugsleistungen, das heisst die Netzauslegung und somit auch Netzkosten sind weiterhin überwiegend lastdeterminiert oder können – bei hinreichendem Leistungsnutzen der dezentralen Erzeugungsanlagen – langfristig sogar geringfügig reduziert werden.

Bei **sehr hohen Durchdringungen mit dezentraler Erzeugung** (rechte grau hinterlegte Spalte) können die höchsten im Jahresverlauf auftretenden Rückspeiseleistungen grösser werden als die maximalen Höchstbezugsleistungen, so dass Netzauslegung und -kosten in dem betreffenden Netzgebiet der betrachteten Netzebene schliesslich in hohem Masse von den Erzeugungsanlagen bestimmt werden.

### 6.3 Wälzung nach Bruttoprinzip – qualitative Wirkungen

Die Wirkungen, die sich in Verbindung mit einer Zunahme dezentraler Erzeugung bei einer Kostenwälzung nach dem **Bruttoprinzip** ergeben, sind in Bild 6.2 in der unteren Zeile aufgeführt. Der obere Teil des Bildes gibt der Übersichtlichkeit halber Bild 6.1 unverändert wieder.



Bild 6.2 Wirkungen einer Kostenwälzung nach dem Bruttoprinzip in Abhängigkeit vom Umfang dezentraler Erzeugung

Eine Wälzung nach dem Bruttoprinzip führt in Tarifgebieten, in denen keine oder nur wenig dezentrale Erzeugung vorhanden ist, die Flüsse also eindeutig von den oberen zu den unteren Netzebenen gerichtet sind, genau oder näherungsweise zu den gleichen Ergebnissen wie eine Wälzung nach Nettogrößen. Sie ist für diese Fälle gleichermassen sinnvoll wie eine Wälzung nach Nettoprinzip.

Der Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen kann – wie oben ausgeführt – in bestimmten Fällen zu einer gewissen Entlastung der vorgelagerten Netzebenen und damit auch zu einer Reduktion der langfristigen Netzkosten vorgelagerter Netzebenen beitragen. Bei einer Wälzung nach dem Bruttoprinzip würde eine solche entlastende Wirkung nicht berücksichtigt. Netzgebiete, in denen in grösserem Umfang netzentlastende dezentrale Erzeugungsanlagen vorhanden sind, würden dann Kosten in derselben Höhe zugewälzt bekommen wie Netzgebiete, in denen dies nicht der Fall ist. Dies könnte mit Blick auf das Ziel einer fairen Netzkostentragung als ungerecht angesehen werden.

Sehr hohe Durchdringungen mit dezentraler Erzeugung können zu erheblichem Netzausbaubedarf führen. Dies war z. B. in den letzten Jahren in Deutschland in einigen Regionen zu beobachten. In der Schweiz wird dies in Anbetracht der regional überwiegend begrenzten Flächenpotenziale für sehr grosse dezentrale Erzeugungsanlagen wie PV-Freiflächen- oder Windenergieanlagen auch langfristig allenfalls in einigen wenigen Tarifgebieten der Fall sein. In der Folge würden die Netzkosten in den betroffenen Gebieten steigen, was bei einer Kostenwälzung nach dem Bruttoprinzip dazu führt, dass diese Mehrkosten ausschliesslich lokal von den Verbrauchern in dem betroffenen Tarifgebiet getragen werden. Dies wiederum kann mit Blick auf das Ziel einer fairen Verteilung der mit dem politisch gewollten EE-Zubau einhergehenden Mehrkosten als ungerecht angesehen werden.

## 6.4 Wälzung nach Nettoprinzip – qualitative Wirkungen

Bei einer Wälzung nach dem **Netto**prinzip werden im Gegensatz zum Bruttoprinzip dezentrale Einspeisungen berücksichtigt, da die hier herangezogenen Nettogrößen, die die tatsächlichen Bezüge aus vorgelagerten Netzebenen beschreiben, vom Umfang der dezentralen Erzeugung beeinflusst werden.

Dabei ist es unerheblich, ob die Nettogrößen anhand der Messwertzeitreihen an den Übergabepunkten zwischen den Netzebenen bestimmt oder rechnerisch aus den Bruttoentnahmen der Verbraucher und den Einspeisungen der Erzeugungsanlagen ermittelt werden.



Bild 6.3 Wirkungen einer Kostenwälzung nach dem Nettoprinzip in Abhängigkeit vom Umfang dezentraler Erzeugung

Wie oben bereits ausgeführt, sind Netto- und Bruttoprinzip in Gebieten ohne dezentrale Erzeugung praktisch wirkungsgleich.

In Gebieten, in denen dezentrale Erzeugung in gewissem Umfang vorhanden ist (mittlere Spalte), wird hierdurch die aus den vorgelagerten Netzebenen, also «von oben» bezogene Arbeit reduziert. Die Bewertung der Kostenwälzung nach dem Nettoprinzip hängt hier davon ab, ob die Schlüsselung nach Arbeits- oder nach Leistungsgrößen erfolgt:

- Eine Wälzung nach **Netto-Arbeitsmengen** kann zu einer Entlastung der unteren Netzebenen führen. Eine Absenkung der aus vorgelagerten Ebenen bezogenen Arbeitsmengen führt – soweit hierdurch nicht die maximale Bezugsleistung reduziert wird (s. unten) – nur zu einer gewissen Reduktion der Netzverlustkosten, die allerdings nur einen sehr kleinen Teil der gesamten Netzkosten ausmachen. Sofern der über die Arbeit gewälzte Anteil gering ist, ist eine Kostenwälzung nach Netto-Arbeit sachgerecht. Je mehr allerdings der über die Arbeit gewälzte Anteil der Netzkosten über dem tatsächlichen arbeitsabhängigen Anteil der Netzkosten liegt, der weniger als 10 % beträgt, desto mehr wird eine aus Sicht der netzseitigen Kostentreiberwirkungen nicht zu rechtfertigende Entlastung der unteren Netzebenen bewirkt.

- Die bereits derzeit praktizierte Kostenwälzung nach **Netto-Leistung**<sup>6</sup> ist grundsätzlich sachgerecht, da diese nur insoweit zu einer Entlastung der nachgelagerten Netzebenen führt, wie die dort auftretenden Höchstbezugsleistungen aus vorgelagerten Netzebenen durch die dezentrale Erzeugung reduziert werden. Dieses Wälzungsprinzip ist jedenfalls im Umfang des leistungsabhängigen Anteils der Netzkosten angemessen.

Die in Gebieten mit deutlichen Erzeugungsüberschüssen (rechte Spalte) unter Umständen auftretende erhebliche lokale Netzkostenzunahme wird auch bei einer Wälzung nach dem Nettoprinzip ausschliesslich lokal von den dort ansässigen Verbrauchern getragen. Dies kann – wie oben ausgeführt – mit Blick auf die Verteilung der erzeugungsbedingten Netzkostenzunahmen als ungerechtfertigt angesehen werden. Gleichwohl wird dies – wie oben bereits ausgeführt – in der Schweiz in Anbetracht der regional überwiegend begrenzten Flächenpotenziale für sehr grosse dezentrale Erzeugungsanlagen auch langfristig vermutlich allenfalls in einigen wenigen Tarifgebieten der Fall sein.

## 6.5 Wälzung nach Betragsnettoprinzip – qualitative Wirkungen

Bei einer Wälzung nach dem **Betragsnettoprinzip** werden wie beim Nettoprinzip nur die über die Schnittstelle zwischen einem vor- und einem nachgelagerten Netz tatsächlich transportierten Energiemengen (und nicht die Bruttoentnahmen) für die Kostenwälzung herangezogen. Im Gegensatz zum reinen Nettoprinzip werden hier aber Flüsse in Richtung vorgelagerter Netzebenen (also Rücktransporte infolge eines Erzeugungsüberschusses im nachgelagerten Netz) als *zusätzliche* Transportmengen berücksichtigt und nicht etwa mit Flüssen zu nachgelagerten Netzen hin saldiert (Bild 6.4).

---

<sup>6</sup> Grundlage sind die an den Übergabestellen zwischen den Netzebenen tatsächlich gemessenen Leistungsflüsse, und zwar in Richtung der jeweils nachgelagerten Netzebene. Derzeit wird der jährliche Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen herangezogen.



Bild 6.4 Wirkungen einer Kostenwälzung nach dem Betragsnettoprinzip in Abhängigkeit vom Umfang dezentraler Erzeugung

In Gebieten ohne dezentrale Erzeugung ist auch das Betragsnettoprinzip wirkungsgleich mit dem Netto- und dem Bruttoprinzip.

Unterschiede zeigen sich in Gebieten, in denen dezentrale Erzeugung in gewissem Umfang vorhanden ist (mittlere Spalte). Anders als beim Nettoprinzip mit **arbeitsbezogener** Schlüsselung wird hier vermieden, dass in Gebieten, in denen bereits Rückspeisungen auftreten, ungerechtfertigt hohe Reduktionen der «von oben», also aus den vorgelagerten Netzebenen zugewälzten Kosten entstehen.

Für die über die **Leistung** gewälzten Kostenanteile ist das Betragsnettoprinzip<sup>7</sup> wirkungsgleich mit dem Nettoprinzip, zumindest sofern die im Jahresverlauf auftretende Rückspeiseleistung dem Betrag nach kleiner ist als die Jahreshöchstbezugsleistung.

Ist dies der Fall, das heisst ist dezentrale Erzeugung in so grossem Umfang vorhanden, dass sie in den betroffenen Regionen Netzausbaubedarf in den vorgelagerten Netzebenen verursacht, so führt das Betragsnettoprinzip dazu, dass die Verbraucher in den betroffenen Regionen stärker an der lokalen/regionalen Netzkostenzunahme beteiligt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim Betragsnettoprinzip im Vergleich zum Nettoprinzip ein grösserer Teil der Kostenzunahmen in vorgelagerten Netzebenen in die nachgelagerten Netzebenen herabgewälzt wird und von den dortigen Verbrauchern zu tragen ist.

<sup>7</sup> Bei einer Wälzung nach Betragsnetto-Leistung würden in Erweiterung zu einer Wälzung nach Netto-Leistung nicht nur die tatsächlich aufgetretenen Leistungsflüsse in Richtung der jeweils nach- sondern auch etwaige Rückspeisungen in Richtung der vorgelagerten Netzebene betrachtet. Der betragsmässig höhere Wert würde dann als Schlüssel für die Wälzung herangezogen.

Diese Wirkungen einer Wälzung nach Betragsnettoprinzip können bei einer rein verbraucherseitigen Netzkostentragung als ungerechtfertigt angesehen werden. Sie könnten hingegen grundsätzlich angemessen sein, wenn (dezentrale) Erzeugungsanlagen an der Netzkostentragung beteiligt würden, also letztlich nur ein Teil der in die unteren Ebenen herabgewälzten Kosten von den dortigen Verbrauchern zu tragen wäre. Heute werden in der Schweiz aber keine Netzentgelte von Erzeugungsanlagenbetreibern erhoben. Die mögliche Einführung solcher Entgelte ist nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung und wird nach unserer Kenntnis aktuell auch nicht diskutiert. Wir halten es jedoch grundsätzlich nicht für abwegig, eine **Beteiligung von Erzeugern an der Netzkostentragung** in Betracht zu ziehen. Hierdurch könnten **Anreize** für eine aus Netzsicht günstige **Standortwahl** vermittelt werden. Zudem wäre eine Beteiligung von Erzeugern an der Netzkostentragung auch an sich vorteilhaft, um die oben ausgeführte ggf. als ungerechtfertigt angesehene verbraucherseitige Tragung von Netzausbaukosten in Gebieten mit deutlichen Erzeugungsüberschüssen zu vermeiden. Eine solche Beteiligung von Erzeugungsanlagen müsste nicht in Form periodisch zu zahlender, von der tatsächlichen Einspeisung abhängender Netzentgelte geschehen, sondern könnte z. B. auch durch einmalige Zahlungen bei Anschluss von Erzeugungsanlagen umgesetzt werden. So wird in Deutschland z. B. verschiedentlich über die Erhebung von Baukostenzuschüssen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen diskutiert, u. a. als mögliches Instrument zur Vermittlung von Standortsignalen [5].

In der Schweiz wäre hinsichtlich solcher Überlegungen zu eventuellen Netzkostenbeteiligungen durch die Erzeuger zu bedenken, dass dann ggf. die **Investitionsbeiträge** zur Förderung von EE-Anlagen angepasst werden müssten<sup>8</sup>.

## 6.6 Bidirektionale Kostenwälzung

### 6.6.1 Qualitative Wirkungen

Das Konzept einer „**bidirektionalen Kostenwälzung**“ soll Situationen mit hoher Durchdringung von Erzeugungsanlagen reflektieren, in denen der Netzausbau und damit die Netzkosten zumindest zum Teil erzeugungsgetrieben sind. Leistungsflüsse finden in solchen Situationen in grossem Umfang auch von den niedrigeren zu den höheren Netzebenen hin statt. Solche Konzepte zielen also auf die Situationen ab, die in der rechten Spalte des untenstehenden Bildes eingetragen sind.

Eine bidirektionale Wälzung soll in solchen Situationen dafür sorgen, dass ein Teil der lokalen **Netzkosten «nach oben» gewälzt** wird. So soll erreicht werden, dass erzeugungsbedingte Netzkostenanstiege nicht nur von den Verbrauchern in dem betroffenen Netz-/Tarifgebiet, sondern von einem grösseren Verbraucherkollektiv getragen werden. Verbraucher in stark vom Erzeugungszubau betroffenen Netzgebieten würden hierdurch entlastet.

---

<sup>8</sup> Und zwar so, dass die damit verbundenen Standortanreize dennoch weiterhin bei den Anlagenbetreibern ankommen würden.

Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA)			
Wirkung auf Flüsse zwischen Netzebenen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flüsse ausschließlich von „oben“ nach „unten“</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Reduktion</b> der „von oben“ bezogenen Arbeit</li> <li>Je nach Erzeugungscharakteristik (Leistungsnutzen) <b>Reduktion</b> der „von oben“ bezogenen <b>Höchstleistung</b></li> <li>Rückspeisungen treten auf</li> <li>Rückspeiseleistung aber geringer als Höchstbezugsleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reduktion der „von oben“ bezogenen Arbeit</li> <li>Je nach Erzeugungscharakteristik (Leistungsnutzen) Reduktion der „von oben“ bezogenen Höchstleistung</li> <li>Rückspeisungen treten auf</li> <li><b>Rückspeiseleistung größer als Höchstbezugsleistung</b></li> </ul>
Netzauslegung und Netzkosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netz-Höchstbelastung ausschließlich von Höchstbezugsleistung bestimmt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Höchstbelastung der Netze wird weiterhin von ggf. reduzierter Höchstbezugsleistung bestimmt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Höchstbelastung der Netze wird von Höchst-rückspeiseleistung bestimmt</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netzauslegung und Netzkosten rein lastdeterminiert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Netzauslegung und Netzkosten</b> weiterhin lastdeterminiert, aber <b>durch DEA ggf. leicht verringert</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Netzauslegung und Netzkosten nehmen DEA-bedingt zu</b></li> </ul>
bidirektionale Kostenwälzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>bei eindeutig gerichteten Flüssen von „oben“ nach „unten“ ist auch <b>bidirektionale Kostenwälzung wirkungsgleich zu Betragsnetto-, Netto- und Bruttoprinzip</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>etwaige <b>Reduktionen der Höchstbezugsleistung werden</b> berücksichtigt</li> <li>Rückspeisungen führen zur Wegwälzung von Kosten „nach oben“</li> <li>→ <b>Rechtfertigung hierfür fraglich, sofern Netzkosten noch nicht einspeisebedingt</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netzkosten(zuwächse) in DEA-Überschuss-Gebieten werden „nach oben“ gewälzt und von grösserem Verbraucherkollektiv getragen</li> <li>→ <b>Entlastung von Verbrauchern in DEA-dominierten Gebieten</b></li> <li>Wirkung geht in Richtung eines horizontalen Ausgleichs</li> </ul>

Bild 6.5 Wirkungen einer bidirektionalen Kostenwälzung in Abhängigkeit vom Umfang dezentraler Erzeugung

## 6.6.2 Quantitative Wirkungen

### Beispielhaftes Umsetzungsmodell

Konkrete Vorschläge für die Ausgestaltung einer bidirektionalen Kostenwälzung liegen nicht vor. Um dennoch die Wirkungen eines solchen Ansatzes quantitativ bewerten zu können, haben wir den nachfolgend skizzierten, aus unserer Sicht **plausiblen Implementierungsvorschlag** entwickelt. Dieser entspricht im Kern dem in einer Untersuchung für das deutsche Bundeswirtschaftsministerium entwickelten Ansatz [5]. Bei der Parametrierung dieses Ansatzes wurden hier allerdings Schweizer Verhältnisse abgebildet.

Der Ansatz weist als Kernelement einen Mechanismus der „**Aufwärtswälzung**“ von Netzkosten auf, der der Entgeltkalkulation vorangestellt wird. Die Entgeltkalkulation erfolgt anschliessend nach der gewohnten Methodik der abwärts gewandten Kostenwälzung.

Bei der Aufwärtswälzung, die in Bild 6.6 illustriert ist, werden die Netzkosten einer jeden Netzebene, beginnend bei der untersten Ebene (NE 7), im Verhältnis

- der Rückspeisungen in die überlagerte Ebene (im Bild  $RSP_7$  oder  $RSP_6$ ) zu
- der Stromentnahme durch Letztverbraucher (im Bild  $V_7$  oder  $V_6$ ) und ggf. unterlagerte Ebenen

aufgeteilt. Der auf die Rückspeisungen entfallende Teil der Kosten (im Bild  $K_{7aufw}$ ) wird in die überlagerte Ebene „heraufgewälzt“ und dort den Netzkosten zugeschlagen. Anschliessend wird mit den Netzkosten dieser Ebene (im Bild  $K_{NE6}$ ) einschliesslich heraufgewälzter Kosten (im Bild  $K_{7aufw}$ ) und aller weiteren überlagerten Ebenen analog verfahren, bis sich ein Betrag ergibt, der zur Netzebene 1 heraufgewälzt

wird. Mit diesem Schritt endet die Aufwärtswälzung. Die in die Netzebene 1 heraufgewälzten Kosten gehen in die wälzungsrelevanten Kosten des Übertragungsnetzbetreibers ein und werden auf diese Weise landesweit sozialisiert.

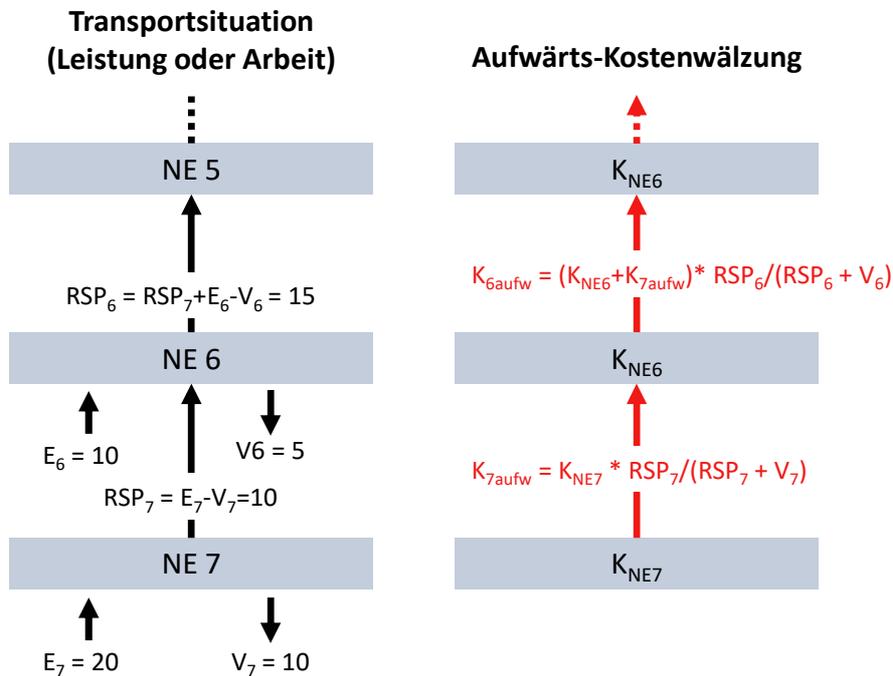


Bild 6.6 Illustration der Kosten-Aufwärtswälzung und der dabei herangezogenen Verbrauchs- und Einspeisewerte je Netzebene

Hieran schliesst nun die **abwärts gerichtete Kostenwälzung** an, die nach den bekannten Prinzipien abläuft, wobei nun jedoch für jede Netzebene die Netzkosten berücksichtigt werden, die sich nach Durchführung der Aufwärtswälzung ergeben haben.

Für die Grössen zur Schlüsselung der Kosten im Rahmen der Aufwärtswälzung können grundsätzlich Leistungs- oder Arbeitswerte herangezogen werden. Mit Blick auf die Kostenverursachung erscheinen die Leistungswerte (d. h. hier die kollektiven Höchstbelastungen in Versorgungs- bzw. Rückspeisungsrichtung) relevanter.

### Auswirkungen auf Netzentgelte je Netzebene

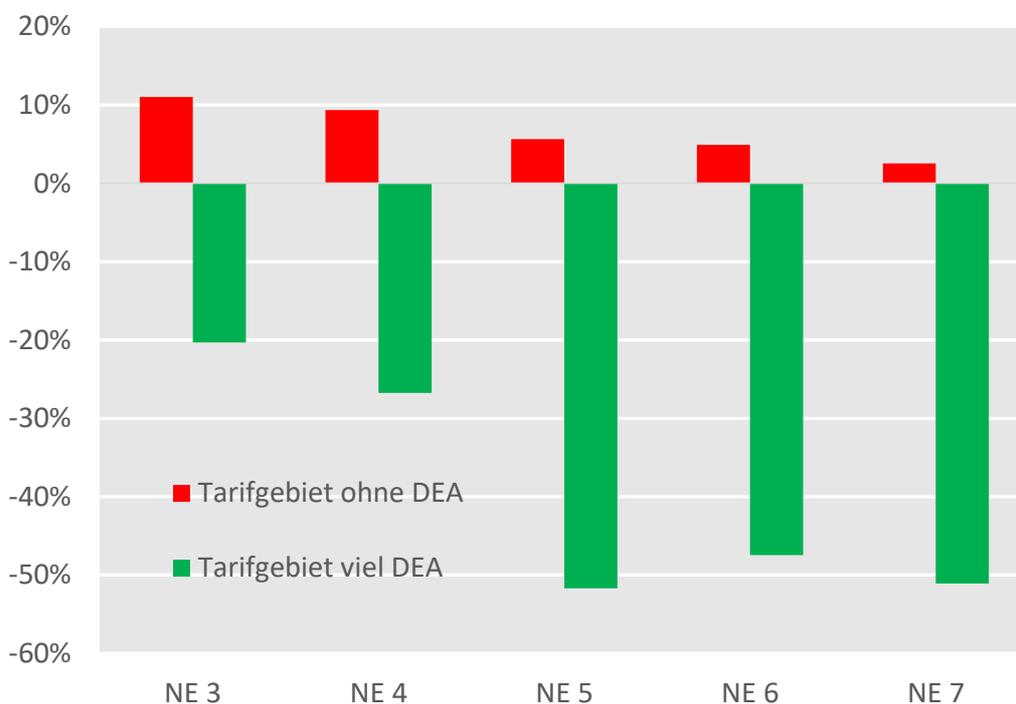
Die quantitative Analyse erfolgt beispielhaft für zwei Fälle:

- **Fall 1**, der heute oder in näherer Zukunft vielfach vorkommen kann: Es wird angenommen, dass **dezentrale Erzeugung lediglich in einzelnen Tarifgebieten** der Schweiz so konzentriert installiert ist, dass Rückspeisungen auftreten. Die bidirektionale Kostenwälzung hat in diesem Fall zwar in den betroffenen Gebieten eine Wirkung; insgesamt werden jedoch nur relativ geringe Kosten in die Netzebene 1 heraufgewälzt, so dass bezogen auf die gesamte Schweiz vergleichsweise geringe Umverteilungswirkungen zu erwarten sind.
- **Fall 2**, der orientiert ist an den EE-Zielen für 2035: Hier wird im Sinne einer oberen Abschätzung angenommen, dass sich **dezentrale Erzeugung in etwa der Hälfte der Tarifgebiete** der Schweiz

konzentriert und somit in vglw. vielen Gebieten Rückspeisungen auftreten<sup>9</sup>. In diesem Fall sind bei einer bidirektionalen Kostenwälzung erhebliche Umverteilungswirkungen zu erwarten.

Um für diese Fälle die Aufwärtswälzung zu simulieren, wurden aufbauend auf den auch für die Kostentreiberanalyse verwendeten Daten für die Gesamtheit der Schweizer Netze realitätsnahe Angaben für die Netzkosten und die erforderlichen Schlüsselungsgrößen je Ebene hergeleitet. So können sowohl die lokalen als auch die überregionalen Wirkungen dieses Mechanismus nachgebildet werden. Diese Analyse ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten bezüglich der Eingangsdaten behaftet und kann daher nur eine grobe Indikation der möglichen Auswirkungen einer bidirektionalen Kostenwälzung liefern.

Als Ergebnis der Analysen für **Fall 1** ist in Bild 6.7 die **prozentuale Veränderung der Netzentgelte** bei bidirektionaler im Vergleich zu unidirektionaler Kostenwälzung für alle Verteilnetzebenen dargestellt, und zwar einerseits für Verbraucher in Gebieten mit Erzeugungsüberschüssen (Tarifgebiet viel DEA) und andererseits für Verbraucher in Gebieten ohne Erzeugung (Tarifgebiet ohne DEA).



*Bild 6.7 Prozentuale Veränderung der Netzentgelte bei bidirektionaler gegenüber unidirektionaler Kostenwälzung in Fällen, in denen dezentrale Erzeugung lediglich in einzelnen Tarifgebieten der Schweiz so konzentriert ist, dass Rückspeisungen auftreten*

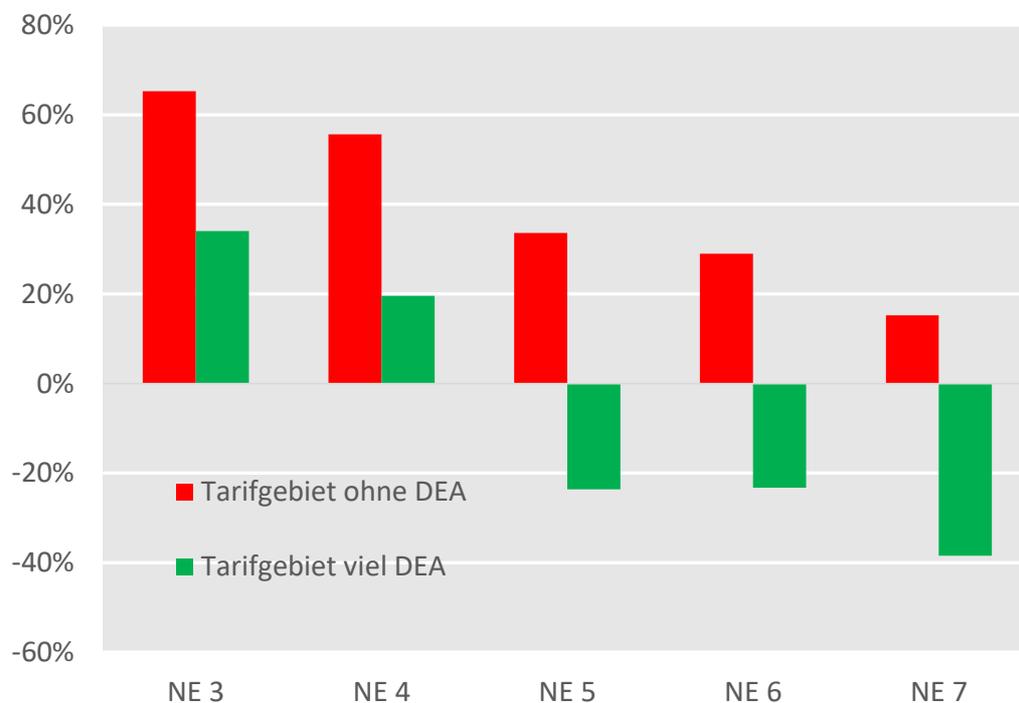
Die bidirektionale Kostenwälzung führt hier zu teilweise erheblichen Änderungen der Entgelt-niveaus in der erwartungsgemässen Wirkrichtung. Es wird die gewünschte **Entlastung** der Verbraucher in Gebieten mit viel DEA erreicht. Hier wird ein erheblicher Teil der Netzkosten in überlagerte Ebenen «weggewälzt». Zahl und Umfang dieser Gebiete sind im Vergleich zu den Gebieten ohne Erzeugung gering, was erklärt, dass die Belastung der Verbraucher in Gebieten ohne Erzeugungsanlagen hier vergleichsweise moderat ausfällt. Es findet also die intendierte Umverteilung in der Weise statt, dass Verbraucher

<sup>9</sup> Auf welchem Teil der Fläche der Schweiz sich in Zukunft dezentrale Erzeugung im Wesentlichen konzentrieren, kann grundsätzlich kaum seriös beziffert werden. In [7] wurde für den Konzentrationsgrad ein Wert von 30 %, u. a. basierend auf Erfahrungen aus anderen Ländern angesetzt. Ausgehend hiervon kann der für die nachfolgenden Betrachtungen gewählte Wert von 50 % als obere Abschätzung angesehen werden.

in stark von Erzeugung durchdrungenen Gebieten entlastet und in den übrigen Gebieten mit wenig Erzeugung stärker belastet werden.

Wenn also zu erwarten wäre, dass auch künftig nur in einigen wenigen Tarifgebieten erhebliche Erzeugungsüberschüsse und lokale erzeugungsbedingte Netzkostenzuwächse auftreten, könnte eine bidirektionale Wälzung ein plausibler Ansatz sein, um die bei dem heutigen Wälzungsprinzip zu erwartende u. U. erhebliche Mehrbelastung der Verbraucher in den vom Erzeugungszubau stark betroffenen Gebieten zu vermeiden und stattdessen die (Mehr-)kosten auf eine grössere Verbrauchergesamtheit umzulegen.

Eine genauere Betrachtung des obigen Bildes zeigt, dass die entlastende Wirkung der bidirektionalen Kostenwälzung in den unteren Netzebenen grösser ausfällt als in den oberen Netzebenen. Dieser Effekt verstärkt sich in dem Masse, wie Zahl und Umfang der Tarifgebiete mit Erzeugungsüberschüssen zunehmen. Hierzu ist in Bild 6.8 die prozentuale Veränderung der Netzentgelte bei bidirektionaler gegenüber unidirektionaler Kostenwälzung für **Fall 2** dargestellt, in dem unterstellt wird, dass Erzeugungsüberschüsse in ca. der Hälfte der Tarifgebiete auftreten.



*Bild 6.8 Prozentuale Veränderung der Netzentgelte bei bidirektionaler gegenüber unidirektionaler Kostenwälzung in Fällen, in denen dezentrale Erzeugung in einem grossen Teil der Schweiz (hier mit 50 % angenommen) so konzentriert ist, dass Rückspeisungen auftreten*

In diesem Fall zeigt sich zwar in den unteren Netzebenen (NE 7 bis NE 5) weiterhin die intendierte Entlastung der Verbraucher in Gebieten mit viel dezentraler Erzeugung. In den höheren Netzebenen (NE 3 und NE 4) tritt jedoch eine erhebliche **Mehrbelastung** auf. Dies ist dadurch zu erklären, dass diese Ebene zwar im Umfang dort auftretender Rückspeisungen in das Übertragungsnetz entlastet, zugleich aber durch die Aufwärtswälzung aus den unterlagerten Ebenen und durch die anschliessende Abwärtswälzung der der Netzebene 1 zugewälzten Kosten stärker belastet wird. Die Kosten sammeln sich in den oberen Verteilnetzebenen.

Langfristig ist davon auszugehen, dass zunehmend Tarifgebiete mit Erzeugungsüberschüssen entstehen können, sich die Realität also dem Fall 2 annähern könnte. Dies würde bei Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung erhebliche **Verteilungswirkungen** zulasten von Industrie- und anderen Verbrauchern mit Anschluss in der Netzebene 3 und 4 bedeuten. Angesichts dieser Verteilungswirkungen sollte diese Gestaltungsoption nicht ohne eine **weitere vertiefende Untersuchung** vor allem zu Zahl

und Umfang der Tarifgebiete, in denen tatsächlich solche Erzeugungsüberschüsse zu erwarten sind, und einer Abwägung ihrer Wirkungen und des Umsetzungsaufwands in Betracht gezogen werden.

Die bidirektionale Kostenwälzung wäre einerseits grundsätzlich in der Lage, die Lastflussverhältnisse bei der Kostenallokation zwischen den Netzebenen deutlich realitätsnäher abzubilden als die heutige Top-down-Kostenwälzung. Andererseits ist u. a. zu berücksichtigen, dass

- bei einer Fokussierung auf die jährliche Höchstleistung der Rückspeisungen einzelne Leistungsspitzen erhebliche Auswirkungen auf die **Stabilität der Kostenallokation** haben können,
- Rückspeisungen nicht allein durch dargebotsabhängige EE-Anlagen, sondern durch die Gesamtheit aller dezentralen Einspeisungen bedingt werden und gerade im Bereich der steuerbaren Erzeugungsanlagen einzelne **Einsatzentscheidungen** grosse Auswirkungen auf die Rückspeiseleistung haben können, und
- der Übergang auf ein bidirektionales Kostenwälzungskonzept ganz grundsätzlich erheblichen **Umstellungsaufwand** bewirkt; insbesondere müsste hier der neuartige Prozessschritt der Aufwärtswälzung implementiert werden.

### Alternative: Horizontaler Kostenausgleich

Als **alternative Lösungsansätze** zur Dämpfung speziell der durch den EE-Ausbau bedingten regionalen Kostenallokationseffekte können **Mechanismen der horizontalen Kostenwälzung** dienen. Hierzu wäre für einen Teil der Netzkosten explizit ein horizontaler Ausgleichsmechanismus vorzusehen. Die wesentliche Herausforderung besteht hierbei darin, die Kosten abzugrenzen, die einem solchen Ausgleich zugeführt werden sollen.

Kostenelemente im Verteilnetz, die in einem relativ klaren Zusammenhang mit dem EE-Ausbau stehen und mit Blick auf eine horizontale Wälzung gut abgrenzbar sind, sind v. a. etwaige Kosten des Engpassmanagements. Netzausbaukosten durch die Integration von Erzeugungsanlagen sind hingegen nicht eindeutig abgrenzbar, da Netzausbaubedarf oftmals nicht allein hierdurch verursacht wird. Sie können deshalb vielfach nur grob abgeschätzt werden, etwa mittels analytischer Kostenmodelle. Eine eindeutige **Abgrenzung der EE-bedingten Netzausbaukosten** wäre auch nicht dadurch zu erreichen, dass die tatsächlich anfallenden Einzelmassnahmen unterschiedlichen Treibern zugeordnet werden, da Netzausbaumassnahmen oft unterschiedlichen Zwecken gleichzeitig dienen, z. B. der EE-Integration, der Netzumstrukturierung und der Erneuerung alter Betriebsmittel.

Eine Abschätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten mittels analytischer Kostenmodelle wäre in der Weise vorstellbar, dass die installierte EE-Leistung je Ebene eines Netzes mit einem vorgegebenen Kostenfaktor pro kW Erzeugungsleistung bewertet wird, der nach Netzebenen und Erzeugungstechnologien differenziert ist und netzbetreiberunabhängig unter Anwendung von Modellnetzanalysen bestimmt wird. Eine solche Vorgehensweise hätte Ähnlichkeiten mit der Methodik für die Kostentreiberanalyse (siehe Abschnitt 2.5). Die Methodik und Ergebnisse weisen allerdings zwangsläufig Unschärfen auf und könnten Anlass für Diskussionen über die Angemessenheit der Umverteilung geben. Eine vertiefende Betrachtung solcher horizontalen Ausgleichsansätze ist aber nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Weitergehende Überlegungen hierzu finden sich in [5].

Falls ein Kostenausgleich dieser Art in Betracht gezogen wird, würde sich jedenfalls die Frage stellen, ob dieser mit der heute bereits bestehenden Möglichkeit, die in *Einzelfällen* durch die Netzintegration von Erzeugungsanlagen entstehenden Kosten über die Swissgrid zu sozialisieren, vereinbar wäre. Vermutlich wäre es angesichts der Überlappung dieser beiden Ansätze und der damit verbundenen Komplexität hinsichtlich der Kostenbehandlung sinnvoll, den bestehenden Ansatz dann abzuschaffen.

## 6.7 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die in den nächsten Jahren und Jahrzehnten absehbare Zunahme der **dezentralen Erzeugung** führt dazu, dass die traditionelle Struktur des Stromtransports von den oberen zu den unteren Netzebenen

zunehmend durch Einspeisungen in die unteren Ebenen und Rücktransporte von dort in die oberen Ebenen aufgeweicht wird. Zudem können in Gebieten mit sehr hohen Durchdringungen dezentraler Erzeugung Netzausbauerfordernisse entstehen und hierdurch die Netzkosten ansteigen. Um in Anbetracht dieser Entwicklungen weiterhin eine sachgerechte und faire Kostenallokation zu erreichen, sind **Anpassungen der Methodik für die Kostenwälzung** von den oberen zu den unteren Netzebenen anzuraten.

Der bereits mit der **Revision des StromVG vorgeschlagene Übergang von einem Bruttoarbeitsauf ein Betragsnettoarbeits-Prinzip** bei der Kostenwälzung erscheint insbesondere unter der Prämisse sinnvoll, dass der über die Arbeit gewälzte Kostenanteil – wie ebenfalls vorgesehen – eher klein ist. Hiermit wird in Gebieten mit gewissen, aber im Vergleich zum Verbrauch eher geringen dezentralen Einspeisungen eine moderate Reduktion der aus den vorgelagerten Netzebenen herabgewälzten Kosten erreicht. Durch den Zusatz der Betragsbildung wird gleichzeitig vermieden, dass in Gebieten, in denen dezentrale Erzeugung in grösserem Umfang vorhanden ist und hierdurch Rückspeisungen auftreten, die Zuwälzung von Kosten aus den vorgelagerten Netzebenen in ungerechtfertigt starkem Ausmass reduziert wird, wie es beim Nettoprinzip der Fall sein kann.

Der über die Leistung gewälzte Teil der Netzkosten wird bereits derzeit anhand der Netto-Leistung gewälzt. Für die über die Leistung gewälzten Kostenanteile ist das Betragsnettoprinzip wirkungsgleich mit dem Nettoprinzip, zumindest sofern die im Jahresverlauf auftretende Rückspeiseleistung dem Betrag nach kleiner ist als die Jahreshöchstbezugsleistung. Ist dies der Fall, das heisst ist dezentrale Erzeugung in so grossem Umfang vorhanden, dass sie in den betroffenen Regionen Netzausbaubedarf in den vorgelagerten Netzebenen verursacht, so führt das Betragsnettoprinzip dazu, dass die Verbraucher in den betroffenen Regionen stärker an der lokalen/regionalen Netzkostenzunahme beteiligt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim Betragsnettoprinzip im Vergleich zum Nettoprinzip ein grösserer Teil der Kostenzunahmen in vorgelagerten Netzebenen in die nachgelagerten Netzebenen herabgewälzt wird und von den dortigen Verbrauchern zu tragen ist.

Sofern zu erwarten ist, dass künftig – voraussichtlich eher langfristig – in einigen Tarifgebieten **dezentrale Erzeugung in so grossem Umfang** errichtet wird, dass die dortigen Netze hierfür ausgebaut werden müssen und in der Folge in diesen Gebieten die Netzkosten erheblich zunehmen, so sind **weitergehende Anpassungen der Wälzungsprinzipien** zu erwägen. Grund hierfür ist, dass bei einer Top-Down-Wälzung – unabhängig davon, ob diese nach Brutto-, Netto- oder Betragsnettoprinzip erfolgt – die lokalen netzseitigen Mehrkosten ausschliesslich lokal von den dort angeschlossenen Verbrauchern zu tragen sind. Dies wäre mit Blick auf das Ziel einer fairen Verteilung der mit dem (politisch gewünschten) Ausbau der dezentralen Erzeugung verbundenen Netzkostenzunahmen nur in begrenztem Mass als vertretbar anzusehen. Derartige Ausbaukosten können allerdings in der Schweiz schon heute teilweise über die Swissgrid sozialisiert werden (hierzu besteht ein Wahlrecht der Netzbetreiber bei Netzverstärkungen).

Ein auf solche Situationen abzielender Ansatz einer **bidirektionalen Kostenwälzung** kann, wie die quantitativen Analysen zeigen, zu erheblichen Verteilungswirkungen zulasten von Industrie- und anderen Verbrauchern mit Anschluss in der Netzebene 3 und 4 führen. Daher sollte diese Gestaltungsoption nur unter dem Vorbehalt einer **weiteren vertiefenden Untersuchung** in Betracht gezogen werden. Als weitere Lösungsansätze könnten – alternativ oder ergänzend zu dem bestehenden Wahlrecht der Sozialisierung – auch **Mechanismen der horizontalen Kostenwälzung**, d. h. eines regionsübergreifenden Kostenausgleichs, näher betrachtet werden. Zudem könnte auch eine Beteiligung von Erzeugungsanlagenbetreibern an der Netzkostentragung – beispielsweise über einmalige Zahlungen beim Anschluss von Anlagen an das Netz – zum Ausgleich etwaiger regionaler Mehrbelastungen der Verbraucher beitragen.

## 7 Literatur / Quellen

- [1] *Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2019)*
- [2] *Consentec; Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze im Auftrag des BFE; März 2010*
- [3] *ENTSO-E; Discover the TYNDP, Europe's Network Development Plan to 2025, 2030 and 2040 <https://tyndp.entsoe.eu/>*
- [4] *Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE; Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung; Abschlussbericht zur Studie im Auftrag der Agora Energiewende; November 2018*
- [5] *Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende; Abschlussbericht zur Studie im Auftrag des deutschen BMWi; August 2018*
- [6] *Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung; Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; Abschlussberichte in verschiedenen Modulen zur Studie im Auftrag des deutschen BMWi; September 2017*
- [7] *Consentec; Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze im Auftrag des BFE; März 2017*
- [8] *Consentec; Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf die Verteilungsnetze der Schweiz; Abschlussbericht zu einer Studie im Auftrag des Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE); 24.04.2012*
- [9] *Consentec; Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf die Verteilungsnetze der Schweiz; Abschlussbericht zu einer Studie im Auftrag des Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE); 24.04.2012*
- [10] *Consentec; Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität; Abschlussbericht zu einer Studie im Auftrag Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); September 2019*
- [11] *Consentec: Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität. Gutachten für die Deutsche Energie-Agentur (dena), Juli 2019*
- [12] *E-Bridge Consulting, ZEW, TU Clausthal: Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018*
- [13] *Dorendorf, St.; et al.; Kemnitz, D.; Linke, C.; Niemeyer, M.; E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende; Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69. Jg. (2019), Heft 9, S. 46 ff.*
- [14] *Christos Kolokathis; Michael Hogan; Andreas Jahn; Cleaner, Smarter, Cheaper: Network tariff design for a smart future; Veröffentlichung, The Regulatory Assistance Project (RAP), Brüssel, Jan. 2018*

- [15] Hirth, L.; Schlecht, I.; Maurer, C.; Tersteegen, B.; *Strategisches Bieten in Flex-Märkten; Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69. Jg. (2019), Heft 6, S. 52 ff.
- [16] Hirth, L.; Schlecht, I.; Maurer, C.; Tersteegen, B.; *Strategisches Bieten in Flex-Märkten; Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69. Jg. (2019), Heft 6, S. 52 ff.
- [17] *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*
- [18] *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU*
- [19] Directorate-General for Energy (European Commission); Clean energy for all Europeans; 26.07.2019
- [20] BFE (2019). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html>.
- [21] ElCom (2018). Dokumentation zur Sunshine-Regulierung. Vorgehensweise und Berechnungen. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/dokumentationzur-sunshine-regulierung.pdf.download.pdf/Dokumentation%20zur%20Sunshine-Regulierung.pdf>.
- [22] VSE (2018). Branchenempfehlung: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz 2018. <https://www.strom.ch/de/media/8239/download>.
- [23] ElCom (2020). Tätigkeitsbericht der ElCom 2019. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf.download.pdf/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ElCom%202019.pdf>.
- [24] Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG). <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20042411/index.html>.
- [25] Entwurf zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (rev. StromVG) zur Vernehmlassung von 2018. <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/54043.pdf>.
- [26] VSE (2014). Distribution Code Schweiz (DC-CH). Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes. <https://www.strom.ch/de/media/8164/download>.
- [27] Stromversorgungsverordnung (StromVV). <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20071266/index.html>.
- [28] VSE (2019). Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz. Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz. <https://www.strom.ch/de/media/9346/download>.
- [29] Energiegesetz (EnG). <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20121295/index.html>.

- [30] swissgrid (2013). Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz. Grundlagen zur Netznutzung im Übertragungsnetz der Schweiz. <https://www.strom.ch/de/media/8146/download>.
- [31] Schweizerische Eidgenossenschaft (2018). Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage «Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicher-reserve und Modernisierung der Netzregulierung)». <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/54044.pdf>.
- [32] ElCom (2019). Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energielieferterminen. [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen\\_2018/Fragen%20und%20Antworten%20zu%20neuartigen%20und%20dynamischen%20Netznutzungs%20und%20Energieliefertarifen.pdf.download.pdf/Fragen%20und%20Antworten%20zu%20neuartigen%20und%20dynamischen%20Netznutzungs-%20und%20Ene....pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen_2018/Fragen%20und%20Antworten%20zu%20neuartigen%20und%20dynamischen%20Netznutzungs%20und%20Energieliefertarifen.pdf.download.pdf/Fragen%20und%20Antworten%20zu%20neuartigen%20und%20dynamischen%20Netznutzungs-%20und%20Ene....pdf)
- [33] ElCom (2019). Wegleitung zum Erhebungsbogen «Kostenrechnung für die Tarife 2020» für Verteilnetzbetreiber. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/ElCom%20Wegleitung%20Kostenrechnung%202020.pdf.download.pdf/ElCom%20Wegleitung%20Kostenrechnung%202020.pdf>.
- [34] Energieverordnung (EnV). <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20162945/index.html>.
- [35] ElCom (2019). Newsletter 9/2019 der ElCom. [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/newsletter\\_2019/Newsletter%2009-2019.pdf.download.pdf/Newsletter%2009-2019.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/newsletter_2019/Newsletter%2009-2019.pdf.download.pdf/Newsletter%2009-2019.pdf).
- [36] BFE (2017). Wichtigste Neuerungen im Energierecht ab 2018. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/50166.pdf>.
- [37] BFE (2020). Faktenblatt 2 Revision Energiegesetz (EnG). <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/60799.pdf>.
- [38] ElCom (2020b). Praxismodell Eigenverbrauch, Mitteilung 13.07.2020 [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen\\_2020/praxismodelleigenverbrauch.pdf.download.pdf/Praxismodell%20Eigenverbrauch.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen_2020/praxismodelleigenverbrauch.pdf.download.pdf/Praxismodell%20Eigenverbrauch.pdf)
- [39] UVEK (2019). Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicher-reserve und Modernisierung der Netzregulierung) Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung. September 2019
- [40] Code de l'énergie Chapitre V : L'autoconsommation (Articles L315-1 à L315-8). Oktober 2020.
- [41] CRE (2019). Délibération n° 2019-215 du 26 septembre 2019 de la Commission de régulation de l'énergie portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective. NOR: CRER1932025X
- [42] CRE (2018). Délibération N°2018-115. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification

de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

- [43] Enedis (2019). Modèle de convention Enedis / « Personne Morale Organisatrice » relative à la mise en oeuvre d'une opération d'autoconsommation collective. Enedis-FOR-CF\_01E. V3.0. [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF\\_01E.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF_01E.pdf)
- [44] Ofgem (2015). Regional differences in network charges. [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/10/reg\\_charges\\_final\\_master\\_version\\_23\\_october\\_2015.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/10/reg_charges_final_master_version_23_october_2015.pdf).
- [45] Distribution and Connection Use of System Agreement (DCUSA). <https://www.dcusa.co.uk/dcusa-document/>.
- [46] Cluzel, C., & Standen, E. (2013). Customer-Led Network Revolution Commercial Arrangements Study-Review of existing commercial arrangements and emerging best practice. CLNR-L032, Customer-Led Network Revolution, Northern Powergrid (Northeast) Limited, Northern Powergrid (Yorkshire) Plc, Durham University. [http://www.element-energy.co.uk/wordpress/wp-content/uploads/2013/07/CLNR-Commercial-Arrangements-Study\\_2013.pdf](http://www.element-energy.co.uk/wordpress/wp-content/uploads/2013/07/CLNR-Commercial-Arrangements-Study_2013.pdf).
- [47] Scottish & Southern Electricity Networks (o. J.). How are DUoS charges calculated? – Overview. <https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>.
- [48] Grimm, V.; Zöttel, G.; Rückel, B. & Sölch, C. (2015). Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission. [https://www.encn.de/fileadmin/user\\_upload/gutachten\\_regionale-preiskomponenten07.10.15.pdf](https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/gutachten_regionale-preiskomponenten07.10.15.pdf).
- [49] Connection and Use of System (CUSC). <https://www.nationalgrideso.com/document/141131/download>.
- [50] Tennback, B.; Jenssen, A.; Wikum, M.; Hentschel, J. & Magnus, E. (2019). Review of the Swedish transmission grid tariff model. Commissioned by Svenska kraftnät. <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/tariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>.
- [51] Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2015). Distributed generation: opportunities for distribution network operators, wider society and generators. <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/255364/cwpe1505.pdf?sequence=1>.
- [52] Jeddi, S., & Sitzmann, A. (2019). Netzentgeltssystematik in Deutschland–Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 43(4), 245-267.
- [53] Marktstammregister (2020). Öffentliche Marktakteursübersicht. (Filtern nach «MaStR-Nr. startet mit 'snb'» und «Tätigkeitsstatus entspricht aktiv».) <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>.
- [54] BFE (2020). Community energy network with prosumer focus. Quartierstrom (Proposal entitled: "PowerID"). Final report dated 28 July 2020
- [55] DSV (2019). Positionspapier zum Strommarktdesign (Revision StromVG). 5. April 2019. [https://www.vese.ch/wp-content/uploads/190405\\_Positionspapier.pdf](https://www.vese.ch/wp-content/uploads/190405_Positionspapier.pdf).

- [56] <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=49972>
- [57] Trinkner, Urs (2019). Marktnahe Anreize für mehr lokale Stromproduktion, Die Volkswirtschaft 10/2019, 62-64

## A EU-Rechtsrahmen

### A.1 Einführung

Regelungen zur Gestaltung der Strom- und Netztarife sind in der EU überwiegend der nationalen Gesetzgebung vorbehalten; der unionsweite Rechtsrahmen sieht hierzu in erster Linie Vorgaben zu den zu beachtenden Zielen vor, und nur punktuell konkrete Gestaltungsvorgaben. Relevante Regelungen zu diesem Themenkomplex finden sich in der **Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2019/943** [17] und der **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019/944** [18]. Bild A.1 gibt einen Überblick über diese Regelungen.

<p>Tarife für Netznutzung &amp; Netzzugang</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geregelt in <b>Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (Art. 18)</b></li> <li>▪ Netzentgelte orientieren sich an den Zielen Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und Effizienz</li> <li>▪ Netzentgelte dürfen nicht entfernungsabhängig sein</li> <li>▪ Die Festlegung bzw. Genehmigung der Netztarife obliegt der Regulierungsbehörde (Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie Art. 59 (1))</li> </ul>
<p>Stromtarife</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geregelt in <b>Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Art. 5)</b></li> <li>▪ Preisbildung auf Grundlage von Angebot und Nachfrage</li> <li>▪ Staatliches Eingreifen in den Strompreis ist nicht erwünscht, Wettbewerb soll aber durchaus gefördert werden</li> <li>▪ Dynamische Stromtarife müssen ermöglicht werden (Art. 11)</li> <li>▪ Die Grundversorgung muss gewährleistet sein</li> </ul>
<p>Bürgerenergie- gemeinschaften</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geregelt in <b>Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Art. 16)</b></li> <li>▪ Nicht-kommerzielle Rechtsperson die in Erzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein kann</li> <li>▪ Mitgliedsstaat kann die Erlaubnis zum Betrieb eines Verteilernetzes erteilen</li> </ul>

*Bild A.1 Überblick über hier relevante Regelungen im EU-Rechtsrahmen*

Rahmenbedingungen für die Gestaltung von Netznutzungs- und Netzzugangstarifen finden sich dabei hauptsächlich in Artikel 18 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Dieser schreibt unter anderem die Orientierung der Netzentgelte an den Zielen Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und Effizienz vor und untersagt entfernungsabhängige Netzentgelte. Weiterhin wird in Artikel 59 Abs. 1 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie die Verantwortung für die Festlegung bzw. Genehmigung der Netztarife der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde zugeschrieben.

Regelungen zur Festlegung von Stromtarifen finden sich hingegen in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, insbesondere in Artikel 5, wonach sich Preise auf Grundlage von Angebot und Nachfrage bilden sollen. Ein staatliches Eingreifen in den Strompreis ist demnach nicht erwünscht. Die Regulierungsbehörden sind jedoch aufgefordert, den nationalen Wettbewerb zu fördern. Darüber hinaus muss die Regulierung der Strompreise gemäss Artikel 27 Abs. 1 sicherstellen, dass die Grundversorgung gewährleistet ist. Ergänzend zu den allgemeinen Regelungen zur Stromtarifierung wurden mit dem Clean Energy Package (CEP) [19] auch Regelungen zum Umgang mit dynamischen Stromtarifen eingeführt (siehe Artikel 11). Bestimmungen zur dezentralen Erzeugung in Form von Bürgerenergiegemeinschaften finden sich in Artikel 16.

## A.2 Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze

Die Tarifierung der Stromnetze ist auf europäischer Ebene in **Artikel 18 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung** geregelt. Einen Überblick darüber gibt Tabelle A.1. Die Verordnung benennt Kostenorientierung, Transparenz und Flexibilität als wesentliche Ziele der Netztarifierung. Des Weiteren untersagt sie entfernungsabhängige Tarife. Diese Regelung ist an keine Bedingung geknüpft, so dass davon auszugehen ist, dass sie unabhängig von der Frage gilt, ob entfernungsabhängige Tarife dem allgemeinen Effizienzziel zutragen würden oder nicht. Netzsicherheit und Diskriminierungsfreiheit müssen durch die Gestaltung der Netztarife gewährleistet sein. Überdies wird darauf hingewiesen, dass die Netzentgelte unabhängig von damit nicht zusammenhängenden politischen Zielen sein müssen (Art. 18(1)).

Absatz	Inhalt	Erst seit Clean Energy Package	Kommentar
(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zielvorgaben für Netzentgelte: Kostenorientierung, Transparenz, Flexibilität</li> <li>Netzsicherheit und Diskriminierungsfreiheit müssen gewährleistet sein</li> <li>Entgelte dürfen nicht entfernungsabhängig sein</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> <li>Nein</li> <li>Nein</li> </ul>	Priorität ggü. (2) nicht klar geregelt
(2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ziele der Tarifmethode: Effizienz, Marktintegration und Versorgungssicherheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>	Priorität ggü. (1) nicht klar geregelt
(3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarife reflektieren Netzverluste, Engpässe und Infrastrukturkosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>	
(5)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netzzugangsentgelte sind unabhängig von etwaigen Entgelten für Netzengpassmanagement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>	
(6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine gesonderten Entgelte für Einzeltransaktionen über Handelszonen hinweg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>	
(7)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>	
(8)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verteilungstarife müssen Netzeffizienz fördern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>	

Tabelle A.1 Übersicht der Inhalte von Artikel 18 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung

Durch kostenbasierte Tarifmethoden sollen die Ziele der Effizienz, Marktintegration und Versorgungssicherheit verfolgt werden. Ebenso wie die im vorigen Absatz genannten Zielvorgaben wurden auch diese erst im Zuge des CEP ergänzt (Art. 18(2)).

Bereits vor der Neuerung enthalten waren die Regelungen in den Absätzen 3 bis 6. Zusammengefasst legen sie fest, dass Netzverluste, Engpässe und Infrastrukturkosten in den Netztarifen abgebildet sein müssen. Entgelte für das Netzengpassmanagement<sup>10</sup> sind hiervon aber unabhängig, und für Einzeltransaktionen über Handelszonen hinweg werden keine Entgelte erhoben (Art. 18(3), (5)-(6)).

Bezogen auf die Verteilernetze muss sich die Tarifierung an den Kosten der Netzbetreiber orientieren. Gleichzeitig soll für die Verteilnetzbetreiber ein Anreiz geschaffen werden, ihre Netze möglichst effizient

<sup>10</sup> Hierbei handelt es sich um ein kostenorientiertes Entgelt für die Nichtnutzung erworbener Kapazitäten: "Die finanziellen Folgen, die sich daraus ergeben, dass die mit der Kapazitätsvergabe verbundenen Verpflichtungen nicht eingehalten werden, werden den ÜNB oder NEMO angelastet, die dafür verantwortlich sind. Nutzen Marktteilnehmer die Kapazität, zu deren Nutzung sie sich verpflichtet haben, nicht, oder handeln sie diese Kapazität im Fall einer durch eine explizite Auktion erworbenen Kapazität nicht auf sekundärer Basis oder geben sie die Kapazität nicht rechtzeitig zurück, so verlieren diese Marktteilnehmer ihren Anspruch auf diese Kapazität und zahlen ein kostenorientiertes Entgelt. [...]" (Art. 16(12))

zu betreiben und auszubauen. Zeitvariable Tarife für Übertragungs- und Verteilernetze sind, sofern technisch möglich, in Betracht zu ziehen (Art. 18(7)-(8)).

### A.3 Stromtarifizierung

Die Festlegung der Strompreise ist in den **Artikeln 5 und 11 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** geregelt. Grundsätzlich obliegt die Preisbestimmung allein den Versorgern. Ein Eingreifen durch die Mitgliedstaaten ist nur insoweit legitim (und erwünscht), wie hierdurch ein wirksamer Wettbewerb sowie eine Grundversorgung (siehe Art. 27) der Haushalte sichergestellt und von Energiearmut betroffene und schutzbedürftige Haushaltskunden unterstützt werden. Eingriffe durch die Mitgliedstaaten sollten sich im Grundsatz auf sozialpolitische Massnahmen beschränken (Art. 5(1)-(2)).

Artikel (Abs.)	Inhalt	Erst seit Clean Energy Package
5(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>MS sorgen für wirksamen Wettbewerb zwischen den Versorgern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
5(2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>MS sorgen für Schutz der von Energiearmut betroffenen und der schutzbedürftigen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
5(3), (6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nur in Ausnahmefällen sind Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise erlaubt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
5(8)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eingriffe gemäß Art. 5 (3) und (6) müssen der Kommission innerhalb eines Monats mitgeteilt werden und dürfen sofort angewendet werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
11(1)-(3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mitgliedsstaaten sorgen für Option dynamischer Stromtarife</li> <li>Versorger können Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten und Endkunden werden vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken informiert</li> <li>Dynamische Tarife erfordern Zustimmung des Endkunden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
11(4)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedsstaaten überwachen die Entwicklung dynamischer Tarife und insbesondere deren Preisvolatilität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>

Tabelle A.2 Übersicht der Inhalte von Artikeln 5/11 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung

Ein direktes Eingreifen in die Festsetzung der Strompreise ist nur dann gestattet, wenn die zuvor genannten Massnahmen nicht oder nicht schnell genug greifen. Alle Massnahmen dieser Art sind der Europäischen Kommission innerhalb eines Monats mitzuteilen (Art. 5(3), (6), (8)).

Weiterhin gibt die Richtlinie in Artikel 11 vor, dass Versorgern die Möglichkeit eingeräumt werden muss, Verträge mit dynamischen Stromtarifen<sup>11</sup> anzubieten. Ebenso können Endverbraucher, die über einen intelligenten Zähler verfügen, einen solchen Vertrag einfordern<sup>12</sup> (Art. 11(1)).

<sup>11</sup> Dies betrifft auch den Festpreisbestandteil des Strompreises: *"Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Massnahmen ergreifen, soweit solches Potenzial besteht."* (Begründung (38) zu EU 2019/944)

<sup>12</sup> Dies trifft auch für Kunden mit Grundversorgungstarifen zu: *„Alle Verbraucher sollten unmittelbar am Markt teilnehmen können, insbesondere indem sie ihren Verbrauch den Marktsignalen anpassen und im Gegenzug in den Genuss von niedrigeren Strompreisen oder von Anreizzahlungen kommen. [...] Die Verbraucher sollten die Möglichkeit haben, sich an allen Formen der Laststeuerung zu beteiligen. Sie sollten deshalb die Möglichkeit haben, Nutzen aus einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme zu ziehen, und falls solch eine Einführung negativ bewertet wurde, sich für intelligente Messsysteme und Verträge mit dynamischen Stromtarifen zu entscheiden.“* (Begründung (37) zu EU 2019/944)

Verträge mit dynamischen Stromtarifen unterliegen einer Informations- und Aufklärungspflicht. Sie bedürfen der Zustimmung des Endkunden. Die Mitgliedstaaten sind in der Verantwortung, die Entwicklung dynamischer Tarife und insbesondere deren Preisvolatilität zu überwachen (Art. 11(2)-(4)).

## A.4 Bürgerenergiegemeinschaften

Abgesehen von der klassischen zentralen Energieversorgung entstehen gerade im Bereich der erneuerbaren Energien immer mehr dezentrale Lösungen, beispielsweise in Form privater Aufdachanlagen für die Photovoltaik-Stromerzeugung. Eine Möglichkeit, den so erzeugten Strom innerhalb der Nachbarschaft gemeinschaftlich zu nutzen, sind sogenannte Bürgerenergiegemeinschaften. Dieser Begriff ist in der **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** als Rechtsperson definiert,

- a) der auf freiwilliger und offener Mitgliedschaft beruht und von Mitgliedern oder Anteilseignern, bei denen es sich um natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschliesslich Gemeinden, oder Kleinunternehmen handelt, tatsächlich kontrolliert wird;
- b) deren Hauptzweck nicht in der Erwirtschaftung finanzieller Gewinne besteht, sondern darin, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den lokalen Gebieten, in denen sie tätig ist, Umwelt-, Wirtschafts- oder soziale Gemeinschaftsvorteile zu bieten; und
- c) die in den Bereichen Erzeugung, einschliesslich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen für seine Mitglieder oder Anteilseigner erbringen kann (Art. 2(11)).

Massgebliche Vorgaben für Bürgerenergiegemeinschaften finden sich in **Artikel 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** (siehe Tabelle A.3). Diese Gemeinschaften erhalten keine Sonderstellung in Bezug auf ihre Tätigkeiten, Rechte und Pflichten als Endkunden, Erzeuger, Versorger, Verteilernetzbetreiber oder als Aggregatoren. Einschlägige Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern finden auch für die Mitglieder von Bürgerenergiegemeinschaften Anwendung (Art. 16(3)).

Im Zusammenhang mit der Netztarifierung besonders relevant ist Absatz 2, der den Bürgerenergiegemeinschaften den Aufbau und Betrieb eines eigenen Verteilernetzes sowie eine länderübergreifende Teilnahme ermöglicht. Darüber hinaus entbindet er sie durch einen Verweis auf Artikel 38 Abs. 2<sup>13</sup> von einigen der Verpflichtungen für die Betreiber „offener“ Verteilernetze (Art. 16(2)).

Im Falle eines eigenen Netzbetriebs durch die Bürgerenergiegemeinschaft stellt der jeweilige Mitgliedstaat sicher, dass Vereinbarungen über den Anschluss und Betrieb dieses Netzes mit den Betreibern übergeordneter Netze getroffen werden können und die daraus entstehenden Netzentgelte angemessen und diskriminierungsfrei sind (Art. 16(4)).

Artikel 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (siehe Tabelle A.4) enthält darüber hinaus weitere Regelungen, die insbesondere die Förderung von Bürgerenergiegemeinschaften innerhalb der Mitgliedstaaten zum Ziel haben.

<sup>13</sup> „Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten geschlossene Verteilernetze als Verteilernetze. Die Mitgliedstaaten können veranlassen, dass der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes von den Regulierungsbehörden von [...] Verpflichtungen freigestellt wird.“ (Artikel 38 (2))

Absatz	Inhalt	Erst seit Clean Energy Package
(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedstaaten sehen einen Regulierungsrahmen für Bürgerenergiegemeinschaften vor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
(2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedstaaten können Bürgerenergiegemeinschaften vorschreiben, dass sie:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>für die länderübergreifende Teilnahme offen sind</li> <li>das Recht haben, Eigentümer von Verteilernetzen zu sein, solche einzurichten, zu kaufen oder zu mieten und eigenständig zu betreiben.</li> <li>den Ausnahmen des Artikels 38 Absatz 2 unterliegen.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
(3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zugang Dritter muss gewährt werden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>
(4)	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Wenn</b> Bürgerenergiegemeinschaft das Recht erhalten, in ihrem Tätigkeitsgebiet Verteilernetze zu betreiben, <b>dann</b> stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Bürgerenergiegemeinschaften:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>mit dem VNB / ÜNB, an den ihr Netz angeschlossen ist, eine Vereinbarung über den Betrieb ihres Netzes schließen können</li> <li>an den Anschlusspunkten ihres Netzes an das Verteilernetz angemessene Netzentgelte berechnet werden, und dass die in das Verteilernetz eingespeiste Elektrizität und die aus dem externen Verteilernetz bezogene Elektrizität getrennt ausgewiesen werden</li> <li>Kunden, die an das Verteilernetz angeschlossen bleiben, nicht diskriminieren oder schädigen</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ja</li> </ul>

Tabelle A.3 Übersicht der Inhalte von Artikel 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung

Absatz	Inhalt	Erst seit Clean Energy Package
(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Endkunden diskriminierungsfrei an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften teilnehmen können.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>
(2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedstaaten stellen die Rechte von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sicher, erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, sowie nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>
(4)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der Regulierungsrahmen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften muss deren Entwicklung unterstützen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>
(6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für eine grenzüberschreitende Beteiligung offen sind</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>
(7)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unterliegen den gleichen Förderbedingungen wie für andere Marktteilnehmer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nein</li> </ul>

Tabelle A.4 Übersicht der Inhalte von Artikel 22 der Richtlinie [(EU) 2018/2001]

## A.5 Bedeutung der europäischen Gesetzeslage für die Schweiz

Die Schweiz ist kein EU-Mitglied und daher auch nicht verpflichtet, den EU-Rechtsrahmen zu befolgen bzw. in nationales Recht umzusetzen. Gleichwohl ist das Schweizer Stromversorgungssystem eng in den europäischen Verbund eingebunden, und es bestehen vielfältige technische und kommerzielle Verknüpfungen. Daher ist es zumindest wichtig zu prüfen, inwieweit nationale energierechtliche Regelungen in der Schweiz mit dem EU-Recht kompatibel sind. Zudem könnten EU-rechtliche Vorgaben für die Schweiz bindend werden, wenn es zum Abschluss des seit längerer Zeit angestrebten Stromabkommens zwischen Schweiz und EU kommt.

Unseren Betrachtungen nach ergibt sich bei allen von uns betrachteten Optionen in allen 4 Themenfeldern nur ein konkreter, potenziell kritischer Konflikt mit dem EU-Recht, nämlich in Bezug auf die (abstrakte) Entfernungsabhängigkeit der Option D in Themenfeld 1.

## B Ausgangslage Schweiz

Der Bundesrat hat Ende Januar 2019 die Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) abgeschlossen. Die vorgesehenen Neuerungen sollen möglichst konform mit EU-Recht sein, damit bei einem allfälligen Stromabkommen mit der EU Anpassungen vermieden werden können. Da das revidierte StromVG einem fakultativen Referendum untersteht, ist dafür eine breite Unterstützung in der Bevölkerung erforderlich.

Die im Vernehmlassungsentwurf des StromVG vorgesehenen Änderungen fliessen in die folgende Beschreibung der Ausgangslage ein.

### B.1 Allgemeine Randbedingungen

#### Produktion und Verbrauch

Die Nettoerzeugung von Elektrizität in der Schweiz betrug 2018 63,5 TWh. Den Löwenanteil der Erzeugung stellt mit 55 % die Wasserkraft (davon 30 % Speicherkraftwerke) dar, gefolgt von 36 % Kernkraft, 3 % konventionell thermischer Erzeugung und 6 % Erzeugung aus weiteren erneuerbaren Energien. Der Elektrizitätsverbrauch von rund 62 TWh (Endverbrauch 57,6 TWh<sup>14</sup>) verteilt sich zu 33 % auf Haushalte, 30 % Industrie/Gewerbe, 27 % Dienstleistungen, 8 % Verkehr und 2 % Landwirtschaft. Die Schweiz exportierte 2018 mit 32,6 TWh Elektrizität leicht mehr als sie importierte (31 TWh) und weist im Winter typischerweise einen Importüberschuss aus [20].

#### Netzbetreiber

Das Schweizerische Elektrizitätsnetz gliedert sich in das Übertragungsnetz (Netzebene 1) und das Verteilnetz (Netzebene 2 bis 7). Die Verteilnetzebenen werden von 630 Verteilnetzbetreibern betrieben [21, Tabelle 2]. Bezogen auf die Einwohnerzahl von ca. 8,5 Mio. ist die Anzahl an Netzbetreibern sehr hoch (zum Vergleich: in Deutschland gibt es bei rund 83 Mio. Einwohnern rund 900 VNB, in Grossbritannien bei rund 67 Mio. Einwohnern 14 VNB). Die Versorgungsaufgaben der Schweizer Verteilnetzbetreiber unterscheiden sich zum Teil stark voneinander. Es gibt Netzbetreiber, die auf allen Netzebenen 2 bis 7 tätig sind, und Netzbetreiber, die nur einen Teil der Verteilnetzebenen betreiben. Auch bezüglich der Grösse unterscheiden sich die Verteilnetzbetreiber: Insgesamt versorgen sie 5,2 Mio. Stromkunden. Davon versorgen 11 VNB mehr als 100.000 Endkunden. Da im arithmetischen Mittel rund 8'250 Stromkunden pro VNB versorgt werden, versorgt die grosse Mehrheit der VNB nur wenige Endkunden, vereinzelt nur wenige hundert.

---

<sup>14</sup> Ohne Wirkverluste

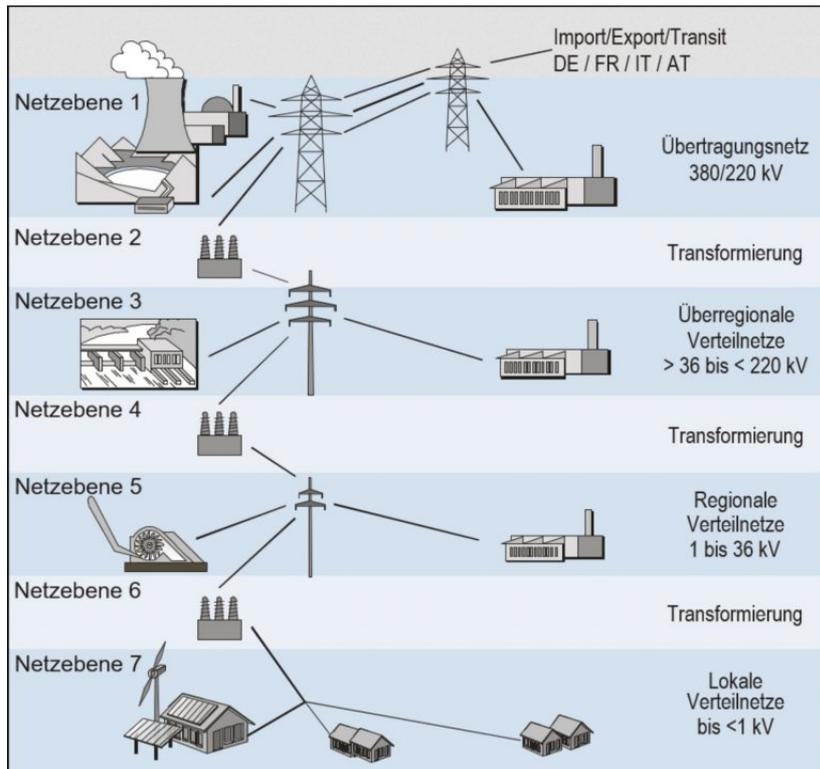


Bild B.2 Netzebenen im Schweizer Elektrizitätsnetz, Quelle: [22]

## Marktöffnung

Im Gegensatz zu den EU-Ländern ist der Strommarkt 2020 in der Schweiz nicht vollständig liberalisiert. Marktzugang haben in der Schweiz nur Konsumenten mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh. Diese Konsumenten machen weniger als 1 % der Gesamtzahl der Stromkunden aus, mit 30 TWh jedoch rund die Hälfte des Stromverbrauchs [23]. Für Endverbraucher, die von Ihrem Recht auf Marktzugang keinen Gebrauch machen, sowie für die nicht zugangsberechtigten Endverbraucher besteht eine regulierte Grundversorgung, bei der die Energie zu Gestehungskosten bzw. Beschaffungskosten verkauft werden muss (Art. 6 StromVG [24]). Mit der Revision des StromVG soll der Markt vollständig geöffnet werden.<sup>15</sup> Damit soll zukünftig auch die kostenbasierte Regulierung der Grundversorgung entfallen und durch eine verschärfte Missbrauchskontrolle in Form einer Angemessenheitsprüfung auf Basis von Vergleichsmarktpreisen ersetzt werden. Für Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Jahr soll im vollständig geöffneten Markt eine optionale Grundversorgung bestehen, welche durch eine Belieferung mit einem Standardprodukt mit überwiegend einheimischer Energie charakterisiert ist (Art. 6 Rev. StromVG [25]).

## B.2 Netzkostenabgrenzung und -tragung

Die Kosten des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze werden für in der Schweiz verbrauchten Strom gemäss Ausspreisprinzip grundsätzlich von den Endverbrauchern getragen und als Netznutzungsentgelte in Rechnung gestellt.

<sup>15</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-78665.html>, eingesehen am 6. April 2020

## Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss

Von den Netzkosten, die über den wiederkehrenden Netznutzungstarif abgerechnet werden, sind die Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss abzugrenzen, die den Endverbrauchern, Produzenten, nachgelagerten Verteilnetzbetreibern und Speicherbetreibern als Einmalbetrag zum Zeitpunkt des Netzanschlusses direkt als Anschlussbeiträge in Rechnung gestellt werden. Kosten des Netzanschlusses werden mittels Netzanschlussbeitrag abgerechnet. Kosten, die im Verteilnetz im Zusammenhang mit dem Netzanschluss anfallen, i.d.R. Erschliessungskosten, können von den VNB mittels Netzanschlussbeitrag in Rechnung gestellt werden. Es gibt einheitliche Grundsätze zur Abgrenzung des Netzanschlusses [26]. Netzanschluss- und insbesondere Netzkostenbeiträge werden von den VNB in der Praxis aber nicht einheitlich erhoben und abgegrenzt.

## Kostentragung durch Erzeugungsanlagen

Mehrkosten des Netzes, die wegen des Anschlusses einer Erzeugungsanlage entstehen, können gemäss Art. 16 Abs. 3 StromVV [27] den Erzeugern in Rechnung gestellt werden, wenn diese Kosten unverhältnismässig sind.

Vergleiche dazu die Ausführungen im «Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz» [28, Kapitel 3.6.3]:

### *Angemessene Kostentragung durch Erzeuger*

*(1) In Anwendung von StromVV Art. 16 Abs. 3, müssen unverhältnismässige Mehrkosten, die wegen des Anschlusses, des Betriebs oder der Erneuerung der Elemente des Anschlusses der EEA entstehen, in einem angemessenen Umfang durch die Erzeuger getragen werden.*

*(2) Die Verteilung erfolgt unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten; so sind alle Kosten, die nach StromVV in der Kostenrechnung eines Netzes zu berücksichtigen sind, in Betracht zu ziehen. Die Leistungswerte werden richtungsunabhängig betrachtet.*

Die Mehrkosten muss der Erzeuger zusätzlich zu den Anschlusskosten einkalkulieren, die bei ihm für den Anschluss zum nächsten genügenden Verknüpfungspunkt gemäss dem Distribution Code Schweiz [26] entstehen. Die Kriterien zur Beurteilung der Unverhältnismässigkeit ergeben sich für Neuanschlüsse auf Basis von Kriterien zur zusätzlichen Beanspruchung der Betriebsmittel, dem Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte bzw. die Mehrkosten im Netz bezogen auf die Erzeugungsmenge [28, Abschnitt 3.6.3.2]. Für bestehende Anlagen ist eine Kostenbeteiligung des Erzeugers möglich, wenn die installierte Produktionsleistung grösser als die doppelte Verbrauchslast ist [28, Abschnitt 3.6.3.3].

Für Netzverstärkungskosten, die durch Einspeisung (dezentraler) Erzeugungsanlagen nach Art. 15 und 19 EnG [29] entstehen, können die VNB bei der EICom Anträge auf Abgeltung stellen (Art. 22 Abs. 3, 4, 5 StromVV [27]). Die bewilligten Kosten für Netzverstärkungen werden über Swissgrid im Rahmen der Systemdienstleistungen (SDL) schweizweit solidarisch über die Bruttoenergie gegenüber den Endverbrauchern abgerechnet (Art. 15 Abs. 2 und Art. 22 Abs. 3 StromVV [27]).

## Allokation der Netzkosten im Netzebenenmodell

Die anrechenbaren Netzkosten für die Netznutzungstarife werden im Netznutzungsmodell der Verteilnetze nach folgenden Prinzipien den Endverbrauchern der verschiedenen Netzebenen angelastet:

Kosten, die direkt mit der Nutzung der Netzebenen zusammenhängen, insbesondere Betriebs- und Kapitalkosten der Netze, werden von Netzebene 1 bis Netzebene 7 kaskadenartig von den höheren zu den niedrigeren Netzebenen gewälzt. Kosten, die den Nutzern einer Netzebene direkt zugeordnet wer-

den können wie z. B. Mess- und Verwaltungskosten schlüsseln die Netzbetreiber direkt auf die nachgelagerten Verteilnetze und Endverbraucher einer Netzebene (Kostenträger). Tabelle B.5 zeigt, welche Kostengruppen nach welchen Kriterien geschlüsselt werden.

Kostengruppe	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
Kalkulatorische Kapitalkosten der Netze (Netzinfrastruktur)	X	
Betriebskosten der Netze	X	
Kosten der höheren Netzebenen	X	
Kosten der Systemdienstleistungen (SDL) des Übertragungsnetzbetreibers		X
Kosten für Messwesen und Informationswesen		X
Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme	X	
Verwaltungskosten		X
Direkte Steuern		X
Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen		X*
Sonstige Erlöse		X
Auflösung Deckungsdifferenzen		X

Tabelle 1 Methode der Kostenzuweisung pro Kostengruppe

\* Nicht individuell zugeordnete Kosten und Abgaben werden nach dem Wälzmodell zugeordnet.

Tabelle B.5 Methoden der Kostenzuweisung im Netzebenenmodell, Quelle [28]

Bei der Kostenzuordnung nach Wälzmodell werden die Verteilnetzkosten, die auf einer Netzebene anfallen (Kostenstelle), zu 70 % gemäss gemessener Nettoleistung und zu 30 % nach Bruttoenergie auf die Endverbraucher der gleichen Netzebene (Kostenträger) und die nachgelagerte Netzebene gewälzt.

Die Nettoleistung wird an den Netzübergabestellen gemessen und als jährlicher Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen berechnet (Art 16 Abs. 1 StromVG [24]). In der Regel wird dabei die Gruppenhöchstlast der Endverbraucher der gleichen Netzebene und der nachgelagerten Netzebene verwendet. Vereinzelt werden aber auch andere Methoden umgesetzt, wie z. B. das Spitzenlastanteilsverfahren [28, Abschnitt 4.2.1 und 4.3.2]. Die Bruttoenergie entspricht der Summe der Jahresenergie, die in den nachgelagerten Netzebenen vom Netzbetreiber an Endverbraucher abgegeben wird. Zur Vereinfachung ist es auch möglich, Nettoenergiewerte zu verwenden, die an der Netzübergabestelle zwischen Netzebenen gemessen werden, sofern der Anteil der Nettoenergie an der Bruttoenergie mindestens 90 % beträgt [28, Abschnitt 4.2.1 und 4.3.3.1], d. h. die Einspeisung in die Netzebene weniger als 10 % der ausgespeisten Energie ausmacht.

Bei der Kostenzuordnung nach «anderen Kriterien» ist der Verteilnetzbetreiber gehalten, verursachergerechte Schlüssel zu verwenden, z. B. Anzahl gestellte Rechnungen, Anzahl Zähler oder ähnliches in Abhängigkeit von den jeweiligen Kosten. Eine konkrete Vorgabe gibt es dazu nicht. Ein Anteil von etwa 20 % der Netzkosten (je nach Netzbetreiber mehr oder weniger) wird also ausserhalb des Wälzmechanismus (verursachergerecht) verteilt.

Die Kosten des Übertragungsnetzes, welche nach Abzug der Erträge für Systemdienstleistungen, Netzverstärkungen und individuell in Rechnung gestellten Kosten verbleiben, werden durch Swissgrid nicht nur über die Nettoleistung (60 %) und die Bruttoenergie (30 %), sondern auch mit Bezug zu den Ausspeisepunkten (10 %) gewälzt (Art. 15 Abs. 3 StromVV [27]). Eine Übersicht enthält [30].

Mit dem revidierten StromVG soll der Leistungsanteil bei der Kostenwälzung im Verteil- und Übertragungsnetz jeweils auf 90 % erhöht werden, und es gibt Überlegungen, beim verbleibenden Energieanteil (einheitlich für Übertragungs- und Verteilnetz 10 %) vom Brutto- auf das Betragsnettoprinzip zu wechseln [31, S.33].

## B.3 Netznutzungstarife

Im Schweizerischen Übertragungsnetz ergibt sich die Struktur der Netznutzungstarife direkt aus der Kostenwälzung, d.h. 60 % bezogen auf Leistung, 30 % auf Energie, 10 % auf die gewichtete Zahl der Ausspeisepunkte.

Im Verteilnetz gilt, dass jeder Netzbetreiber ein einheitliches Tarifsystem in seinem Netzgebiet anzuwenden hat, wenngleich mit Art. 14 Abs. 4 StromVG [24] die Kantone die Möglichkeit zur Angleichung von Unterschieden haben und der Bundesrat einen Ausgleichsfonds mit obligatorischer Beteiligung aller Netzbetreiber anordnen kann. Die Netznutzungstarife sind gemäss Art. 6 Abs. 3 StromVG [24] für mindestens ein Jahr gültig. Weiter müssen sie einfache Strukturen aufweisen, verursachergerecht, distanzunabhängig und einheitlich bei gleichem Bezugsprofil pro Spannungs- und Netzebene sein, und zudem einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung dienen (Art. 14 StromVG [24]). Innerhalb dieser Vorgaben sind auch dynamische Tarife möglich [32].

Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe). Der Netznutzungstarif für diese Basiskundengruppe muss eine nichtdegressive Arbeitspreiskomponente von mindestens 70 % aufweisen.<sup>16</sup> Den betroffenen Endverbrauchern kann ein Netzbetreiber auch optionale Tarife anbieten, welche zudem bei Leistungsmessung auch eine Arbeitskomponente von weniger als 70 % aufweisen können (Art. 18 StromVV [27]). Im Entwurf zum revidierten StromVG sollen dynamische Netztarifierungsmöglichkeiten verbessert werden wie auch der Schutz der Eigenverbraucher vor Diskriminierungen. Auf der Verordnungsebene werden für leistungsgemessene Kunden höherer Tarifierungsfreiheiten in den Raum gestellt, die eine Stärkung der Leistungs- oder Grundpreise enthalten sollen.

## B.4 Energietarife

Die Tarife für die Energielieferung an feste Endverbraucher (Jahresverbrauch kleiner als 100 MWh), sind für mindestens ein Jahr gültig und unabhängig von einer allfälligen Einspeisung des Endverbrauchers. Die Tarife für die Energielieferung in der Grundversorgung (feste Endverbraucher und Endverbraucher, die von ihrem Recht auf Netzzugang keinen Gebrauch machen) müssen sich an den Gesteungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientieren (Art. 6 StromVG [24]).

Im Entwurf StromVG ist eine volle Marktöffnung vorgesehen, welche vom Bundesrat auch nach der Vernehmlassung im April 2020 bestätigt wurde<sup>17</sup>. Im revidierten StromVG [25] wird für die volle Marktöffnung eine optionale Grundversorgung vorgesehen. Das Standardprodukt in der Grundversorgung besteht ausschliesslich aus einheimischer erneuerbarer Energie. Dies soll dazu beitragen, die erneuerbaren schweizerischen Erzeugungsanlagen etwas vor den tiefen europäischen Spotmarktpreisen zu schützen. Zum Schutz und zur Förderung der schweizerischen erneuerbaren Energieproduktion wurden in der Vernehmlassung auch die Einführung distanzabhängiger Netznutzungstarife bzw. Modelle zur direkten Vergünstigung von lokal produziertem und konsumiertem Strom gefordert (s. Kapitel 3).

<sup>16</sup> In der Regulierungspraxis wird dieser Anteil als Anteil der Rechnungssumme, die über den Arbeitspreis abgerechnet wird, an der gesamten Jahresrechnungssumme einer Kundengruppe interpretiert.

<sup>17</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-78665.html>, eingesehen am 6. April 2020

## B.5 Messung, Steuerung, Flexibilitäten

Um die Transition zu einem Smart-Grid zu beschleunigen, welches die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) erleichtert, ist in Art. 31e Abs. 1 StromVV [27] vorgegeben, dass bis Ende 2027 rund 80 % der Messeinrichtungen intelligent<sup>18</sup> sein müssen.

Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern, mit denen der Eigenverbrauch optimiert oder der stabile Netzbetrieb sichergestellt werden soll, bedarf der Zustimmung («Opt-In») der Betroffenen (Art. 17b StromVG [24]). Stellt der Betroffene Flexibilitäten für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb bereit, wird die Systeminstallation, deren Einsatz sowie die Vergütung des Einsatzes vereinbart. Die Vergütung muss nichtdiskriminierend sein und der Netzbetreiber macht die relevanten Informationen wie Vergütungsansätze öffentlich zugänglich (Art. 8c Abs. 1-3 StromVV [27]). Die Vergütungen können entweder als Direktzahlungen oder vergünstigte Netznutzungstarife ausgerichtet werden [32]. Die Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen sind separat auszuweisen (StromVV Art. 7 Abs. 3 Bst. m). In der Kostenrechnung sind diese Kosten in der Position 530 auszuweisen, sie umfassen auch die Kosten für klassische Rundsteueranlagen [33].

Die «Opt-In» Regelung gilt nicht für intelligente Steuer- und Regelsysteme, welche vor dem 1. Januar 2017 installiert und eingesetzt wurden. Hier darf der Netzbetreiber die Flexibilitäten weiterhin so lange nutzen, bis der Endverbraucher den Einsatz ausdrücklich untersagt.

Ohne Zustimmung des Betroffenen darf der Netzbetreiber ein intelligentes Steuer- und Regelsystem einsetzen, wenn der sichere Netzbetrieb gefährdet ist. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor der Steuerung durch Dritte (Art. 8c Abs. 4-5 StromVV [27]). Die Betroffenen sind über solche Ausnahmefälle zu informieren mit Dokumentation des Grundes und der Dauer der Schaltung (Art. 8 Abs. 6 StromVV [27]).

Da künftig die Flexibilitäten eine wichtigere Rolle einnehmen, sind dazu im StromVG explizitere Regeln vorgesehen. Gemäss StromVG können Flexibilitäten für die Optimierung des Eigenverbrauchs, marktdienlich oder netzdienlich eingesetzt werden. Bei Erzeugern geht es dabei um das Einspeisemanagement und bei Endverbrauchern um die Nutzung flexibler Lasten. In Art. 17bbis StromVG ist geregelt, dass der Inhaber der Flexibilität der jeweilige Endverbraucher, Speicherbetreiber oder Erzeuger ist und eine Nutzung durch Dritte vertraglich zu regeln ist. Bei der Netzplanung soll die Branche neu das Potenzial der Nutzung von Flexibilitäten im Sinne des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) berücksichtigen. Daher soll die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten den VNB offenstehen, und die dadurch anfallenden Kosten sind grundsätzlich anrechenbar. Durch den Einbezug des Flexibilitätpotenzials in die Netzplanung sollen Kosten von Netzausbauten vermieden werden. Art. 17 Abs. 4 StromVG bezeichnet ausserdem Situationen, in denen der Netzbetreiber ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers intelligente Steuer- und Regelsysteme einsetzen kann (garantierte Nutzungen). Dabei müssen Steuerungen bzw. Abregelungen der Einspeisung oder Überbrückungen grundsätzlich abgegolten werden. Eine Ausnahme von der Vergütungspflicht ist bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs vorgesehen (Art. 17 Abs. 4 Bst. c StromVG). Im Streitfall bezüglich garantierten Flexibilitätsnutzungen und missbräuchlichen Vergütungen entscheidet die ECom (Art. 22 Abs. 2 Bst. d). Der Bundesrat kann Bestimmungen festlegen, falls die marktdienliche Nutzung von Flexibilität durch Dritte zu stark durch die netzdienliche Nutzung eingeschränkt ist [31].

## B.6 Eigenverbrauch

Als Eigenverbrauch gilt der Verbrauch selbst produzierter Energie am Ort der Produktion, auch wenn er dort veräussert wird (Art. 16 EnG [29]). Die Elektrizität darf dabei aber nicht das (öffentliche) Verteilnetz des Netzbetreibers in Anspruch nehmen (Art. 14 Abs. 3 EnV [34]). Als Ort der Produktion gelten auch zusammenhängende Grundstücke. Auch als zusammenhängend gelten angrenzende Grundstücke,

---

<sup>18</sup> Intelligente Messsysteme müssen die Anforderungen von Art. 8a und 8b des StromVV erfüllen

wenn sie durch eine Strasse, eine Eisenbahntrasse oder ein Fließgewässer getrennt sind, deren Grundeigentümer dem Eigenverbrauch jedoch zustimmt (Art. 14 Abs. 2 EnV [34]).

Sind am Ort der Produktion mehrere Grundeigentümer Endverbraucher, können sie sich zum gemeinsamen Eigenverbrauch zusammenschliessen, falls die gesamte Produktionsleistung im Verhältnis zur Anschlussleistung am Messpunkt erheblich ist (Art. 17 Abs. 1 EnG [29]). Gemäss Art. 15 Abs. 1-2 EnV [34] muss sie mindestens 10 % betragen und während mindestens 500 Stunden pro Jahr in Betrieb sein. Die Endverbraucher in einem solchen «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)» verfügen gegenüber dem VNB gemeinsam über einen einzigen Messpunkt (Art. 18 Abs. 1 EnG [29]).

Ein ZEV wird durch die Grundeigentümer eingeführt, finanziert und abgewickelt, betroffene Mieter und Pächter können aber grundsätzlich über ihre Teilnahme entscheiden (Art. 17 Abs. 2,3, 4 EnG [29]). Wenn sie sich nicht bei Einführung des ZEVs gegen eine Teilnahme entscheiden, sind sie und die nachfolgenden Mieter bzw. Pächter mit wenigen Ausnahmen an den ZEV gebunden. Die Kostenverrechnung in einem ZEV durch die Grundeigentümer ist in Art. 16 EnV [34] reglementiert, und Art. 18 EnV [34] umreisst das Verhältnis zum Netzbetreiber. Da der ZEV als wirtschaftliche Einheit betrachtet wird, kann er ab einem Jahresverbrauch von insgesamt 100 MWh Energie auf dem freien Markt beschaffen, womit er Anrecht auf Netzzugang nach Art. 13 Abs. 1 StromVG [24] hat.

Die ZEV gibt es erst seit dem 1. Januar 2018, die bisherigen Eigenverbrauchsgemeinschaften sind jedoch weiterhin möglich. Falls bei Eigenverbrauch ohne ZEV die Endverbraucher die Rechnung weiterhin vom VNB erhalten, handelt es sich dabei um das „vereinfachte Praxismodell“ der VNB. Die Endverbraucher gehören dabei zu keiner festen Gemeinschaft, jeder Endverbraucher hat weiterhin einen eigenen Messpunkt und zahlt dem Netzbetreiber weiterhin ein Netznutzungsentgelt für den gesamten konsumierten Strom sowie eine Rechnung über den gesamten Stromverbrauch (inkl. «Eigenverbrauch»). Der Anlagenbetreiber ist Vertragspartner des Versorgungsunternehmens, das eine an der Eigenverbrauchsmenge orientierte Vergütung auszahlt, in der die „vermiedene Netznutzung“ sowie eine Vergütung für die eigenverbrauchte Elektrizität und die Überschussproduktion enthalten ist. Diese Art Praxismodell wurde von der EICom als unzulässig eingestuft. Insbesondere sieht sie im Praxismodell eine Abweichung vom Ausspeiseprinzip des Art. 14 Abs. 2 StromVG [24], nach dem das Netznutzungsentgelt nur für den aus dem Verteilnetz entnommenen Strom erhoben werden darf. Auch müsse wegen der Transparenzanforderung der Strombezug vom Anlagenbetreiber und aus dem Netz separat auf der Rechnung aufgeführt werden. Daneben erachtet es die EICom als erforderlich, dass die Mieter dem Modell explizit zustimmen [38].

## B.7 Förderinstrumente

2017 wurde mit dem revidierten Energiegesetz, welches 2018 in Kraft trat, die Energiestrategie 2050 angenommen. Die Zusagen von Einspeisevergütungen (bisher kostendeckende Einspeisevergütungen KEV) wurden damit bis Ende 2022 limitiert und ihre Höhe angepasst. Im Gegenzug wurden Einmalvergütungen eingeführt, bei PV Anlagen maximal 30 % der Investitionskosten, welche bis 2030 limitiert wurden. Für Wasserkraftwerke wurden die Investitionsbeiträge bei 40 % (Leistung > 10 MW) und 60 % (Leistung bis zu 10 MW) gedeckelt. Für bestehende Grosswasserkraftwerke (> 10 MW) wurde die bis 2022 limitierte Marktprämie von maximal 1 Rp/kWh eingeführt, die ausgezahlt wird, wenn die Energie unter den Gestehungskosten abgesetzt wird. Um die beschlossenen Massnahmen zu finanzieren, stieg der Netzzuschlag von 1.5 Rp/kWh auf 2.3 Rp/kWh (zusätzlich 480 Mio. CHF) [36].

Am 12. Juli 2020 wurde die Vernehmlassung zur erneuten Revision des Energiegesetzes abgeschlossen.<sup>19</sup> Im Gesetz werden Richtwerte für den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen verankert, an denen sich die Massnahmen orientieren. Die Befristung der Einspeisevergütungen bis 2022 bleibt,

<sup>19</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-78665.html>, eingesehen am 5. August 2020

die Einmalvergütungen werden bis 2035 verlängert. Die Einmalvergütung für PV beträgt weiterhin maximal 30 % der Investitionskosten, bei Anlagen ohne Eigenverbrauch kann die Einmalvergütung neu maximal 60 % der Investitionskosten betragen (Art. 25 EnG [29]). Für grosse PV Anlagen können vom Bundesrat Auktionen eingeführt werden. Die Investitionsbeiträge für neue Grosswasserkraftwerke werden verdoppelt, die Marktprämie für die bestehende Grosswasserkraft läuft wie geplant 2022 aus. Erneuerungen von kleineren Wasserkraftanlagen erhalten weiterhin Investitionsbeiträge, Grosswasserkraftwerke hingegen nicht mehr [37].

## C Auslandserfahrungen zu Themenfeld 1

Bei den Modellen zur Vermittlung von Anreizen für den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen über die Netztarife sind im europäischen Ausland zwei grundsätzliche Ansätze vorzufinden: Modelle, die Anreize beim Erzeuger setzen, finden sich in Deutschland und Grossbritannien. In Frankreich wurde ein Modell eingeführt, das bei den Netzentgelten der Endverbraucher ansetzt.

### C.1 Reduzierte Netznutzungsentgelte für kollektiven Eigenverbrauch in Frankreich

#### Ausgangslage

Das französische Stromnetz ist hierarchisch in drei Ebenen gegliedert: Die Ebene des Übertragungsnetzes (HöS: 400 oder 225 kV), die regionalen Verteilnetze (HS: 225, 90, 63 kV) und die Verteilnetze (MS, NS; 20KV bis 400 V). Das Übertragungsnetz und die regionalen Verteilnetze werden von RTE betrieben. 95 % des Verteilnetzes werden von Enedis betrieben, die übrigen 5 % von 7 grösseren Netzbetreibern, die jeweils mehr als 100'000 Kunden versorgen, und 160 weiteren kleineren Netzbetreibern.

Für die Tarifikalkulation führt die Regulierungsbehörde CRE die Kosten aller Netzbetreiber zusammen. Es sind Ausgleichszahlungen vorgesehen (Fonds de péréquation de l'électricité, FPE). Die Kostenbasis wird differenziert für die verschiedenen Leistungen der Netzbetreiber ausgewiesen und den Preiselementen zugeordnet. Die Kostenzuordnung wird durch CRE einheitlich für das gesamte französische Netz vorgenommen. Die Höhe der Netztarife ist in Frankreich daher national einheitlich. Netznutzungsentgelte (TURPE) werden ausschliesslich bei den Endverbrauchern erhoben. Es werden Grundpreise, Arbeitspreise und Leistungspreise abgerechnet. Je nach Netzebene und Kundenkategorie werden durch jeden Netzbetreiber vier bis fünf Zeitfenster mit unterschiedlichen Tarifen definiert (Hochtarif, Niedertarif, jeweils differenziert für Winter und Sommer, Hauptlasttarif). Die Zeitfenster gelten für den Arbeitspreis und den Leistungspreis (vertragliche Leistung für das jeweilige Zeitfenster).

#### Netzentgelte für kollektiven Eigenverbrauch

Seit 2016 besteht ein optionaler Tarif, der die geringere Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebenen im Fall von „kollektivem Eigenverbrauch“ auf der Niederspannungsebene abbilden soll.<sup>20</sup>

Mit kollektivem Eigenverbrauch wird eine Gemeinschaft von Endverbrauchern und Produzenten bezeichnet, die sich innerhalb eines räumlich begrenzten geografischen Perimeters von 2 km befinden und eine juristische Person bilden [40]. Die Regulierungsbehörde CRE stellt klar, dass die geografische Nähe kein Kriterium sei, aus dem sich eine Berechtigung für einen Wahltarif für kollektiven Eigenverbrauch ableiten liesse. CRE begründet dies damit, dass nur ein Kriterium, das sich an der Netzstruktur orientiere, einen Anhaltspunkt dafür liefern könne, ob Energie innerhalb eines bestimmten Netzabschnitts fliesst oder weitere Netzteile genutzt werden. Daher müssen sich gemäss CRE sämtliche Aus-

---

<sup>20</sup> Der optionale Tarif gilt nicht für individuellen Eigenverbrauch. Für individuellen Eigenverbrauch gelten die gleichen Tarife wie für die übrigen Endverbraucher ohne optionalen Tarif. Begründet wird dies damit, dass vom individuellen Eigenverbrauch keine netzentlastende Wirkung ausgehe, die nicht schon über die individuell gemessenen Verbrauchsdaten berücksichtigt werde.

und Einspeisepunkte des kollektiven Eigenverbrauchs hinter dem gleichen Transformator der Netzebene 6 befinden und die dort lokal produzierte Energie austauschen [41]. Der Energieausgleich wird von Lieferanten ausserhalb dieser lokalen Gemeinschaft sichergestellt [42]. Jeder Endverbraucher des Kollektivs kann diesen komplementären Lieferanten selbst bestimmen.

Der Netzbetreiber ordnet auf Basis der Messdaten<sup>21</sup> die an den Endverbraucher ausgespeiste Menge den Erzeugungsarten «autoproduit» und «alloproduit» zu. Dabei entspricht die Ausspeisung «autoproduit» der vom lokalen Produzenten des Kollektivs generierten Energie. Ausspeisung «alloproduit» entspricht der Menge, die dem Lieferanten zugeordnet wird, der den Ausgleich sicherstellt. Sie ergibt sich als Differenz zwischen tatsächlichem Verbrauch und der dem Endverbraucher zugeteilten Produktionsmenge des lokalen Produzenten [42, 37]. Die Methode zur Ermittlung des Koeffizienten, nach dem die Produktionsmengen der juristischen Person den einzelnen Verbrauchern des kollektiven Eigenverbrauchs zugeteilt werden (statisch oder dynamisch), wird innerhalb des Kollektivs festgelegt und dem Netzbetreiber mitgeteilt [43].

Der Wahltarif auf der Niederspannungsebene soll Anreize geben, die «autoproduit»-Mengen aus Netzsicht in kritischen Zeiten zu maximieren bzw. die «alloproduit»-Mengen in diesen Zeiten zu reduzieren. Da der Anreiz über die Netznutzungsentgelte der Endverbraucher gegeben wird, können diese durch ihr Verhalten dazu beitragen, den Bezug aus dem Netz in Zeitfenstern hoher Netzbelastung zu verringern. Der Wahltarif für kollektiven Eigenverbrauch wird ausgehend vom Standardnetztarif gebildet und ist für die gleichen Zeitfenster differenziert wie der Standardtarif. Dabei sind die Arbeits- und Leistungspreise für Mengen, die «autoproduit» («alloproduit») zugeordnet werden, niedriger (höher) als beim Standardtarif.<sup>22</sup> Die Faktoren zur Bemessung der Unterschiede werden mit jeder Tarifierungsrunde auf Basis der dann vorliegenden Erfahrungen angepasst. Gemäss Délibération N°2018-115 [42] wurden für 2019 für Niederspannungskunden < 36 kVA (mittlere Nutzung) folgende Gewichte relativ zum Standardtarif vorgesehen:

	alloproduit				autoproduit			
	Hochsaison Spitzenlastzeiten	Hochsaison ausserhalb Spitzenlastzeiten	Nebensaison - Spitzenlastzeiten	Nebensaison ausserhalb Spitzenlastzeiten	Hochsaison Spitzenlastzeiten	Hochsaison ausserhalb Spitzenlastzeiten	Nebensaison - Spitzenlastzeiten	Nebensaison ausserhalb Spitzenlastzeiten
<b>Gewichtungskoeffizient Arbeit (c€/kWh)</b>	C <sub>1</sub> = 5.46	C <sub>2</sub> = 3.80	C <sub>3</sub> = 1.89	C <sub>4</sub> = 1.07	C <sub>5</sub> = 2.67	C <sub>6</sub> =0.50	C <sub>7</sub> = 0.36	C <sub>8</sub> = 0.02

Tabelle C.6 Faktoren zur Bemessung der Tarifunterschiede zwischen «autoproduit» und «alloproduit»

<sup>21</sup> Halbstündliche Mengen der Endverbraucher und Produzenten des Kollektivs.

<sup>22</sup> Diese Abstufung wird von CRE in Analogie zur Abstufung zwischen Hochtarif, Niedertarif und Einheitstarif begründet, bei der der Einheitstarif einen «mittleren» Tarif darstellt. Bei der Alloproduktion geht CRE davon aus, dass immer auch das Übertragungsnetz genutzt werde, was beim Basistarif nicht durchgängig der Fall sei.

## Bewertung

Grundvoraussetzung für die Einrichtung von kollektivem Eigenverbrauch ist die entsprechende Messinfrastruktur. In Frankreich ist der Rollout von kommunikationsfähigen Smart Metern bis Ende 2024 geplant. Der grösste Netzbetreiber Enedis hat mit dem Rollout bereits begonnen. Einige der kleinen regionalen Netzbetreiber können aufgrund von Priorisierungen für Enedis erst 2021 starten. Ohne die Messinfrastruktur können die aktuellen Anfragen zu Bildung von kollektivem Eigenverbrauch von den Netzbetreibern nicht zügig bearbeitet werden, so dass insbesondere bei kleinen Netzbetreibern bisher keine Erfahrungen gesammelt werden konnten.

Zur konkreten Ausgestaltung des kollektiven Eigenverbrauchs sind noch viele Fragen offen und werden i.d.R. in privatrechtlichen Verträgen zwischen den Teilhabern an der jeweiligen juristischen Person zu kollektivem Eigenverbrauch geregelt. Da jeder Konsument und Produzent eines Kollektivs diesem jederzeit beitreten und es wieder verlassen kann, ist die Komplexität hoch. Bei der Gestaltung der Vertragsbeziehung ist abzuwägen zwischen Rechtssicherheit, durch die Investitionen in die dezentralen Erzeugungsanlagen begünstigt werden (lange Vertragsdauer), und der Freiheit bei der Wahl des Lieferanten im geöffneten Strommarkt (kurze Vertragsdauer).

Da nur die Daten der an einer Gemeinschaft kollektiven Eigenverbrauchs beteiligten Konsumenten und Produzenten erfasst werden, fehlt eine Gesamtsicht der Auswirkungen auf die Netzbeanspruchung. Allfällige belastende Effekte durch hohe Rückspeisungen ins vorgelagerte Netz werden nicht adressiert. Dies geht zu Lasten der Kostenreflexivität.

Bei den Netzbetreibern bestehen zudem Befürchtungen, dass die Zuordnungskoeffizienten der Verbrauchsmengen nicht zwingend die Energieflüsse richtig abbilden, so dass die Anreize nicht zwingend zu einer Netzentlastung führen. Ein netzkostensenkender Effekt aufgrund der optionalen Tarife wird daher nicht von allen Akteuren gesehen.

### Einordnung in die Optionensystematik dieser Studie (s. Abschnitt 3.2)

Das Modell des kollektiven Eigenverbrauchs kann als eine Ausprägung der in dieser Studie betrachteten Option D verstanden werden, bei der den Verbrauchern, die Strom aus verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen beziehen, ein reduziertes Netzentgelt gewährt wird. Die konkrete Ausgestaltung scheint jedoch sehr aufwändig und komplex zu sein, allein schon aufgrund der Notwendigkeit, eine juristische Person für das Eigenverbrauchskollektiv zu gründen. Es ist davon auszugehen, dass sich Option D auch auf weniger aufwändige Weise ausgestalten lässt, auch wenn das mit Aufwand verbundene Erfordernis, die Lieferbeziehungen zwischen Verbrauchern und Erzeugern bei der Ermittlung der Netzentgelte zu berücksichtigen, ein Wesensmerkmal dieser Option ist.

## C.2 Gutschriften für dezentrale Erzeugung in Grossbritannien

### Ausgangslage

Das britische Elektrizitätsnetz teilt sich in ein Hochspannungs-Übertragungsnetz und 14 regionale, von den Distribution Network Operators (DNOs) betriebene Verteilnetze auf [44, S. 4]. Die Verteilnetze sind regional aufgeteilt und umfassen drei Spannungsebenen: Low Voltage Distribution («LV»; < 1 kV), High Voltage Distribution («HV»; 1 kV bis 22 kV) und Extra High Voltage Distribution («EHV»; 22 kV bis 132 kV). Im Gegensatz zur Schweiz betreibt in Grossbritannien jeder DNO immer alle Verteilnetzebenen.

Netznutzungstarife werden für das Übertragungsnetz, die EHV-Ebene und die übrigen Verteilnetze nach unterschiedlichen Methoden separat ermittelt und den Netznutzern in Rechnung gestellt.

## Netznutzungstarife für Verteilnetze

Die Netznutzungstarife des Verteilnetzes (Distribution Use of System Charges, DUoS) werden nach landesweit einheitlichen Methoden ermittelt und den Lieferanten (also verbrauchsseitig) sowie den Betreibern der im Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen in Rechnung gestellt. Die Berechnung der Netznutzungstarife erfolgt für Netznutzer auf den Ebenen LV und HV nach der Common Distribution Charging Methodology (CDCM). Der Hauptteil der Einnahmen der DNOs basiert auf diesen Tarifen. Die Netznutzer werden hierfür in fixe, landesweit einheitliche Netznutzungskategorien für Ausspeisung und Einspeisung eingeteilt, für die jeweils eine Tarifstruktur vorgegeben ist. Ausspeiseseitig werden Grundpreis, Arbeitspreis und je nach Messgerät Kapazitätspreise verrechnet (Distribution and Connection Use of System Agreement in den Schedules 16, 17 und 18 [45]). Die Arbeitspreise sind in bis zu drei Zeitbänder unterteilt, die von jedem DNO definiert werden, um einen Anreiz zur Reduktion des Verbrauchs in Spitzenlastzeiten zu geben [46, S. 18ff].

Erzeugerseitig werden Netzentgelte als Kombinationen aus Grundpreis und Arbeitspreis erhoben, wobei die Arbeitspreise negativ ausfallen und für nicht-fluktuierende Erzeugungsanlagen wie die ausspeiseseitigen Tarife in drei Zeitbänder differenziert sind. Die Erzeuger erhalten also netto eine Zahlung, was damit begründet wird, dass ihre Produktion Netzausbau aufschiebe. Im Durchschnitt sind die Arbeitspreise für fluktuierende Erzeugungsanlagen geringer als für nicht-fluktuierende Erzeugungsanlagen [46, S. 24].<sup>23</sup>

Für Netznutzer im EHV-Netz werden die Netznutzungstarife nach der EHV Distribution Charging Methodology (EDCM) errechnet. Die Kosten der Anlagen auf den unteren Spannungsebenen werden dabei nicht einbezogen [46, S. 20]. Mittels eines Lastflussmodells ("Power Flow Model") werden pro Netznutzer kostenreflexive Tarife basierend auf den erwarteten Netzverstärkungskosten über zehn Jahre errechnet [47, S. 18]. In Gebieten mit knappen Netzkapazitäten werden so höhere Tarife für Verbraucher und höhere Abgeltungen für Erzeuger bestimmt [46, S. 20–24].

Details der Methodik zur Berechnung der Netzentgelte im Verteilnetz finden sich im Distribution Connection and Use of System Agreement in den Schedules 16, 17 und 18 [45].

## Netznutzungstarif für das Übertragungsnetz

Auch im Übertragungsnetz werden nebst Anschlussgebühren Netzentgelte (Transmission Network Use of System Charges, TNUoS) sowohl bei den Lieferanten/Verbrauchern als auch bei den Erzeugern erhoben. Die Entgelte für Verbraucher sind in 14 Zonen [48, S. 16] aufgeteilt und nach installiertem Messgerät differenziert. Die Entgelthöhe der Verbraucher mit halbstündlicher Messung bemisst sich an der durchschnittlichen Nachfrage während der drei halbstündigen Perioden («Triads») mit höchster Nachfrage zwischen November und Februar [46, S. 27]. Die von den Erzeugern erhobenen Entgelte sind in 27 Zonen aufgeteilt und reflektieren den Beitrag zum Netzausbau. In Gebieten mit wenig Erzeugung im Vergleich zum Verbrauch können die Entgelte so wiederum auch negativ werden, wodurch ein Anreiz zur Standortwahl in diesen Gebieten entsteht. Details der Methodik zur Berechnung der Übertragungsnetzentgelte finden sich im Connection and Use of System Code (CUSC), Section 14 [49, 50].

## Bewertung

In Grossbritannien bestehen für das Übertragungsnetz und die zwei Verteilnetzebenen unterschiedliche Entgeltsystematiken. Innerhalb jedes Verteilnetzes sind die Entgelte einheitlich. Das System setzt auf allen Netzebenen Anreize sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbrauchsseite. Dezentrale Erzeugungsanlagen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, können in Grossbritannien daher zum einen von direkten Zahlungen profitieren. Zudem können Verteilnetzbetreiber und ihre Kunden Tarife des

<sup>23</sup> Beispiel: Für Scottish&Southern Electricity Networks lagen die negativen Arbeitspreise für Erzeugungsanlagen 2016/17 auf der Niederspannung in Hochtarifzeitfenstern bei -3.007 p/kWh, im Zeitfenster des mittleren Taifs bei -1.212 p/kWh und in Niedertarifzeitfenstern bei -0.307 p/kWh. Für fluktuierende Einspeisung lag der Wert für alle Zeitfenster bei -1.081 p/kWh [47]. Auf der Mittelspannung betragen die negativen Arbeitspreise jeweils knapp die Hälfte von diesen Tarifen.

Übertragungsnetzes vermeiden («embedded benefits») [51, S. 7]. Es gibt Hinweise, dass die Anreize auf der Übertragungsnetzebene zur Ansiedlung von Erzeugern in Gebieten mit hohem Lastüberschuss geführt haben ([48] S. 16 und [52] S. 261).

Im Verteilnetz setzt die Differenzierung nach Zeitbändern Anreize für Einspeisung zu Höchstlastzeiten, und die Differenzierung nach EZA-Typen erlaubt es, unterschiedliche Einspeiseprofile zu berücksichtigen. Die Tarife auf der LV- und der HV-Ebene sind allerdings nicht ortsabhängig, so dass keine nach Netzbezirken ausdifferenzierten Anreize für die Ansiedlung dezentraler Erzeugungsanlagen bestehen. Das System auf der EHV-Ebene ist diesbezüglich differenzierter, aber sehr komplex in der Umsetzung.

Bei den verbrauchsseitigen Entgelten wird die Anreizwirkung der Zeitbänder dadurch begrenzt, dass die Netzentgelte via Lieferant abgerechnet werden und nicht transparent beim Verbraucher ankommen [52, S. 263].

### Einordnung in die Optionensystematik dieser Studie (s. Abschnitt 3.2)

Der Ansatz, Zahlungen an Erzeugungsanlagenbetreiber im Verteilnetz zu leisten, um deren Beitrag zur (langfristigen) Absenkung der Netzkosten zu honorieren, entspricht der in dieser Studie betrachteten Option A. Dass dies in Grossbritannien über erzeugungsseitige Netzentgeltkomponenten mit (ortsabhängig) negativem Vorzeichen umgesetzt wird, ist mit der dortigen langjährigen Tarifierungspraxis auch auf anderen Netzebenen konform und dementsprechend etabliert und akzeptiert. In der Schweiz müsste hierfür ein neues Tarifelement eingeführt werden.

Die Differenzierung der Netzentgelte nach Zeitbändern stellt ein Ausgestaltungsbeispiel des in dieser Studie in Kapitel 5 behandelten Ansatzes zeitvariabler Netzentgelte dar.

## C.3 Vermiedene Netzentgelte in Deutschland

### Ausgangslage

In Deutschland gibt es wie in der Schweiz eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern (im Oktober 2020 waren es 899 VNB [53]) mit ähnlich heterogenen Versorgungsaufgaben wie bei den Schweizer VNB. Das System der Netzkostentragung beruht auch in Deutschland auf einer Kostenwälzung von den oberen hin zu den unteren Netzebenen. Erzeugungsanlagen zahlen gemäss § 15 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) keine Netznutzungsentgelte. Die Kosten werden auf Basis der Netzhöchstlasten je Netzebene und einer angenommenen «Gleichzeitigkeitsfunktion» auf die Netzkunden der Netzebenen verteilt bzw. weitergewälzt (§ 16 StromNEV). Die Kostenwälzung findet dabei wie in der Schweiz durchgängig vom Übertragungsnetz bis zur Niederspannungsebene statt. Die Höhe der Netznutzungsentgelte ist abhängig von der Netzebene und der Benutzungsstundenzahl und ergibt sich aus den Leistungs- und Arbeitswerten für Entnahmestellen mit Leistungsmessung. Für die auf Basis von Standardlastprofilen versorgten nicht-leistungsgemessenen Verbraucher werden Arbeitspreise und – bei den meisten Netzbetreibern – Grundpreise erhoben (§ 17 StromNEV). Hinsichtlich der Erhebung und Bemessung von Grundpreisen bestehen jedoch grosse Freiheitsgrade für die VNB. Für das Übertragungsnetz wurde mit Inkrafttreten des «Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur» (NEMoG)<sup>24</sup> 2017 vorgegeben, dass die zurzeit noch eigenständigen Tarife der vier Übertragungsnetzbetreiber sukzessive angeglichen und zum 1. Januar 2023 vollständig vereinheitlicht werden.

### Entgelte für dezentrale Einspeisung

Mit der Verabschiedung der StromNEV im Jahr 2005 wurde ein «Entgelt für dezentrale Einspeisung» (§ 18 StromNEV) eingeführt. Dieses Entgelt wird von den VNB an die Betreiber der an ihr Netz angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen ausgezahlt bzw. im Fall von Anlagen, die eine Förderung

---

<sup>24</sup> Siehe Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil 1, Nr. 48, S. 2503-8, verfügbar unter [http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBI&jumpTo=bgbl117s2503.pdf](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl117s2503.pdf)

z. B. nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten, dem Fördermechanismus gutgeschrieben. Dies bedeutet, dass die Betreiber von EE-Anlagen selbst *keine* Zahlungen über diesen Mechanismus erhalten (sofern sie eine Förderung erhalten, was in Deutschland bisher – außer bei Eigenerzeugung – aber praktisch immer der Fall ist). Nur die Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen können von diesen Zahlungen direkt profitieren.

Das Entgelt entspricht der Höhe der Netzentgelte für vorgelagerte Netzebenen, die der jeweilige VNB aufgrund der dezentralen Erzeugung einspart. Es wird ermittelt, indem die *tatsächlich* (also *mit* Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung) von dem VNB an den Betreiber der nächsthöheren Netzebene zu zahlenden Entgelte mit den Entgelten verglichen werden, die sich *ohne* die dezentrale Einspeisung ergäben. Für den (häufigen) Fall, dass mehrere Erzeugungsanlagen an das gleiche Netz angeschlossen sind, werden die ermittelten «vermiedenen Netzentgelte» nach einer in einem Branchenleitfaden beschriebenen Methodik auf die einzelnen Erzeugungsanlagen aufgeteilt.

Der deutsche Gesetzgeber hat allerdings mit der Verabschiedung des NEMoG (s. oben) die schrittweise Abkehr vom System der «vermiedenen Netzentgelte» eingeleitet. Anlagen, die ab 2023 neu installiert werden, erhalten keine solchen Zahlungen mehr. Für neue Anlagen auf Basis volatiler Energieträger (v. a. Solar und Wind) werden sogar schon seit 2018 keine solchen Zahlungen mehr geleistet (die, wie oben erläutert, ohnehin nicht an die Anlagenbetreiber ausgezahlt, sondern mit dem EEG-Umlagemechanismus verrechnet wurden). Für Bestandsanlagen mit volatilem Erzeugungsprofil erfolgen solche Zahlungen letztmalig im Jahr 2020, und zwar in Höhe von weniger als einem Drittel der ursprünglich vorgesehenen Beträge. Lediglich Bestandsanlagen mit steuerbarer Erzeugung (v. a. Kraft-Wärme-Kopplung) erhalten über das Jahr 2023 hinaus noch Entgelte auf Basis der «vermiedenen Netzentgelte» (zu eingefrorenen Werten von 2016).

## Bewertung

Diesem System liegt die Überlegung zugrunde, dass dezentral bereitgestellte Energie auch dezentral verbraucht wird.<sup>25</sup> Es stellte sich aber heraus, dass mit der konkreten Ausgestaltung des Systems verschiedene Fehlanreize entstanden oder sich Annahmen als falsch herausstellten:

- Dezentrale Anlagen sind zu einem grossen Teil volatile Produzenten, etwa in Form von Windkraft- oder Solaranlagen. Dies bedeutet jedoch, dass die Stromerzeugung nicht nachfragegerecht erfolgt – sowohl zeitlich als auch räumlich. (Zeitlich in dem Sinne, dass die täglichen oder saisonalen Erzeugungs- und Nutzungsprofile deutlich auseinanderfallen können; zur räumlichen Dimension, siehe nächster Punkt.) Somit wird häufig nur ein kleiner Teil des dezentral eingespeisten Stroms «direkt» und dezentral wieder verbraucht, und Ungleichgewichte müssen über die vorgelagerten Netzebenen ausgeglichen werden.
- Vermiedene Netzentgelte sind deutlich höher als die tatsächlich vermiedenen Netzkosten (siehe Kostentreiberanalyse, Kapitel 2). Teilweise sind die Netzkosten infolge der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen sogar gestiegen. V. a. im Osten und Norden Deutschlands haben sich bereits erzeugungsdominierte Netzgebiete ausgebildet.
- Dies hat dazu beigetragen, dass die Netzentgelte in Nord- und Ostdeutschland überwiegend höher sind als in Süd- und Westdeutschland.<sup>26</sup> Dies würde bei einem Fortbestand der Systematik den Anreiz weiter steigern, in Gebieten mit viel dezentraler Erzeugung weitere Anlagen zu installieren, um von den höheren Zahlungen durch «vermiedene Netzentgelte» zu profitieren. Hierdurch

<sup>25</sup> Siehe <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/wettbewerb-energiebereich-4.html>.

<sup>26</sup> Siehe Wissenschaftliche Dienste des Bundestags (2020). «Fragen zur Entwicklung der Netzentgelte im Stromsektor», verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/689786/9b84cafbe64abf68170c87763ca2b5ea/WD-5-012-20-pdf-data.pdf>.

würde die in diesen Gebieten ohnehin bestehende kostenerhöhende Wirkung der dezentralen Erzeugung in den Verteilnetzen weiter verstärkt.

Insgesamt ist mit diesem Ansatz somit ein *überhöhter* Anreiz zur Errichtung dezentraler Erzeugungsanlagen und damit einhergehend eine Umverteilung zulasten der Verbraucher verbunden. Die aufgrund der Bezugnahme auf vermiedene Entgelte statt auf vermiedene Kosten mangelnde Kostenreflexivität dieses Ansatzes hat zu einer intensiven Debatte über seine Sachgerechtigkeit und anschliessend zu der Entscheidung geführt, ihn schrittweise auslaufen zu lassen (s. oben).

### Einordnung in die Optionensystematik dieser Studie (s. Abschnitt 3.2)

Die Entgelte für dezentrale Einspeisung entsprechen dem Grundkonzept der in dieser Studie betrachteten Option A. Dabei ist aber zu beachten, dass diese Entgelte im Fall von EE-Anlagen nicht an die Anlagenbetreiber ausgezahlt werden, sondern mit dem EEG-Umlagemechanismus verrechnet werden und somit eine aus Netzsicht fragwürdige Umverteilung in Richtung der EE-Förderung bewirken. Einen individuellen Anreiz zur Errichtung verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen vermitteln diese Entgelte somit nur im Bereich der konventionellen Erzeugung. Darüber hinaus unterscheidet sich der Ansatz in verschiedenen Punkten grundlegend von den in dieser Studie empfohlenen Ausgestaltungsmerkmalen für Option A. Die Zahlungen für dezentrale Erzeugung richten sich in Deutschland nicht nach den langfristig vermeidbaren Netzkosten, sondern nach den kurzfristig vermiedenen Netzentgelten, und haben somit erhebliche Umverteilungswirkungen zur Folge. Zudem werden sie auch dann noch gezahlt, wenn die Netzdimensionierung in einem Gebiet bereits eindeutig nicht mehr vom Verbrauch, sondern von der dezentralen Erzeugung getrieben wird, und sind daher jedenfalls in solchen Fällen offensichtlich nicht kostenreflexiv.

## D Quantitative Analysen – Methodik und Daten

### D.1 Übersicht über methodische Vorgehensweise

Bild D.3 gibt eine Übersicht über die grundsätzliche Herangehensweise bei den quantitativen Kostentreiberanalysen, deren Kernergebnisse in Abschnitt 2.5 dargestellt sind.



Bild D.3 Übersicht über grundsätzliche Methodik für die quantitativen Kostentreiberanalysen

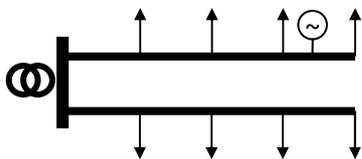
Grundlage der quantitativen Analysen ist die Betrachtung ausgewählter Netz- und Versorgungssituationen, unter anderem in Orientierung an Untersuchungen für den VSE [9]. Hierzu werden verschiedene Fälle betrachtet, so dass die Bandbreite der in der Schweiz vorkommenden Situationen möglichst gut abgedeckt wird. Es wird ein grossstädtisches, ein ländliches und ein Mischgebiet betrachtet (Details siehe unten).

Im zweiten Schritt wird durch Variation der für die Netzdimensionierung relevanten Eigenschaften der Verbraucher und/oder Einspeiser erreicht, dass nicht nur heutige Netzbelastungssituationen, sondern vor allem auch künftige Entwicklungen berücksichtigt werden. Auf der Verbrauchsseite sind Zuwächse

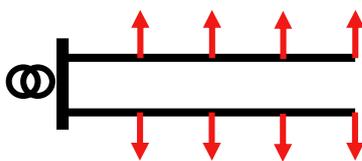
zu erwarten durch die zunehmende Verbreitung der E-Mobilität und teilweise auch durch den noch weitergehenden Übergang auf strombasierte Heizungen. Auf der Einspeiseseite ist von einem Zuwachs kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten, vor allem PV-Anlagen, auszugehen.

Die in Schritt 2 vorgenommene Veränderung der Last-/Einspeisekonstellation resultiert in einem neuen (höheren oder geringeren) Wert für die maximale Netzbelastung. Hierauf aufbauend werden im dritten Schritt unter Berücksichtigung praxistypischer Werte für die zulässige Betriebsmittelbelastung die langfristig erforderliche Dimensionierung der Kabel (Querschnitt) und der Transformatoren (installierte Trafoleistung) sowie die Zahl ggf. erforderlicher zusätzlicher/paralleler Betriebsmittel bestimmt (Bild D.4). Dabei wird generell von einer „Grüne-Wiese-Situation“ ausgegangen, das heisst es wird davon ausgegangen, dass die Netze vollständig und in kostenminimaler Weise an die veränderten Last- und/oder Einspeiseanforderungen angepasst sind. Eine solche Herangehensweise ist gut geeignet, um die relativen Netzkostenunterschiede, die sich langfristig aus Veränderungen der Last- und/oder Einspeisesituation ergeben, zu ermitteln. Hierbei haben wir auf die in zahlreichen vergleichbaren Analysen praxiserprobte Methodik der «Modellnetzanalyse» zurückgegriffen. Beispiele für Studien, in denen diese Methodik eingesetzt wurde, sind [4-7]. Details hierzu sind in Abschnitt D.2 beschrieben.

### Ausgangs-Untersuchungsgegenstand: heutige Netz-/Versorgungssituationen

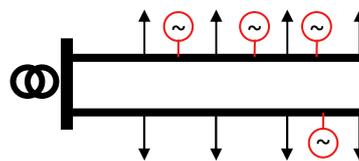


### Veränderung der Lastsituation



...

### der Einspeisesituation



### Netzberechnungen zur Bestimmung der erforderlichen Höher- und/oder der möglichen Geringer-Dimensionierung und der Netzverluständerung

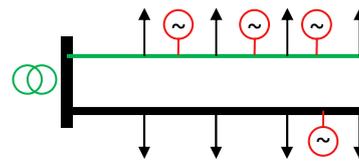
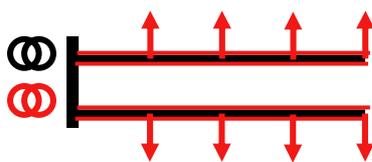


Bild D.4 Abfolge der betrachteten Netz- und Versorgungssituationen

Schliesslich werden im vierten Schritt unter Berücksichtigung praxisüblicher Kostenansätze die langfristigen Netzkosten bestimmt. Details hierzu siehe Abschnitt D.2.

### Einfluss von Speichern

Die künftig zu erwartenden Last- und Einspeisesituationen werden auch durch den zunehmenden Einsatz von Speichern beeinflusst. Derzeit ist vor allem der Zubau von PV-Systemen mit stationären Batterien oder die Nachrüstung vorhandener PV-Anlagen mit Batterien abzusehen. Diese werden zur Optimierung des Selbstverbrauchs eingesetzt und sind dementsprechend in der Regel als Tagesspeicher dimensioniert, also mit dem Ziel, Erzeugungsüberschüsse, die an einem oder ggf. auch einigen wenigen Tagen anfallen, zwischenspeichern zu können. Solche Speicher haben einen grossen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf und die Höhe des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms. **Sie haben aller-**

**dings in aller Regel keinen Einfluss auf die Netzdimensionierung, da sie als Tagesspeicher dimensioniert werden und somit zu Zeiten hoher Lasten an kalten, sonnenarmen Wintertagen in aller Regel nicht zur Lastdeckung beitragen und somit die Jahreshöchstbezüge aus dem öffentlichen Netz unverändert bleiben.** Folglich werden auch die Netzkosten mit Ausnahme der vom Zeitverlauf der Bezüge abhängenden Netzverlustkosten nicht beeinflusst (weitere Ausführungen bzgl. Netzverlustkosten siehe unten). Daran, dass diese Speicher in der Regel als Tagesspeicher dimensioniert werden und damit keine Reduktion der für die Netzdimensionierung relevanten Höchstbelastungen resultiert, wird sich voraussichtlich auch langfristig nichts Wesentliches ändern.

## D.2 Modellnetzanalyse-Methodik

### Einführung

Die wesentliche Schwierigkeit bei der Nachbildung realer Netzplanungsprozesse beruht auf deren im Einzelfall hohen Komplexität. Je genauer fallspezifische Einflüsse berücksichtigt werden, desto aufwendiger wird die Nachbildung und desto weniger anschaulich und allgemeingültig werden die daraus ableitbaren Erkenntnisse. Andererseits ist insbesondere in den Verteilnetzebenen die Zahl der voneinander unabhängigen und meist nach relativ einfachen Planungsgrundsätzen ausgelegten Netzbezirke so hoch, dass die Auswirkung vieler Sondereinflüsse im statistischen Mittel gering bleibt.

Idee der hier angewendeten Methodik ist es, homogene Laststrukturen zu definieren und bei der Nachbildung der Netzauslegung ebenfalls homogene, aber realitätsnahe Netzstrukturen vorzugeben. Reale Versorgungsgebiete können zwar nicht durch ein einzelnes homogen strukturiertes Gebiet nachgebildet, aber vielfach in Teilgebiete zerlegt und damit hinreichend genau mit jeweils homogenen Modellen angenähert werden.

Für die Modellbildung ist es somit entscheidend, abhängig von der konkreten Fragestellung die planungsrelevanten Eigenschaften von Versorgungsgebieten und die technischen und wirtschaftlichen Planungsvorgaben so detailliert zu berücksichtigen, dass sich realitätsnahe Netzstrukturen ergeben, gleichzeitig aber die Modelle so einfach wie möglich zu halten, damit die interessierenden Zusammenhänge deutlich und nachvollziehbar werden.

Für die hier durchgeführten Untersuchungen wurde ein auf den obigen Überlegungen aufbauender, zunächst für Grundsatzuntersuchungen entwickelter Planungsalgorithmus eingesetzt. Die dabei unterstellten homogenen Last- und Netzstrukturen der NE 5 und NE 7 Ebene zeigt Bild D.5.

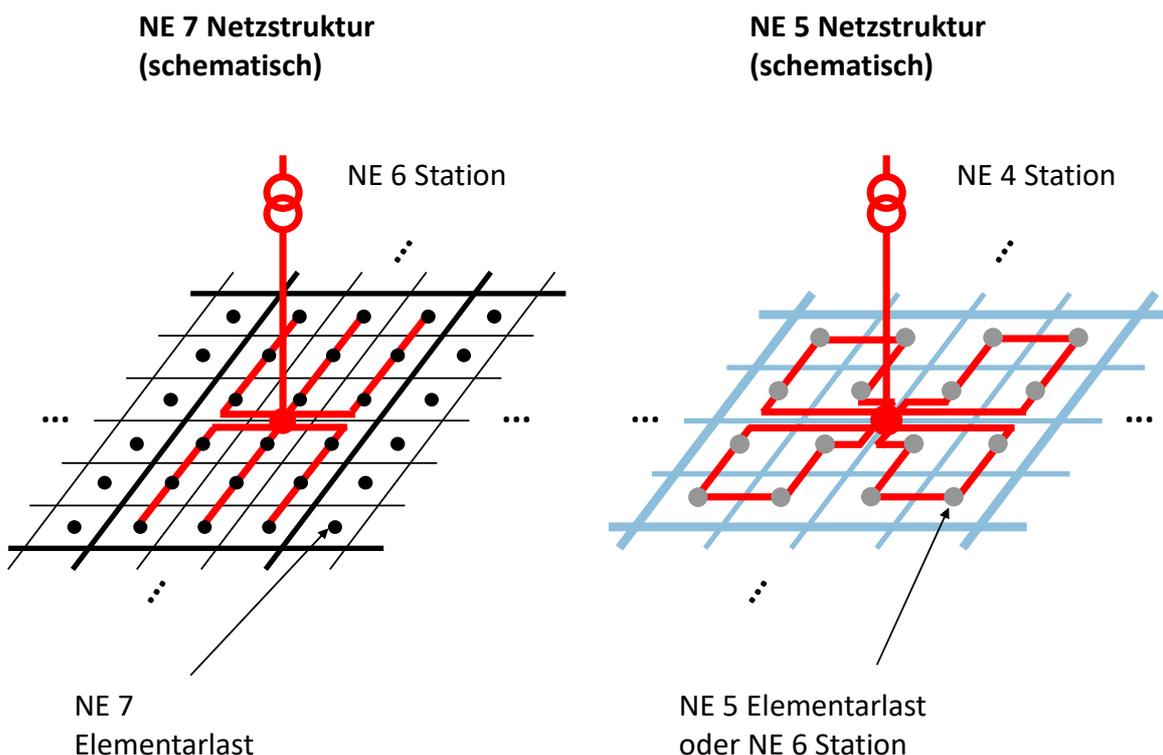


Bild D.5 Homogene Last- und Netzmodelle am Beispiel der NE 5 und NE 7 Ebene

Für die in der vorliegenden Studie im Vordergrund stehenden Analysen zur Ermittlung der Auswirkungen von Veränderungen auf der Verbrauchs- wie auch der Erzeugungsseite auf die Verteilungsnetze ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) ebenfalls gut geeignet. Dies gilt insbesondere auch für den Vergleich der Auswirkungen verschiedener Last- und Einspeiseszenarien. Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe – wie zuvor dargestellt – in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschliesslich Lasten und Einspeisungen, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (benötigtes Netzengengerüst, Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen.

Für die betrachtete Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben (siehe auch Abschnitt D.3) ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden und sind auch nicht Ziel der vorliegenden Studie.

### Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage: Höchstlast und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Lastcharakteristik, maximale Erzeugungsleistung und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Erzeugungscharakteristik

- mögliche Standorte für Umspannstationen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen

Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer je Netzebene und je betrachtetem Netzgebiet homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Netzgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Gebiets verteilt sind.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene durch Angaben zur Fläche, zur Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden.

Bild D.6 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist daher auch kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe (Lasten und Einspeisungen) und den erforderlichen Netzengmen (z. B. Zahl und Dimensionierung der Leitungsabgänge, Transformatorgrösse/-zahl) und den resultierenden Netzkosten abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern. Zudem werden bei der Parametrierung der MNA als Randbedingung die heutigen realen Netzengmen differenziert nach Netzebenen berücksichtigt (siehe Abschnitt D.3). Durch diese an der Realität orientierte und weiter unten näher dokumentierte Kalibrierung am gesamten Schweizer Netzbestand wird erreicht, dass der mittels MNA bestimmte Umfang des Netzausbaus der Höhe nach dem in der Realität zu erwartenden Ausbau- bzw. Rückbaumfang entspricht.

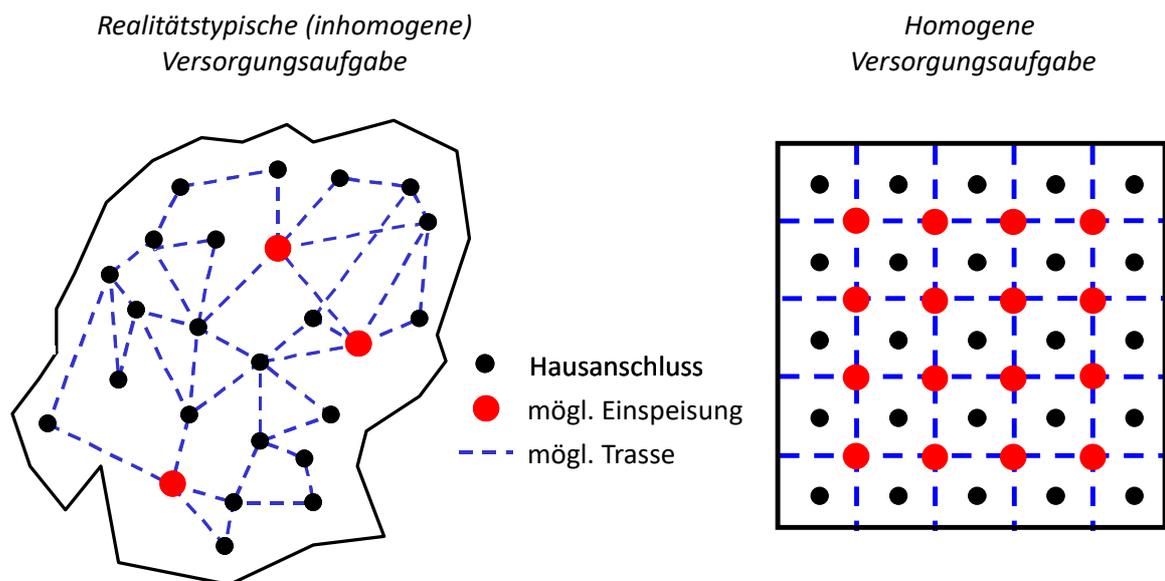


Bild D.6 Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

## Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig, dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen, als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen grösseren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Für die Netzauslegung ergeben sich beim MNA-Ansatz folgende Berechnungsschritte:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene, also hier die NS-Ebene (Netzebene 7), ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Netzstation bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Netzstation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Netzstation berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Netzstationen bzw. MS/NS-Transformatoren in der Netzebene 6 im betrachteten Teilversorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Grössen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Stationen auf Netzebene 6 fliesst dann – neben weiteren Eingangsgrössen – in die Auslegung der überlagerten MS-Ebene (Netzebene 5) ein. Diese folgt ebenso wie die darauffolgende Auslegung der Netzebenen 4 und 3 dem gleichen Berechnungsschema.

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Im Rahmen dieser Studie wurden die Modellnetze entsprechend dem heute in der Schweiz tatsächlich vorhandenen Netzbetriebsmittelbestand parametrisiert. Details hierzu finden sich in Abschnitt D.3.

## Ergebnisse: Netzmengen

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert letztlich ein nach Netzebenen differenziertes Mengengerüst des für die jeweils betrachtete Versorgungsaufgabe, also die Last- und Einspeisekonstellation, benötigten Netzes. Konkret wird berechnet:

- Für die Leitungsebenen (Netzebenen 7, 5 und 3):
  - Zahl und Länge der Leitungsabgänge
  - Zahl der ggf. erforderlichen parallelen Leitungen (in einem Graben bzw. Rohrblock)
- Für die Umspannebenen (Netzebenen 6 und 4):
  - Zahl der Transformatoren
  - Zahl der ggf. erforderlichen zusätzlichen Stationen

### Ergebnisse: Netzkosten

Auf Basis der erforderlichen Netzmengen wird im Weiteren unter Berücksichtigung der nachfolgend genannten Kapital- und Betriebskostenansätze eine Kostenbestimmung vorgenommen.

	Land	Mischgebiet	Stadt
Tiefbau, Rohrblock	130	230	330
Kabel inkl. Verlegung	70	70	70

Tabelle D.7 Spezifische Kostenansätze Netzebene 7 [CHF/km]

	Land	Mischgebiet	Stadt
Gebäude, Schaltanlage, etc.	30.000	50.000	70.000
Trafo inkl. TF-Schaltfeldern	50.000	50.000	50.000

Tabelle D.8 Spezifische Kostenansätze Netzebene 6 [CHF/Stück]

	Land	Mischgebiet	Stadt
Tiefbau, Rohrblock	150	250	350
Kabel inkl. Verlegung	100	100	100

Tabelle D.9 Spezifische Kostenansätze Netzebene 5 [CHF/km]

	Land	Mischgebiet	Stadt
Gebäude, Schaltanlage, etc.	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Trafo inkl. TF-Schaltfeldern	2.000.000	2.000.000	2.000.000

Tabelle D.10 Spezifische Kostenansätze Netzebene 4 [CHF/Stück]

	Land	Mischgebiet	Stadt
Tiefbau, Rohrblock	500	600	900
Kabel inkl. Verlegung	300	300	300

Tabelle D.11 Spezifische Kostenansätze Netzebene 3 [CHF/km]

	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3
Netzstation		0,5%		0,5	

<b>Kabel</b>	0,4%		0,4%		0,4%
<b>Freileitung</b>	2,0%		1,5%		1,0%

Tabelle 7.12 Betriebskostenansätze in Prozent der Investitionskosten pro Jahr

### D.3 Betrachtete Netzgebiete

Es werden die Netzebenen 7 bis 3 für drei verschiedene Arten von Netzgebieten betrachtet, und zwar

- ein Mischgebiet, das überwiegend kleinstädtisch/dörflich geprägt ist,
- ein ländliches Gebiet und
- ein grossstädtisches Gebiet.

Die Auslegung der Netzebenen 1 und 2, also des Übertragungsnetzes, wird zwar teilweise auch von den lokalen/regionalen Last- und Einspeisebedingungen bestimmt, sehr massgeblich allerdings von den Anforderungen aus dem grossräumigen Last-/Erzeugungsaustausch innerhalb der Schweiz (siehe Abschnitt 2.4.2) sowie den Anforderungen aus dem internationalen Stromaustausch. Diese beiden Netzebenen werden deshalb hier nicht weiter betrachtet.

Wesentliche Eigenschaften der betrachteten Netze sind in der folgenden Tabelle angegeben.

	Mischgebiet	Land	Grossstadt
<b>Netzebene 7</b>			
Durchschnittliche Höchstlast pro Hausanschluss	10 kW	10 kW	20 kW
Hausanschlüsse je Leitungsabgang	10	5	5
Länge je Leitungsabgang	500 m	1.000 m	250 m
Zulässige Leitungsbelastung (n-1)	100 kW	75 kW	150 kW
<b>Netzebene 6</b>			
Zahl der NE-7-Leitungsabgänge pro Transformatorstation	3	3	3
Zulässige Transformatorbelastung (n-1)	200 kW	150 kW	250 kW
<b>Netzebene 5</b>			
Transformatorstationen pro Leitungsabgang	12	20	10
Länge je Leitungsabgang	10 km	20 km	5 km
Zulässige Leitungsbelastung (n-1)	2,5 MW	2 MW	2,5 MW
<b>Netzebene 4</b>			
Zahl der NE-5-Leitungsabgänge pro Unterwerk	8	5	10
Zahl der Transformatoren je Unterwerk (Ausgangssituation)	2	2	2
Zulässige Transformatorbelastung (n-1)	20 MW	15 MW	25 MW
<b>Netzebene 3 (generell Doppelleitungen)</b>			
Zahl der Unterwerke pro NE-3-Doppelleitung	3	4	3
Zulässige Leitungsbelastung pro Doppelleitung (n-1)	100 MW	100 MW	100 MW
Länge der NE-3-Doppelleitung pro Unterwerk	15 km	30 km	10 km

Tabelle D.13 Wesentliche Eigenschaften der betrachteten Netze

### Abgleich mit gesamten Netzbestand in der Schweiz

Die Eigenschaften der Netze des Mischgebiets entsprechen denen des Durchschnitts aller Netze in der Schweiz. Dies soll beispielhaft an der Länge der NE-3-Leitungen (NE = Netzebene) pro Unterwerk verdeutlicht werden. Die Gesamtlänge aller NE-3-Leitungen in der Schweiz beträgt ca. 9.000 km, und es gibt insgesamt ca. 560 NE-4-Unterwerke. Rechnerisch ergibt sich somit eine Leitungslänge pro Unterwerk von 16 km, was in etwa dem Wert für das Mischgebiet entspricht (Angabe in letzter Zeile der Tabelle). Ähnliches gilt für die Eigenschaften der übrigen Netzebenen. Die Eigenschaften der Netze, die

hier beispielhaft für städtische und ländliche Strukturen betrachtet wurden, sind ebenfalls orientiert an typischen realen städtischen und ländlichen Netzen. Gegenüber dem Mischgebiet zeichnet sich das ländliche Netz vor allem durch ausgedehntere Leitungslängen und geringere Lasten an den Transformatorstationen und Unterwerken aus und das städtische Netz entsprechend durch geringere Leitungslängen und höhere Lasten.

## E Detaildarstellungen zu Beispielen zur Bemessung zeitvariabler Arbeitspreise

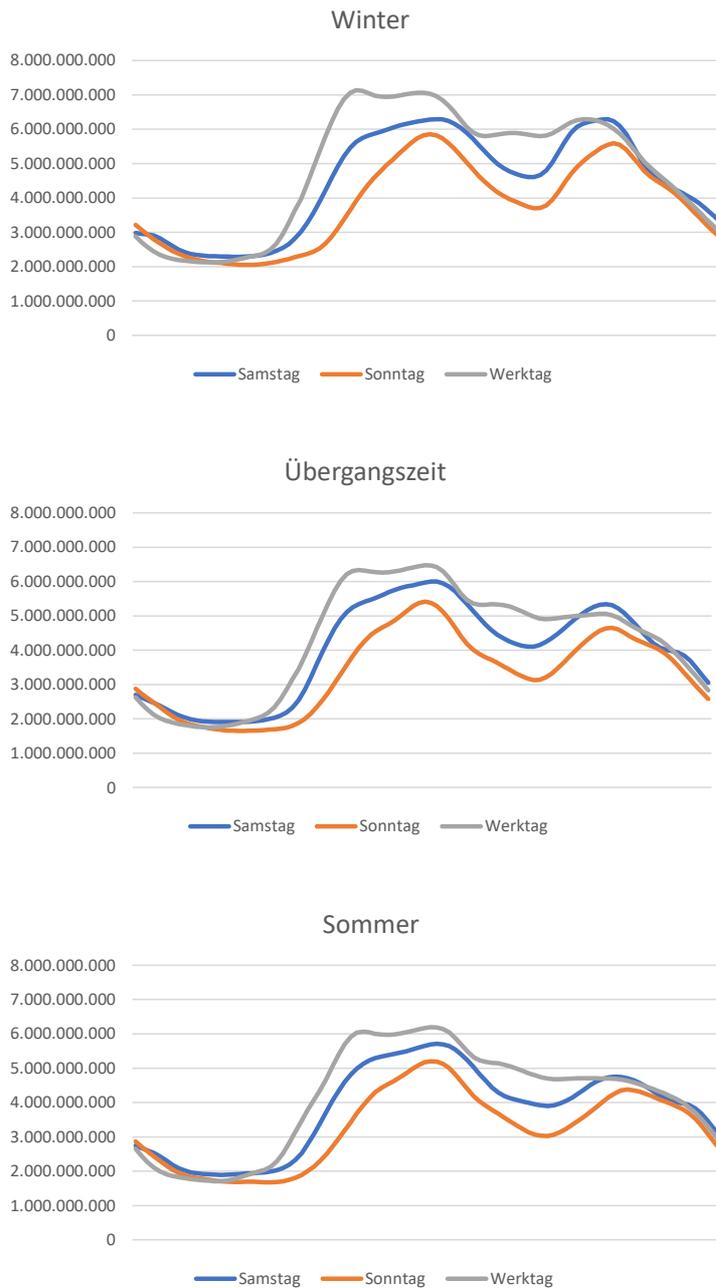


Bild E.7 Tagesprofile des Gesamtverbrauchs in Netzebenen 6-7 in der Schweiz

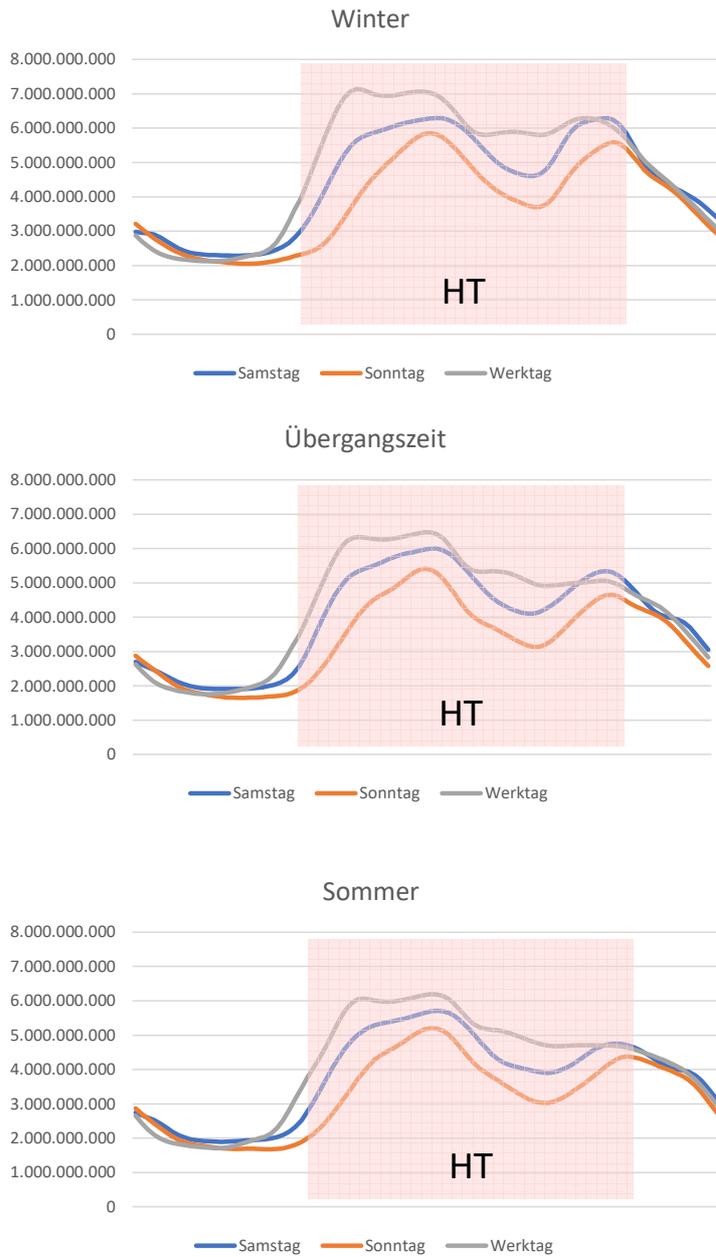


Bild E.8 Lage der HT-Zeiten bei der Variante «HT-Zeiten ganzjährig Mo-Sa 7-19 Uhr»

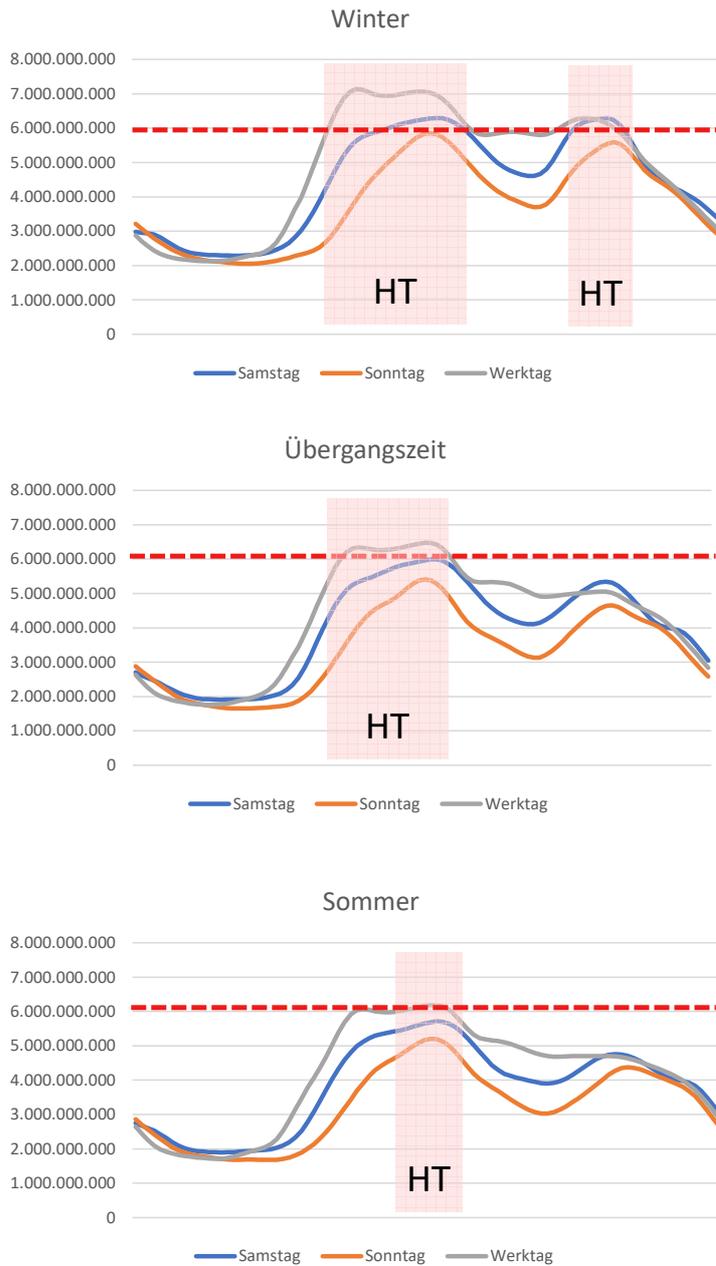


Bild E.9 Lage der HT-Zeiten bei der Variante «HT-Zeiten bei Last > 85 % der Jahreshöchstlast»

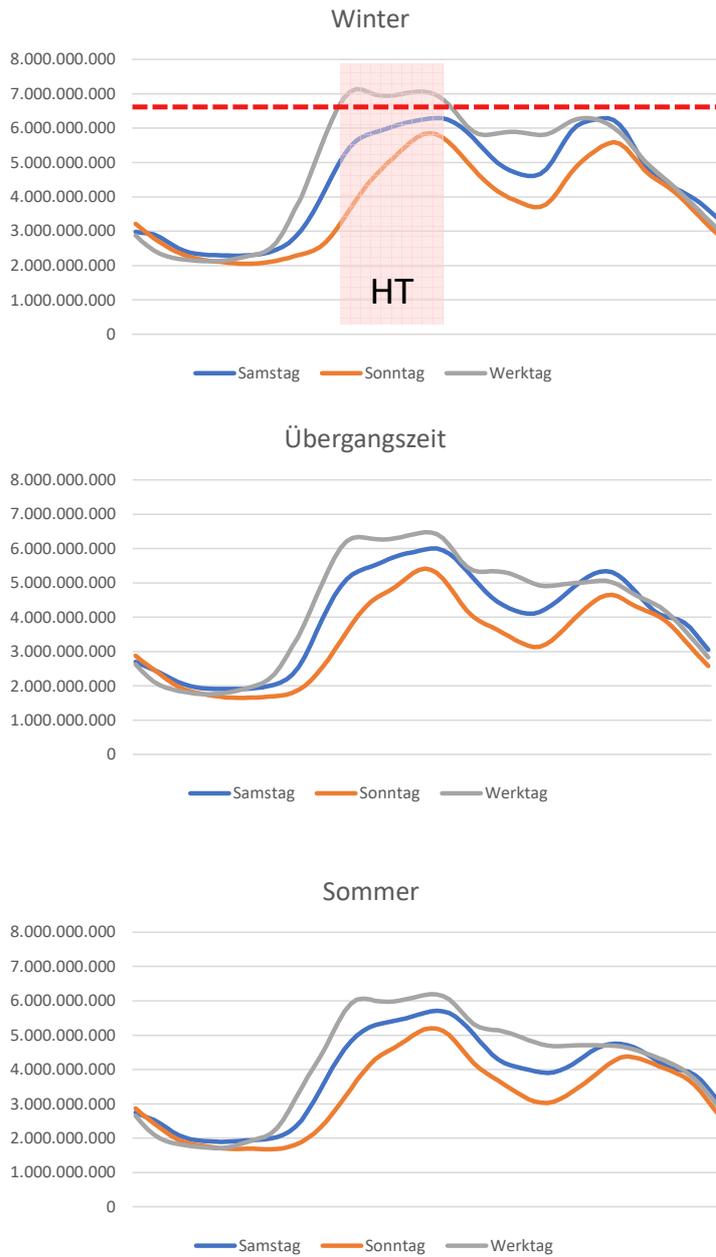


Bild E.10 Lage der HT-Zeiten bei der Variante «Critical peak pricing»

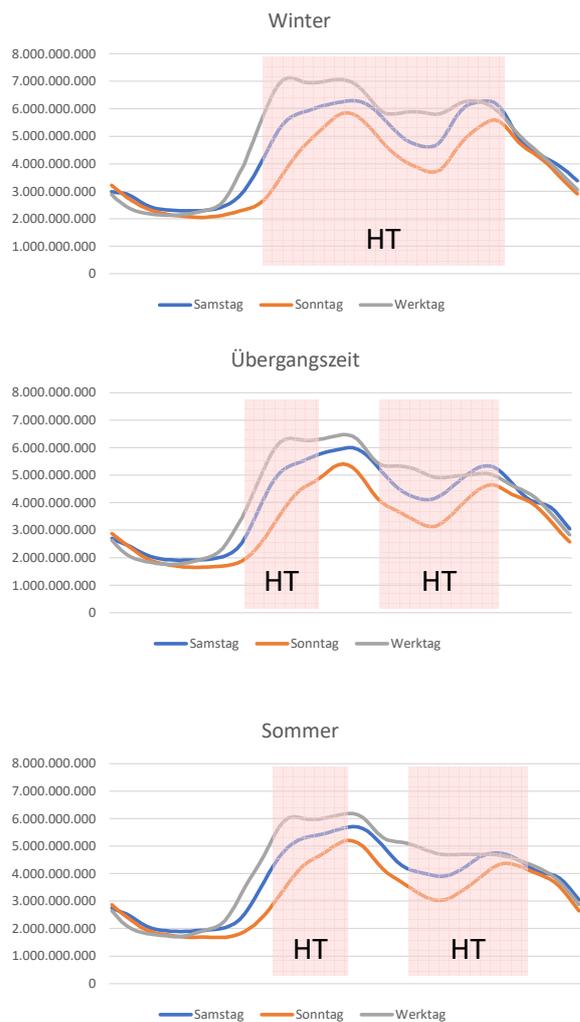


Bild E.11 Lage der HT-Zeiten bei der Variante «Orientierung an PV-Einspeisung – statisch»