



# Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten

## Gutachten

für

Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)

## Abschlussbericht

5. Juni 2020

Gefördert durch:



Bundesministerium  
der Justiz und  
für Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**verbraucherzentrale**

*Bundesverband*

consentec

# **Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten**

## **Gutachten**

für

Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)

## **Abschlussbericht**

5. Juni 2020

## **Consentec GmbH**

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

<http://www.consentec.de>

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>11</b>
<b>2 Überblick über aktuell diskutierte Flexibilitätsmodelle</b>	<b>14</b>
<b>3 Modellvorschlag „Spitzenglättung“</b>	<b>17</b>
3.1 Modellbeschreibung	17
3.2 Grundsätzliche Einordnung	19
3.3 Auswirkungen auf „unflexible“ Verbraucher	21
3.4 Auswirkungen auf „teilflexible“ Verbraucher	28
3.5 Auswirkungen auf „vollflexible“ Verbraucher	39
3.6 Auswirkungen auf alle Verbraucher	40
<b>4 Zeitvariable Netzentgelte</b>	<b>48</b>
4.1 Grundsätzliche Ziele und Voraussetzungen	48
4.2 Wirkungsziel des Preissignals	52
4.3 Gestaltung des Preissignals	53
4.4 Abschätzung einer angemessenen Preisspreizung	55
4.5 Bewertung	57
<b>5 Quotierungsmodelle</b>	<b>61</b>
<b>6 Kombinierbarkeit der Modelle</b>	<b>63</b>
<b>7 Literatur/Quellen</b>	<b>65</b>



## Zusammenfassung

Zurzeit wird intensiv diskutiert, ob und wie die Flexibilität neuartiger Stromverbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sowie auf längere Sicht evtl. auch Klimaanlage für netzdienliche und/oder systemorientierte Zwecke nutzbar gemacht werden kann und soll. Diese sogenannten flexiblen Verbrauchseinrichtungen kommen zu den unflexiblen Verbrauchseinrichtungen wie Küchengeräten, Durchlauferhitzern, Lampen etc. hinzu. Von dieser Änderung sind insbesondere die privaten Haushalte betroffen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beabsichtigt, Regelungen zur *netzdienlichen* Nutzung dieser Flexibilität auf Basis der Vorschrift § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die auch eine Verordnungsermächtigung umfasst, einzuführen. Hierbei soll auf das vom Beraterkonsortium EY/BET entwickelte Modell der „Spitzenglättung“ aufgebaut werden, das eine Reform der Netzentgeltssystematik einschließt.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), der in den Diskussionen zu dieser Thematik die Interessen der privaten Stromverbraucher vertritt, befürchtet, dass das vorgeschlagene Modell für die Verbraucher nachteilig sein kann, vor allem wenn es als einziges oder prioritäres Instrument zur Nutzung dieser Flexibilität eingeführt wird. Hauptzielgruppe der vorgeschlagenen Anpassungen der Netzentgelte sind die privaten Verbraucher. Vor diesem Hintergrund hat der vzbv uns damit beauftragt, dieses und andere mögliche Modelle – insbesondere die Einführung zeitvariabler Netzentgelte – aus Sicht der privaten Verbraucher vergleichend zu untersuchen und Handlungsempfehlungen zur Wahl und Ausgestaltung geeigneter Modelle abzuleiten, um für die Verbraucher die bestmögliche Lösung in Bezug auf Kosten und Wahlmöglichkeit aufzuzeigen.

Wir fassen nachfolgend die wesentlichen Ergebnisse unserer Untersuchung zusammen und verweisen auf die Stellen in unserem Abschlussbericht, an denen diese Ergebnisse hergeleitet und näher erläutert werden.

### Modelle auf Basis von § 14a EnWG sind nicht alternativlos

Wie der Überblick über derzeit diskutierte und zum Teil bereits praktizierte Flexibilitätsmodelle (Kapitel 2) zeigt, stellen Modelle auf Basis von **§ 14a EnWG** nicht die einzige Möglichkeit dar, die Flexibilität der neuartigen Verbrauchseinrichtungen netzdienlich zu nutzen. Eine Möglichkeit, die sich hiervon grundlegend unterscheidet und in verschiedener Hinsicht verbraucherfreundlicher ist, ist die Einführung **zeitvariabler Netzentgelte**. Es werden aber auch andere Optionen wie z. B. **Quotierungsmodelle** diskutiert, die gewisse Parallelen zu § 14a EnWG aufweisen, in einzelnen Punkten aber deutlich hiervon abweichen. Teilweise können diese Modelle auch miteinander kombiniert werden. Um eine einseitige, für die privaten Verbraucher nachteilige und evtl. schwer revidierbare Rahmensetzung zu vermeiden, sollten die in Frage kommenden Optionen umfassend untersucht und gegeneinander abgewogen werden.

### Das Modell „Spitzenglättung“ ist für private Verbraucher nachteilig und als alleiniges Modell ungeeignet

Das Modell der „Spitzenglättung“ geht **weit über § 14a EnWG hinaus** und ist somit nicht, wie mitunter dargestellt wird, eine schlanke Umsetzung dieser Vorschrift (s. Abschnitt 3.2). § 14a EnWG ermächtigt *nicht* zur Einführung **erhöhter Netzentgelte** oder **zusätzlicher Entgeltkomponenten**, sondern im Gegenteil nur zur *Reduzierung* der Netzentgelte als Gegenleistung für die Bereitstellung von Flexibilität. § 14a EnWG adressiert auch nicht die mit dem Modell verbundenen Eingriffe im Bereich der **Netzanschlusskapazitäten**. Der Modellvorschlag umfasst vielmehr

eine von § 14a EnWG unabhängige, **tiefgreifende Reform der Netzentgeltsystematik**, also der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

Die bisher vorliegenden, von den Autoren EY/BET allerdings nur als beispielhaft bezeichneten Aussagen zum **Umfang der Flexibilitätsnutzung** und zur **Höhe der zusätzlichen Entgeltkomponenten** lassen zudem erwarten, dass das Modell auch *quantitativ* erhebliche Auswirkungen auf die Handlungsfreiheit und Kosten für die Verbraucher hätte. Diese Auswirkungen können angesichts der Unverbindlichkeit und teilweise auch Intransparenz der vorliegenden Aussagen zur Ausgestaltung des Modells allerdings noch nicht abschließend beurteilt werden. Auch die zur Beurteilung einer derart tiefgreifenden Netzentgeltreform unerlässliche umfassende **Analyse der Umverteilungswirkungen zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen** liegt bislang nicht vor.

Diese weitreichende Reform wäre für das von EY/BET als zentral dargestellte Ziel, eine zügige Netzintegration flexibler Verbrauchseinrichtungen zu erreichen, keineswegs erforderlich. Selbst wenn hierfür eine Eingriffsmöglichkeit für Netzbetreiber als erforderlich angesehen wird, wäre diese auch mit einer schlankeren, auf den eigentlichen Regelungsgegenstand von § 14a EnWG fokussierten Umsetzung dieser Vorschrift zu erreichen, ohne die vorgeschlagene Reform der Netzentgelte.

Zur genaueren Analyse der Auswirkungen des Modells ist es sinnvoll, nach den – von EY/BET so bezeichneten – Gruppen der „unflexiblen“, „teilflexiblen“ und „vollflexiblen“ Verbraucher zu unterscheiden:

- **Unflexible Verbraucher:** Das Modell soll sicherstellen, dass sich für private Verbraucher *ohne* die von dem Modell adressierten flexiblen Verbrauchseinrichtungen **keine Erhöhung der Netzentgeltbelastung** ergibt. Dies wäre zu begrüßen, ist aber nicht sichergestellt.

Ob solche Mehrbelastungen tatsächlich auszuschließen sind, hängt von der noch unklaren Ausgestaltung ab (s. Abschnitt 3.3). **Mehrbelastungen** könnten sich z. B. dadurch ergeben, dass die Entgeltreduktionen, die den *flexiblen* Verbrauchern gewährt werden, mittels Erhöhung der Netzentgelte auch durch die *unflexiblen* Verbraucher refinanziert werden müssten. Dies kann je nach Ausmaß der gewährten Reduktionen zu einer Erhöhung der regulären Netzentgelte (pro kWh) führen. Auch die diskutierte Option, den Verbrauchern, bei denen ein intelligentes Messsystem (iMSys) installiert wird, zukünftig die Netzentgelte für (überwiegend gewerbliche) Verbraucher mit „registrierender Lastgangmessung“ (RLM) abzurechnen, könnte fallweise zu Entgeltsteigerungen auch für private Haushalte führen. Noch gravierender wären die Folgen, wenn das vorgeschlagene Bestelleleistungsprinzip auch auf solche Verbraucher angewandt würde, die aufgrund eines Jahresverbrauchs von mehr als 6.000 kWh mit einem iMSys ausgestattet werden, aber *nicht* über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen. Diese Verbraucher müssten dann (zusätzliche) Entgelte für „unbedingte Bestelleistung“ zahlen. Anhand dieser Fälle, die nichts mit § 14a EnWG zu tun haben, wird klar ersichtlich, dass es hier um eine **von § 14a EnWG unabhängige Reform der Netzentgeltsystematik** geht, die nicht allein durch das Ziel einer netzdienlichen Nutzung der hinzukommenden verbrauchsseitigen Flexibilität zu begründen ist.

- **Teilflexible Verbraucher:** Das Modell soll den Verbrauchern, die über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen, **Wahlfreiheit** hinsichtlich der **Nutzung bzw. Bereitstellung der Flexibilität** dieser Verbrauchseinrichtungen verschaffen. Dies würde dem Grundcharakter der Regelungen des § 14a EnWG entsprechen und wäre zu begrüßen.

Das Modell wird diesem Anspruch jedoch nicht gerecht, jedenfalls wenn die zusätzlichen Netzentgelte für Bestelleistung auch nur annähernd so bemessen werden, wie es aus den beispielhaften Angaben der Modellautoren hervorgeht. Dann würde nämlich eine Bereitstellung der Flexibilität vom Verbraucher *an den Netzbetreiber* durch prohibitive Entgelte praktisch erzwungen (s. Abschnitt 3.4). Zudem haben teilflexible Verbraucher bei diesem Modell auch keinerlei Wahlfreiheit hinsichtlich der **Einsatzweise ihrer Flexibilität** durch den Netzbetreiber. Und sie erzielen je nach Ausgestaltungsvariante trotz Bereitstellung ihrer Flexibilität evtl. **nicht einmal eine Entgelteinsparung** gegenüber Verbrauchern mit insgesamt gleich hohem, aber vollständig unflexiblen Stromverbrauch.

Darüber hinaus ist zu befürchten, dass **teilflexible Verbraucher** hinsichtlich der Netzentgelte für den Verbrauch ihrer **unflexiblen Verbrauchseinrichtungen** durch dieses Modell schlechter gestellt werden als Verbraucher *ohne flexible Verbrauchseinrichtungen*. Dies ist dann der Fall, wenn sie für diesen unflexiblen Verbrauchsanteil „unbedingte Leistung“ über den ihnen zugewiesenen Standardwert hinaus bestellen und/oder bei Überschreitungen der bestellten Leistung Pönalen zahlen müssen. Eine solche **Ungleichbehandlung** würde dem Gebot der Diskriminierungsfreiheit zuwiderlaufen.

- **Vollflexible Verbraucher:** Hierbei handelt es sich um Verbraucher, die bereit und – mittels Energiemanagementsystem – in der Lage sind, ihren gesamten Stromverbrauch auf eine vereinbarte Maximalleistung hin zu optimieren. Das Modell soll diesen Verbrauchern einen Anreiz dazu verschaffen, möglichst niedrige „bedingte“ und „unbedingte“ Leistungen zu bestellen und ihre Flexibilität dann selbst dazu einzusetzen, diese Leistungen einzuhalten. Nur bei diesen Verbrauchern würde das mit dem Modell verbundene **Bestelleistungsprinzip** seine volle Wirkung entfalten.

Dieser Anreiz, der einen auf absehbare Zeit höchst speziellen und seltenen Verbrauchertyp adressiert, könnte auf diese Weise zwar tatsächlich geschaffen werden, wäre aber gerade bei privaten Verbrauchern im Niederspannungsnetz **nicht sinnvoll**. Verbraucher, die diesem Anreiz folgen, setzen nämlich ihre wertvolle Flexibilität dafür ein, eine durch das Entgeltsystem künstlich geschaffene Grenze einzuhalten, die wegen der starken Durchmischung des Verbrauchsverhaltens auf dieser Netzebene praktisch keine Rolle im Netzbetrieb spielt. Die Grenze könnte sogar kontraproduktiv wirken, wenn z. B. bei starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) eine zeitweilige Anhebung des Stromverbrauchs wünschenswert wäre. Diese Anreizsetzung würde somit eine ineffiziente – also verschwenderische – Nutzung der Flexibilität dieser Verbraucher fördern (s. Abschnitt 3.5).

Neben diesen direkten Auswirkungen auf die drei beschriebenen Verbrauchergruppen sind auch die Auswirkungen des Modells auf die **volkswirtschaftlichen Kosten** der Stromversorgung zu beleuchten, da die privaten Verbraucher als Gesamtgruppe von diesen Auswirkungen betroffen sind (s. Abschnitt 3.6). Dem Ziel einer **ganzheitlichen Minimierung der Stromversorgungskosten** im Interesse **aller privaten (und sonstigen) Verbraucher** wird dieser Modellvorschlag aufgrund seiner einseitigen Fokussierung auf die Belange des Netzbetriebs mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht gerecht:

- Das Modell ist nicht darauf ausgerichtet, eine **ganzheitlich optimale Nutzung der Flexibilität** der neuartigen Verbrauchseinrichtungen herbeizuführen. Dies würde nämlich zum einen voraussetzen, dass die flexiblen Verbraucher *Wahlfreiheit* darüber erhalten, welchen *Anteil ihrer Flexibilität* sie selbst nutzen möchten (z. B. um Komforteinbußen zu vermeiden) und welchen Anteil sie wertbringend anderen Akteuren bereitstellen möchten. Zum anderen müsste hierfür eine Abwägung zwischen der *netzdienlichen Nutzung* (zur Abwehr von

Netzengpässen) und der Nutzung für den *systemweiten Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung* zugelassen und gefördert werden. Nur dann könnte sichergestellt werden, dass die vorhandene Flexibilität optimal genutzt wird, um die Stromversorgungskosten zu minimieren. Anstatt dies zu unterstützen, sieht der Modellvorschlag vor, dass die Wahlfreiheit eingeschränkt wird, indem flexible Verbraucher praktisch zu einer Teilnahme an der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung gezwungen werden (s. oben), und dass anstelle eines marktnahen Prozesses zur kostenoptimalen Nutzung der Flexibilität der Gesetzgeber feste Vorgaben für den Umfang der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung macht.

- Bei einer konsequenten Berücksichtigung der „unbedingten Bestelleistung“ würde der Modellvorschlag sogar zu einer abrupten **Zunahme des Netzausbaubedarfs** führen, weil das Modell den Verbrauchern einen bestimmten Leistungswert der Stromentnahme – nach derzeitigem Vorschlag 5 kW – zu jedem Zeitpunkt garantiert. Die Netze sind aber nicht darauf ausgelegt, alle Verbraucher gleichzeitig mit 5 kW zu versorgen. Soweit die Autoren des Modells dem entgegenhalten, dass auch bei der unbedingten Bestelleistung weiterhin Durchmischungseffekte berücksichtigt werden sollen, stellt sich jedoch die Frage, welchen (teuer erkauften) Zusatznutzen diese Bestelleistung dann für die Verbraucher und welchen Informationsgehalt sie für die Netzbetreiber haben soll.
- Aus volkswirtschaftlicher Sicht problematisch ist auch der Vorschlag, auf eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur **frühzeitigen Ankündigung** und zum **bilanziellen Ausgleich der Eingriffe in das Verbrauchsverhalten** zu **verzichten**. Dieser Vorschlag steht in klarem Widerspruch zu den Anforderungen an sonstige Engpassmanagement-Instrumente, die aktuell im Rahmen des „NABEG 2.0“-Prozesses mit viel Aufwand umgesetzt werden, um kostentreibende Auswirkungen auf Regelleistungsbedarf und Bilanzkreisbewirtschaftung zu minimieren. Es kann im Hinblick auf die Kosteneffizienz nicht sinnvoll sein, bei verbrauchsseitiger Flexibilität wie zuvor beim Einspeisemanagement zunächst reine „Echtzeiteingriffe“ durch Netzbetreiber zuzulassen und die Leitsysteme hierfür aufwändig auszustatten, wenn absehbar ist, dass diese Einsatzform einige Jahre später aus den gleichen Gründen wie beim Einspeisemanagement wieder abgeschafft wird.
- Zudem wäre dieses Modell mit einem erheblichen **administrativen Zusatzaufwand** und somit steigenden Kosten bei den Netzbetreibern verbunden, allein schon für die Verwaltung der Bestelleistungen, die insbesondere von Verbrauchern mit einem Bedarf nach unbedingter Leistung von mehr als 5 kW voraussichtlich häufig angepasst würden. Auch der **laufende Aufwand** der Ermittlung und Durchführung von Eingriffen durch die Netzbetreiber wäre nicht unerheblich. Dies gilt aber generell für Instrumente des Engpassmanagements und muss bei der Abwägung von Netzausbau und Engpassmanagement berücksichtigt werden.

#### **Das Modell der zeitvariablen Netzentgelte kann präventiv zur Dämpfung von Netzengpässen beitragen und ermöglicht eine höhere Kosteneffizienz und mehr Wahlmöglichkeit**

**Zeitvariable Netzentgelte** adressieren die netzdienliche Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität auf grundlegend andere Weise als die Regelungen nach § 14a EnWG. Sie vermitteln den Verbrauchern über ein **zeitlich veränderliches Preissignal** einen **Anreiz**, ihre Flexibilität in dem von ihnen gewünschten Umfang netzdienlich einzusetzen. Die Verbraucher können dabei die Steuerung ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtungen wahlweise selbst übernehmen oder Vertragspartnern wie Lieferanten oder Aggregatoren überlassen, mit denen sie Vereinbarungen über Umfang und Grenzen der Flexibilitätsbereitstellung und über deren Vergütung treffen.



Das Anwendungsziel dieses Instruments liegt in der **präventiven Abschwächung von Netzengpässen**. Für diese Zielsetzung weisen zeitvariable Netzentgelte verschiedene grundlegende Vorteile gegenüber Instrumenten auf, die – wie § 14a EnWG – eine direkte Steuerung des Verbrauchs durch Netzbetreiber vorsehen:

- Bei zeitvariablen Netzentgelten können private Verbraucher, wenn sie dies wünschen, ihre **gesamte Flexibilität** netzdienlich einsetzen. Dies würde auch den Betrieb klassischer Elektrogeräte oder die Steuerung von Heimspeichern in Verbindung mit Eigenerzeugungsanlagen umfassen. Eine gesetzliche Festlegung der in Frage kommenden flexiblen Verbrauchseinrichtungen ist nicht erforderlich, da hier der Netzbetreiber nicht selbst steuernd eingreift.
- Dementsprechend beziehen sich zeitvariable Netzentgelte auch auf den **gesamten Verbrauch** der Haushalte. Es muss weder bei den Netzentgelten noch durch einen zweiten Zähler nach den flexiblen und unflexiblen Verbrauchseinrichtungen unterschieden werden.
- Verbraucher erhalten bei diesem Modell echte **Wahlfreiheit**. Sie entscheiden selbst, ob und mit welchem Anteil ihrer Flexibilität sie auf das Preissignal reagieren möchten und ob sie dies mit eigenen Mitteln tun (manuell oder mit Steuerungseinrichtungen) oder einem Vertragspartner überlassen. Das Instrument bietet somit *Chancen* anstelle von Verpflichtungen und Sanktionen. So wird erreicht, dass Verbraucher ihre **Präferenzen hinsichtlich der Flexibilitätsnutzung offenbaren**. Zugleich wird hierdurch eine **effizientere netzdienliche Nutzung** der Flexibilität erreicht als z. B. bei einer *gleichanteiligen* Verbrauchsabsenkung für alle flexiblen Verbraucher in einem von einem Netzengpass betroffenen Gebiet.
- Zeitvariable Netzentgelte können nicht nur Anreize für eine **Absenkung des Verbrauchs** zur Dämpfung **verbrauchsgetriebener Engpässe**, sondern auch Anreize für eine vorübergehende **Anhebung des Verbrauchs** zur Dämpfung **erzeugungsgetriebener Netzengpässe** vermitteln.
- Dadurch, dass Verbraucher einerseits selbst festlegen können, wie viel Flexibilität sie für welche Zwecke bereitstellen möchten, und andererseits wahlweise auf netzseitige und/oder marktseitige Preissignale reagieren können, trägt dieses Instrument auch zu einer **gesamtwirtschaftlich optimalen Nutzung der Flexibilität** und damit zur Verbesserung der Kosteneffizienz bei. (Dies setzt allerdings voraus, dass die Preisspreizung der zeitvariablen Netzentgelte die Kostenverhältnisse im Netz angemessen reflektiert und nicht etwa – bewusst oder unbewusst – über- oder unterdimensioniert wird.)
- Zeitvariable Netzentgelte erfordern keinen **bilanziellen Ausgleich** von Eingriffen durch den Netzbetreiber, da solche Eingriffe nicht stattfinden. Wenn sie zudem hinreichend früh festgelegt werden, können sich auch Lieferanten – zumindest nach einer anfänglichen Lernphase – auf die damit verbundenen Änderungen des Verbrauchsverhaltens einstellen.

Im Gegensatz zu dem zuvor beschriebenen Anwendungsziel der präventiven Abschwächung von Netzengpässen sind zeitvariable Netzentgelte **nicht dazu geeignet, kurzfristig Flexibilität „abzurufen“**, um **akut drohende Netzengpässe** abzuwehren. Sie sind ein Instrument der Preis- und nicht der Mengensteuerung, und der Umfang der – freiwilligen – Reaktion auf das Preissignal ist nicht sicher vorhersehbar.

Zeitvariable Netzentgelte können ihre Wirkung nur entfalten, wenn Verbraucher mit einem **iMSys** ausgestattet sind und Lieferanten das netzseitige Preissignal in ihren **Strompreisen** vollständig an die Verbraucher weiterreichen. Hieraus ergibt sich, dass Verbraucher, die das Instrument mangels flexibler Verbrauchseinrichtungen nicht nutzen können oder dies aus anderen Gründen nicht wollen, vor Kostensteigerungen geschützt werden können und sollten:

- Für **Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen** und **ohne iMSys** ergeben sich bei diesem Modell keine Änderungen und grundsätzlich auch keine erhöhten Netzentgelte. Letzteres trifft allerdings – ähnlich wie bei § 14a EnWG – nur dann zu, wenn die für die Verbraucher *mit* netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung eingeführten Netzentgelte, hier also die zeitvariablen Netzentgelte, so bemessen werden, dass die *regulären Netzentgelte* (pro kWh) hierdurch nicht ansteigen.
- **Verbrauchern mit iMSys**, die *nicht* über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen oder aus sonstigen Gründen *nicht* dem zeitvariablen Preissignal ausgesetzt sein wollen, kann die Möglichkeit eingeräumt werden, sich weiterhin für die **Anwendung der nicht-zeitvariablen Netzentgelte** zu entscheiden.

Als **Nachteile** dieses Instruments sind in erster Linie der nicht unerhebliche **Einführungsaufwand** bei verschiedenen Akteuren und – insbesondere bei Netzbetreibern – der **laufende Aufwand** für die Bestimmung des Preissignals zu sehen. Teilweise wird dieser Aufwand allerdings auch aus anderen Gründen auftreten, etwa aufgrund der zukünftigen Anforderungen an Lieferanten, dynamische Stromtarife anzubieten. Ein betrieblicher Zusatzaufwand bei Netzbetreibern fällt zudem auch bei einer Umsetzung von § 14a EnWG als Instrument für das kurative Engpassmanagement an. Gleichwohl sollten diese Aufwandsaspekte im Zuge einer konkreteren Ausgestaltung des Modells berücksichtigt werden. Es kann erwogen werden, zunächst eine sehr einfache Ausgestaltungsform zu erproben – evtl. beschränkt auf räumlich begrenzte Feldversuche – und bei positiven Erfahrungen eine breitere und differenziertere Einführung vorzusehen.

Andere häufig geäußerte Einwände gegen dieses Modell wie z. B. der Verweis auf die damit zunehmende **Komplexität der Netzentgeltsystematik** erscheinen weniger schwerwiegend und auch nur noch begrenzt zeitgemäß. Verbraucher sind mit dem Konzept zeitlich veränderlicher Preise grundsätzlich durchaus vertraut und werden hiermit in Zukunft durch das Aufkommen dynamischer Stromtarife ohnehin konfrontiert werden. Dieser Komplexitätsaspekt dürfte deutlich unproblematischer sein als die Einführung von Bestelleleistungen, mit denen private Verbraucher bislang überhaupt nicht vertraut sind.

#### Unter geeigneten Anpassungen ist eine Kombination der Modelle möglich und sinnvoll

Die beiden in diesem Gutachten schwerpunktmäßig behandelten Modelle „Spitzenglättung“ und „zeitvariable Netzentgelte“ schließen sich hinsichtlich ihrer Funktionsweise nicht grundsätzlich gegenseitig aus, sondern können sich sogar sinnvoll ergänzen. Wir halten eine **Kombination zeitvariabler Netzentgelte mit einer angepassten Form des Modells „Spitzenglättung“** auch durchaus für empfehlenswert, weil

- **zeitvariable Netzentgelte** eine **präventive Beeinflussung der Netzbelastung** und damit des Engpassgeschehens ermöglichen und hierbei vielfältige Vorteile gegenüber einem Modell bieten, das auf direkte netzbetreiberseitige Eingriffe setzt, und
- den Netzbetreibern mit der „**Spitzenglättung**“ (in angepasster Form) eine Möglichkeit verschafft wird, **bei seltenen akuten, verbrauchsgetriebenen Netzengpässen** notwendige Verbrauchsanpassungen in gezielter Höhe direkt vorzunehmen.

Wir schlagen dabei aufgrund der zuvor dargestellten Vor- und Nachteile der Modelle eine klare **Prioritätensetzung** vor: Die *präventive* Beeinflussung des Engpassgeschehens durch zeitvariable Netzentgelte sollte als Regelfall einen möglichst großen Raum einnehmen, und die Abwehr akut drohender Engpässe durch *netzbetreiberseitige* Eingriffe sollte den Ausnahmefall darstellen. Hierfür spricht unter anderem, dass **zeitvariable Netzentgelte**, anders als die „Spitzenglättung“,

- die **gesamten Flexibilitätspotenziale der Verbraucher adressieren** und diese nicht nur für die Abwehr verbrauchsgetriebener, sondern auch erzeugungsgetriebener Engpässe und somit für eine Verbesserung der EE-Integration nutzbar machen,
- einen wesentlichen Beitrag dazu leisten können, verbrauchsseitige Flexibilitäten in die Bereiche des Stromversorgungssystems zu lenken, wo sie die **größten Kosteneinsparungen** und somit den größten Nutzen für die Strompreise für Verbraucher versprechen, und
- Verbrauchern die Möglichkeit eröffnen, ihre Flexibilität zugleich für das Gesamtsystem und zu ihrem eigenen Kostenvorteil einsetzen und hierbei **wählen zu können**, wie weitgehend sie ihre Flexibilität selbst nutzen möchten, um Komforteinbußen zu begrenzen.

Bei einer **kombinierten Anwendung der beiden Modelle** könnten die flexiblen Verbraucher *sowohl* dem Netzbetreiber Zugriff auf ihre Flexibilität gewähren und hierfür einen Rabatt auf die Netzentgelte erhalten *als auch* ein zeitvariables Preissignal vermittelt bekommen, auf das sie eigenständig oder über einen Vertragspartner reagieren können. Dieses Preissignal würde durchgehend aufrecht erhalten, auch in den (seltenen) Zeiträumen, in denen der Netzbetreiber steuernd auf die Flexibilität zugreift. In diesen Zeiträumen könnten die Verbraucher jedoch nicht mehr oder nur noch in reduziertem Umfang auf das Preissignal reagieren. Bei einer solchen Kombination der Modelle müsste sichergestellt werden, dass Netzbetreiber nicht im Übermaß von der Möglichkeit steuernder Eingriffe Gebrauch machen, sondern ausreichend Spielraum für eine angemessene Wirkungsweise der zeitvariablen Netzentgelte verbleibt. Daher halten wir beim Modell der „**Spitzenglättung**“ im oben aufgezeigten Rahmen eine Reihe von **Anpassungen bzw. den Verzicht auf bestimmte Gestaltungselemente** für dringend erforderlich:

- Auf die Einführung des **Bestelleleistungsprinzips** einschließlich der damit einhergehenden Ausnahme- und Übergangsregelungen sollte gänzlich verzichtet werden. Es würde in eine für den Bereich der privaten Verbraucher völlig falsche Richtung gehen und gravierende Nachteile und Risiken mit sich bringen, wäre bei Fehlentwicklungen nur schwer revidierbar und ist zudem zur Erreichung der Kernziele des Modells überhaupt nicht erforderlich.
- Ein **zusätzliches Netzentgelt** für den Betrieb von flexiblen **Verbrauchseinrichtungen, für die dem Netzbetreiber kein Zugriffsrecht eingeräumt wird**, könnte auch ohne Einführung des Bestelleleistungsprinzips erhoben werden. Ob ein solches Entgelt tatsächlich wünschenswert ist, sollte allerdings unter umfassender Abwägung vielfältiger Aspekte erwogen und einer politischen Entscheidungsfindung zugeführt werden.
- Auf keinen Fall darf ein solches Entgelt aber in **prohibitiver Höhe** angesetzt werden, um eine bestimmte Entscheidung quasi zu erzwingen. Es sollte in Orientierung an den netzseitigen Kostenwirkungen bemessen werden.
- Die vorgenannten drei Punkte gelten zwar auch für ein grundsätzlich vorstellbares (**geringes**) **Zusatzentgelt** für den Betrieb **flexibler Verbrauchseinrichtungen mit Zugriffsrecht für den Netzbetreiber**. Uns erscheint ein solches Entgelt allerdings allein schon mit Blick auf die hiermit vermittelte politische Signalwirkung höchst fragwürdig. Die Argumentation, hiermit solle einer ausufernden Bestellung „bedingter Leistung“ vorgebeugt werden, ist jedenfalls nicht nachvollziehbar, da diese Bestellung ohnehin durch die Leistungsfähigkeit der Verbrauchseinrichtungen begrenzt ist und der Netzbetreiber hierfür ja Eingriffsrechte erhält.
- Die **reduzierten Arbeitspreise**, die für den Verbrauch in flexiblen Verbrauchseinrichtungen angesetzt werden, sollten so bemessen sein, dass noch ausreichend **Spielraum** verbleibt, um die Arbeitspreise mit einem **zeitvariablen Preissignal** auszustatten. Hierbei ist zu beachten, dass dem netzdienlichen Verbrauchsverhalten auch bei Überlagerung zweier

Instrumente nur so viel Wert beigemessen werden darf wie sich mit Blick auf die Vermeidung von Netzkosten rechtfertigen lässt. Ansonsten käme es zu **überhöhten, volkswirtschaftlich ineffizienten Anreizen** für dieses Verbrauchsverhalten sowie zu **ungerechtfertigten Umverteilungen** zulasten der Verbraucher *ohne* flexible Verbrauchseinrichtungen.

- Die vorgesehene Obergrenze für den **Umfang netzbetreiberseitiger Eingriffe** sollte erheblich abgesenkt werden. Ein Umfang von bis zu 1,5 h Verbrauchsabschaltung an jedem Tag kann nicht ernsthaft als selten bezeichnet werden und könnte gerade bei Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge signifikante Komforteinbußen verursachen. Dies würde – auch im Sinne der oben angesprochenen Prioritätensetzung – den Rahmen sprengen, der dem kurativen Engpassmanagement auf Basis verbrauchsseitiger Flexibilität eingeräumt werden sollte.
- Es sollten Möglichkeiten erwogen werden, den **Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Einsatz dieses Instruments** zu setzen. Zudem sollte der Verzicht auf **frühzeitige Ankündigung und bilanziellen Ausgleich** von Eingriffen überdacht werden.

Vor dem Hintergrund dieser Empfehlungen halten wir den Vorschlag des BMWi, zunächst die „Spitzenglättung“ in der vorgeschlagenen Form einzuführen und erst später über die Einführung und Gestaltung zeitvariabler Netzentgelte zu diskutieren, nicht für akzeptabel. Hierdurch würde ein Instrument, das nur für seltene Eingriffe im Sinne des kurativen Engpassmanagements genutzt werden sollte, zum Normalfall, und seine Gestaltung würde sich voraussichtlich nicht an einer sinnvollen Kombinierbarkeit mit zeitvariablen Netzentgelten orientieren. Dieser Zustand wäre später kaum oder nur mit großem Aufwand – wie aktuell der Prozess zum „Redispatch 2.0“ zeigt – zu einer sachgerechten Lösung hin zu korrigieren.

## Fazit

Unter dem Strich erscheint das Modell der zeitvariablen Netzentgelte unter den betrachteten Optionen als die beste Möglichkeit, verbrauchsseitige Flexibilität in ausgewogener Weise sowohl der **netzdienlichen Nutzung** zuzuführen als auch **anderen Nutzungen** offen zu halten und hierbei dem Verbraucher in verschiedener Hinsicht **echte Wahlfreiheit** zu bieten. Das Modell kommt **ohne Verpflichtungen und Pönalisierungen** aus, betont somit eher die **Chancen statt Einschränkungen** für die Verbraucher und lässt sich nahtlos in **marktbezogene Modelle** der Lieferanten/Aggregatoren integrieren. Es ist auch davon auszugehen, dass das Modell insgesamt zur Verbesserung der Kosteneffizienz der Stromversorgung und damit zur **Kostensenkung für Verbraucher** beiträgt, da es in der Lage ist, verbraucherseitige Präferenzen zu offenbaren und einen Suchprozess nach der optimalen Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität zu unterstützen. Diesen Vorteilen stehen außer den unvermeidlichen **Aufwandsaspekten**, die teilweise aber auch bei anderen Modellen oder aus anderen Gründen wie z. B. EU-rechtlichen Vorgaben anfallen würden bzw. werden, **keine gravierenden Nachteile oder Risiken** gegenüber, die eine Umsetzung bedenklich erscheinen lassen würden. Es werden zwar vielfach **Zweifel an der Wirkungsstärke** dieses Instruments geäußert. Diese erscheinen jedoch angesichts der Erfahrungen mit dem ebenfalls zeitvariablen Entgeltmodell für die „atypische Netznutzung“ wie auch den früher üblichen Hoch-/Niedrigtarifmodellen nicht besonders gerechtfertigt. Zudem wären zeitvariable Netzentgelte ein **zeitgemäßes** Instrument, das dem Smart-Metering-Rollout aus Verbrauchersicht einen unmittelbaren Nutzen verleihen und Ansätze zur Digitalisierung des Verbrauchsverhaltens und der Netznutzung vorantreiben würde. Um Netzbetreibern zusätzlich gezielte **kurative Maßnahmen zur Abwehr akuter Netzengpässe** zu ermöglichen, kann und sollte ergänzend ein Modell umgesetzt werden, das **direkte Eingriffsmöglichkeiten durch Netzbetreiber** und eine **pauschale Vergütung** der teilnehmenden Verbraucher z. B. durch reduzierte Netzentgelte gemäß § 14a EnWG vorsieht. Hierbei kann auf Elemente des **Modellvorschlags**

„**Spitzenglättung**“ aufgesetzt werden, der hierfür jedoch einer Reihe von **Anpassungen** bedarf und im Nutzungsumfang auf **seltene Einsätze** beschränkt werden sollte.

**Zusammenfassende Gegenüberstellung von Wirkungen der Modelle**

Die nachfolgende Tabelle stellt die wesentlichen Wirkungsunterschiede und Vor-/Nachteile der beiden Modelle „Spitzenglättung“ und „zeitvariable Netzentgelte“ zusammenfassend gegenüber:

Bewertungsaspekt	„Spitzenglättung“	Zeitvariable Netzentgelte
Einbezogene Verbrauchseinrichtungen	nur definierte Verbrauchseinrichtungen wie Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen	alle Verbrauchseinrichtungen
Wirkungsweise	Netzbetreiberseitige Vorgaben zur Verbrauchsunterbrechung/-begrenzung	Preissignal als Verhaltensanreiz für Verbraucher bzw. deren Aggregatoren
Eignung zur präventiven Dämpfung v. Netzengpässen	nicht geeignet, da rein kuratives Instrument; reizt keine gesamtwirtschaftliche Abwägung zur Kostenoptimierung an	gut geeignet; ermöglicht mit marktlichen Mitteln gesamtwirtschaftliche Abwägung zur Kostenoptimierung
Eignung zur Abwehr akuter Netzengpässe	gut geeignet; ermöglicht direkte Eingriffe in gezieltem Umfang	kaum geeignet, da Umfang kurzfristiger Reaktion unsicher
Wirkungsrichtung	ausschließlich Absenkung des Verbrauchs (durch direkte Steuerung)	sowohl Absenkung als auch Anhebung des Verbrauchs anreizbar
Mögliche Wirkungsziele	ausschließlich verbrauchsgetriebene Engpässe primär in unteren Netzebenen; keine netzebenenübergreifende Kostenoptimierung	verbrauchs- wie auch erzeugungs- (v.a. EE-) getriebene Engpässe in allen Netzebenen; mehr Kostenoptimierungsmöglichkeiten
Wahlfreiheit für Verbraucher	nur Entscheidung für/gegen Teilnahme (mit drastischem Anreiz für Teilnahme)	freie Entscheidung über Umfang und Ziel der Flexibilitätsbereitstellung
Anreize für Netzbetreiber	kaum Anreiz für effiziente Inanspruchnahme; erfordert Nachweispflichten und Aufsicht	kaum Anreiz für effiziente Bestimmung des Preissignals; erfordert Leitlinien und Aufsicht
Einführungsaufwand	erheblicher Eingriff in Netzzugangsrecht; Aufwand für Engpassmanagementprozess	IT-Anpassungen; Systeme zur Bestimmung des Preissignals; Anpassung Stromlieferatarife
Laufender Aufwand für Netzbetreiber	Administration BestelleLeistungsänderungen; Entscheidungen über Eingriffe unter Beobachtung/Prognose der Netzbelastung	Bestimmung des Preissignals unter Beobachtung/Prognose der Netzbelastung
Möglichkeit Rückabwicklung oder Nachjustierung	BestelleLeistungsprinzip kaum rückabwickelbar; Justierungen möglich, aber folgenreich	Rückabwicklung/Nachjustierung leicht möglich; Kontinuität aber wünschenswert



## 1 Hintergrund und Zielsetzung

### Auswirkungen des Zubaus neuartiger flexibler Verbrauchseinrichtungen

Ein aktuell intensiv diskutierter Aspekt der energiepolitischen Debatte betrifft die Frage, welche Folgen der Anschluss neuartiger Verbrauchseinrichtungen an das Stromversorgungsnetz haben kann und wie die Flexibilität dieser Verbrauchseinrichtungen am sinnvollsten nutzbar gemacht werden kann. Dabei stehen Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge und strombetriebene Wärmepumpen sowie auf längere Sicht evtl. auch Klimaanlageanlagen bei Kleinverbrauchern – v. a. bei privaten Haushalten – besonders im Fokus. Diese Verbrauchseinrichtungen erlauben in deutlich stärkerem Umfang als konventionelle Verbrauchsgeräte eine flexible Einsatzweise, etwa indem der zeitliche Verlauf von Ladevorgängen gezielt gesteuert oder der Betrieb von Wärmepumpen zeitweise unterbrochen wird.

Wie mittlerweile vielfach aufgezeigt wurde, kann die Nutzung der Flexibilität der Netznutzer – also der Stromerzeuger, Verbraucher und Speicherbetreiber – einen hohen und mit fortschreitender Umsetzung der Energiewende zunehmenden Wert für das Stromversorgungssystem haben. Hierdurch können Stromeinspeisung und Stromverbrauch besser aufeinander abgestimmt und die Stromnetze besser ausgelastet werden. Daher sollten Instrumente – ggf. unter Anpassung der Netzentgeltsystematik – entwickelt werden, die eine weitgehende und effiziente Nutzung auch dieser neuartigen – und evtl. auch bereits vorhandener, aber ungenutzter – Flexibilitäten ermöglichen, und zwar sowohl im volkswirtschaftlichen Interesse als auch zum individuellen Nutzen der Verbraucher. Der heutige Rechtsrahmen sieht hierfür noch keine hinreichend ausgestalteten Regelungen vor.

Zugleich führt der Anschluss der o. g. neuartigen Verbrauchseinrichtungen auch zu einer Zunahme der Stromnachfrage, die über das Netz gedeckt werden muss. Dies ist kurzfristig weitgehend mit den bestehenden Netzkapazitäten möglich, wird mittel- bis langfristig aber auch Netzausbau und sonstige Maßnahmen im Netz erfordern. Dies ist grundsätzlich bei einem starken Nachfragezuwachs nicht ungewöhnlich. Den hierdurch verursachten zusätzlichen Netzkosten steht eine Zunahme der Stromentnahme aus dem Netz gegenüber, so dass die Netzentgelte für die Verbraucher – auf die kWh bezogen – hierdurch nicht zwingend steigen müssen; sie können im Gegenteil sogar sinken.

Es wird allerdings befürchtet, dass die flexiblen Verbrauchseinrichtungen zu einem schlechteren Ausnutzungsgrad der Netzkapazität führen könnten, indem sie zu einer höheren „Gleichzeitigkeit“ beitragen, also einem ungünstigeren Verhältnis von Höchstlast zu Jahresenergiebedarf. Dies wird besonders dann befürchtet, wenn die Flexibilitäten genutzt werden, um Angebotschwankungen am Strommarkt etwa aufgrund schwankender Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) auszugleichen. Dieser Ausgleich ist grundsätzlich erwünscht und ein wichtiges Einsatzfeld für Flexibilitäten. Bei den verbrauchsseitigen Flexibilitäten könnte dies jedoch zu einer stark synchronisierten Einsatzweise und so zu ausgeprägten Verbrauchsspitzen führen. Diese könnten wiederum verstärkten Netzausbaubedarf und entsprechende Mehrkosten auslösen. Der gewünschte Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch durch Flexibilitätsnutzung kann somit – neben *entlastenden* Wirkungen – stellenweise zur *Mehrbelastung* des Netzes führen.

Diesem Effekt kann entgegengewirkt werden, indem ein Teil der Flexibilität „netzdienlich“ eingesetzt wird, d. h. in einer netzentlastenden Weise (siehe z. B. [5, 6]). Dieser Teil der Flexibilität steht dann aber zumindest in den für die Netzbelastung kritischen Zeiten nicht mehr für sonstige Nutzungszwecke zur Verfügung.

## Spannungsfeld zwischen systemorientierter und netzdienlicher Flexibilitätsnutzung

Aus diesen Entwicklungen ergibt sich ein Spannungsfeld:

- Die hinzukommende verbrauchsseitige Flexibilität kann einerseits genutzt werden, um im weitesten Sinne zum systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beizutragen, was in zunehmendem Maße vor allem bedeutet, Schwankungen des EE-Dargebots „aufzufangen“. Diese Nutzung kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen, etwa im Rahmen der Bewirtschaftung von Bilanzkreisen oder einer Vermarktung am Kurzfrist-Strommarkt oder an den Regelenenergimärkten der Übertragungsnetzbetreiber. Meist werden hierbei Aggregatoren mitwirken, da eine Einzelvermarktung sehr kleiner Flexibilitätsbeiträge unwirtschaftlich wäre. Diese Nutzungsformen werden im Weiteren unter dem Begriff „*systemorientierte Nutzung*“ zusammengefasst.
- Andererseits kann es – und wird es aller Voraussicht nach – zu einer *netzdienlichen* Nutzung eines Teils dieser Flexibilität kommen. Zwingend erforderlich wird dies sein, wenn akute Netzengpässe drohen und keine anderen Mittel verfügbar sind, um diese abzuwenden. Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, die Netzbelastung auch *präventiv* durch Nutzung von Flexibilität so zu beeinflussen, dass der Netzausbaubedarf gedämpft wird, indem die Netze gleichmäßiger ausgelastet werden. Dies ist allerdings nur in dem Maße volkswirtschaftlich sinnvoll, wie hierdurch keine „wertvollere“ Nutzung der Flexibilität verdrängt wird. Der systemweite Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und die Entlastung der Netze können nämlich stellenweise Flexibilitätseinsätze in entgegengesetzter Richtung erfordern, so dass eine wirtschaftliche Abwägung erforderlich ist.

Die direkten Nutznießer einer *netzdienlichen* Flexibilitätsnutzung sind die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB); indirekt profitieren hiervon aber auch die privaten Verbraucher, weil sich eine Abnahme der Netzkosten in sinkenden Netzentgelten widerspiegelt. Da es hier um netzseitige Belange geht, erfordert diese Art der Flexibilitätsnutzung einen klaren rechtlich-regulatorischen Rahmen.

## Debatte über mögliche Modelle der Flexibilitätsnutzung

In diesem Spannungsfeld wird seit mehreren Jahren eine Diskussion über mögliche Modelle der Flexibilitätsnutzung geführt, die sich zurzeit v. a. auf folgende zwei Stoßrichtungen konzentriert:

- Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beabsichtigt, Regelungen zur netzdienlichen Nutzung flexibler Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz auf Basis der Verordnungsermächtigung nach § 14a EnWG einzuführen. Hierbei soll auf das von dem Beraterkonsortium EY/BET im Rahmen des Projekts „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“ entwickelte Modell der „**Spitzenglättung**“ aufgebaut werden [1]. Hierzu wird in der vom BMWi eingesetzten Arbeitsgruppe „Intelligente Netze und Zähler“ zurzeit unter Moderation durch EY/BET über Ausgestaltungsfragen diskutiert.
- Es werden bereits seit längerer Zeit von verschiedenen Seiten Reformen der Netzentgeltsystematik für Stromnetze gefordert. Hierzu liegen bereits vielfältige Modellvorschläge und Studien – u. a. ein von uns federführend erarbeitetes Gutachten für das BMWi [8] – vor, die sich mit einem großen Spektrum möglicher Reformaspekte befassen. Einer dieser Aspekte zielt unmittelbar auf die netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Verbrauchern, nämlich die mögliche Einführung **zeitvariabler Netzentgelte**.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) nimmt an diesen Diskussionen teil und vertritt hierbei die Interessen der privaten Stromverbraucher. In diesem Zusammenhang hat der vzbv



uns damit beauftragt, die oben erwähnten und weitere hiermit verwandte Modelle der Flexibilitätsnutzung vergleichend zu untersuchen und Handlungsempfehlungen für die Wahl und Ausgestaltung geeigneter Modelle im Hinblick auf eine hohe Wahlfreiheit und eine hohe Kosteneffizienz aus Sicht der privaten Verbraucher abzuleiten.

Das vorliegende Gutachten gibt die Ergebnisse unserer Untersuchung wieder. Es befasst sich nach einem kurzen Gesamtüberblick über aktuell diskutierte Flexibilitätsmodelle (Kapitel 2) ausführlich mit den beiden schwerpunktmäßig untersuchten Modellen „Spitzenglättung“ (Kapitel 3) und „zeitvariable Netzentgelte“ (Kapitel 4) und in knapper Form mit Vorschlägen zu Quotierungsmodellen (Kapitel 5). In Kapitel 6 erörtern wir, ob und unter welchen Bedingungen die beiden Modelle „Spitzenglättung“ und „zeitvariable Netzentgelte“ miteinander kombiniert werden können.

## 2 Überblick über aktuell diskutierte Flexibilitätsmodelle

Die Diskussion über die in diesem Gutachten analysierten Modelle zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung ist Teil eines umfassenderen Prozesses der Entwicklung und Weiterentwicklung von Modellen, die sich auf unterschiedliche Arten von Flexibilitäten beziehen und für unterschiedliche Netzebenen geeignet sind. Bild 2.1 gibt einen Überblick über wesentliche derzeit diskutierte Modelle, die nachfolgend jeweils kurz beschrieben werden (siehe auch [9]).

Flexibilitätsmodelle (Beschaffungswege für netzdienliche Flexibilität)	Potenziell für private Verbraucher und untere Netzebenen geeignet?	Zusammenhang mit Netzentgelten
Redispatch/Einspeisemanagement	✗	
Gesetzliches Netzbetreiber-Zugriffsrecht auf verbrauchsseitige Flexibilität	✗	
Langfrist-Flexibilitätszusagen (z.B. auf Basis § 14a EnWG)	✓	pauschale Entgeltreduktion
Quotierung	✓	evtl. pauschale Entgeltreduktion
Flexibilitätsmärkte	✗	
Zeitvariable Netzentgelte	✓	zeitvariable Arbeits- oder Leistungspreise

Bild 2.1 Überblick über mögliche Modelle zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung

- Bereits seit vielen Jahren etabliert und unter den genannten Modellen mit Abstand am intensivsten genutzt sind die Modelle **Redispatch** und **Einspeisemanagement**, die sich auf konventionelle Kraftwerke und Speicher bzw. auf EE-Anlagen und somit auf die **Erzeugerseite** beziehen. Sie werden oft gar nicht als Flexibilitätsmodelle wahrgenommen, da sie nicht auf *freiwilliger* Flexibilitätsbereitstellung beruhen. Wir halten es jedoch für sinnvoll, auch Flexibilitäten, die auf gesetzlicher Grundlage verpflichtend bereitgestellt werden müssen, als solche zu bezeichnen. Ein Wesensmerkmal dieser Engpassmanagement-Modelle, die im Rahmen der Umsetzung des „NABEG 2.0“ derzeit zu einem einheitlichen Instrument zusammengeführt werden, besteht darin, dass Netzbetreiber die erforderlichen Maßnahmen einseitig auswählen und anschließend eine Kostenerstattung zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern stattfindet. Diese Kostenerstattung entspricht – zumindest dem Anspruch nach – genau den Mehr- oder Mindereinnahmen bzw. bei geförderten Anlagen auch den Mindereinnahmen, die bei den Anlagenbetreibern infolge einer angewiesenen Maßnahme anfallen. Die Kostenerstattung erfolgt somit *einsatzabhängig*.
- Grundsätzlich könnte erwogen werden, dieses Modell eines **gesetzlichen Zugriffsrechts für Netzbetreiber** in Verbindung mit einer **einsatzabhängigen Kostenerstattung** auf **verbrauchsseitige Flexibilität** auszudehnen. Dies würde bedeuten, dass Netzbetreiber den

betroffenen Verbrauchern 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 Produktions- und andere gewerbliche Prozesse bewertet werden. Allein schon aus diesem Grund dürfte dieses Modell jedenfalls für den Bereich privater Kleinverbraucher praktisch nicht in Frage kommen. (Hiermit ist *nicht* das in § 13 Abs. 2 EnWG vorgesehene, auf *Notsituationen* beschränkte Recht des Eingriffs von Netzbetreibern *ohne Entschädigung* gemeint. Dieses Recht besteht nämlich generell und bezieht sich grundsätzlich auf alle Netznutzer, also auch auf private Verbraucher. Es ist aufgrund seiner Fokussierung auf Notsituationen aber nicht als reguläres Instrument für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung geeignet.)

- Demgegenüber sind die Regelungen nach **§ 14a EnWG**, auf denen auch der Modellvorschlag „Spitzenglättung“ beruht, sogar speziell auf Kleinverbraucher im Niederspannungsnetz ausgerichtet. Da § 14a EnWG verschiedene nicht zwingende Spezifizierungen vorsieht, halten wir es für sinnvoll, einen umfassenderen Begriff für diese Modellklasse zu verwenden. In einem Gutachten für die Deutsche Energie-Agentur (dena) haben wir hierfür den Begriff **Langfrist-Flexibilitätszusage** verwendet [9]. Wesensmerkmal dieser Modellklasse ist, dass Verbraucher – auch private Verbraucher – sich hier auf freiwilliger Basis entscheiden können, ihrem Netzbetreiber ein Zugriffsrecht auf ihre flexiblen Verbrauchseinrichtungen zu gewähren, und hierfür eine pauschale Vergütung erhalten. Diese Vergütung kann über reduzierte Netzentgelte erfolgen, wie § 14a EnWG sogar explizit vorschreibt. Grundsätzlich wären aber auch andere Vergütungswege denkbar. Entscheidend ist, dass die Übertragung des Zugriffsrechts für einen längeren Zeitraum – oft gänzlich unbefristet, d. h. bis auf Widerruf – erfolgt und dass die Vergütung *nicht einsatzabhängig* ist, also unabhängig davon, ob und wie stark der Netzbetreiber steuernd eingreift. Dies setzt allerdings voraus, dass die Grenzen der Eingriffsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber vorab definiert werden.

Dieses Flexibilitätsmodell wird heute bereits in großem Stil für die Steuerung von Nachtspeicherheizungen angewendet. Dies geht jedoch weniger auf den Bedarf nach netzdienlicher Flexibilität als auf die Fortführung eines weit vor Liberalisierung der Stromversorgung eingeführten Modells zur Förderung dieser Heizungstechnologie zurück. Diese Anwendungspraxis lässt sich daher nicht einfach auf die neuartigen Verbrauchseinrichtungen übertragen, die aktuell im Fokus stehen. Für eine dieser Verbrauchseinrichtungen, nämlich Stromwärmepumpen, wird das Modell aber auch heute schon umfangreich genutzt. Dies gilt jedoch nicht für Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge. Mindestens mit Blick auf *diese* Verbrauchseinrichtungen ist es daher notwendig, Möglichkeiten der Konkretisierung des Modells zu untersuchen und in geeigneter Form im Rechtsrahmen umzusetzen.

- Auch Modelle, die eine **Quotierung der verfügbaren Netzkapazität** durch Netzbetreiber vorsehen, werden in erster Linie für den Bereich der (v. a. privaten) Kleinverbraucher diskutiert. Diese Modelle weisen eine gewisse Nähe zum Modell der Langfrist-Flexibilitätszusage auf. Ein wesentlicher Unterschied besteht bei den meisten Gestaltungsvorschlägen darin, dass Netzbetreiber hier nicht direkt beim Verbraucher steuernd eingreifen, sondern den teilnehmenden Lieferanten/Aggregatoren Vorgaben zu der örtlich und zeitlich bestimmten zulässigen Maximalleistung der Stromentnahme machen. Es ist dann Aufgabe der Lieferanten/Aggregatoren, diese Vorgaben unter Zugriff auf die Flexibilitäten ihrer Kunden umzusetzen. Modelle dieser Art sind im heutigen Rechtsrahmen noch nicht vorgesehen, wurden aber in der letzten Zeit in unterschiedlicher Ausprägung vorgeschlagen.

- Ebenfalls im aktuellen Rechtsrahmen nicht vorgesehen, aber Gegenstand intensiver Debatten ist das Modell der **Flexibilitätsmärkte**, auf denen Verbraucher und ggf. auch andere Netznutzer ihre Flexibilitäten freiwillig und unter freier marktlicher Preisbildung anbieten können. Dieses Modell wird von den Befürwortern als ein probater Weg gesehen, die Schwierigkeit einer kostenbasierten Entschädigung für den Flexibilitätseinsatz (wie z. B. beim oben diskutierten Modell „gesetzliches Netzbetreiber-Zugriffsrecht“) zu überwinden. Kritiker des Ansatzes 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. Die Diskussion über dieses Modell bezieht sich aber auf das Engpassmanagement in den Netzebenen ab Mittelspannung aufwärts, nicht auf verbrauchsgetriebene Engpässe in den untersten Netzebenen. (Daraus folgt aber nicht, dass nicht auch Flexibilitätsbeiträge von privaten Verbrauchern über Aggregatoren an solchen Flexibilitätsmärkten angeboten werden könnten.)
- Ein Modell, das sich in einem zentralen Aspekt von den meisten der zuvor beschriebenen Modelle – außer den Flexibilitätsmärkten – unterscheidet, ist die Einführung **zeitvariabler Netzentgelte** (siehe u. a. [8, 9, 10]). Der grundlegende Unterschied besteht darin, dass bei diesem Modell den Verbrauchern ein preislicher Anreiz vermittelt wird, über die konkrete Einsatzweise ihrer Flexibilitäten – also über Anpassungen ihres Verbrauchsprofils – selbst zu entscheiden. Ob Verbraucher diese Entscheidungen tatsächlich selbst treffen oder auf freiwilliger vertraglicher Basis einem Lieferanten oder Aggregator übertragen, ist dabei für die grundsätzliche Wirkungsweise unerheblich. Entscheidend ist vielmehr, dass die Einsatzweise der Flexibilitäten hier *nicht* durch den Netzbetreiber, also einen regulierten Akteur, vorgegeben wird. Die Rolle der Netzbetreiber besteht hierbei vielmehr darin, das Preissignal vorzugeben. Es handelt sich also um ein Instrument der **Preissteuerung** und nicht – wie bei den meisten anderen Modellen – der **Mengensteuerung**. (Bei Flexibilitätsmärkten ergeben sich im Unterschied dazu die Preise und Mengen in einem gemeinsamen Prozess.)

Aufgrund dieser Eigenschaft ist dieses Modell weniger für den „Abruf“ bestimmter Änderungen der Verbrauchsleistung geeignet, der für die Abwehr akuter Engpässe benötigt wird. Es ist eher geeignet für eine präventive netzdienliche Flexibilitätsnutzung mit dem Ziel, Belastungsspitzen im Netz zu dämpfen. Dieses Instrument ist im heutigen Regulierungsrahmen nicht gänzlich unbekannt, denn die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für Verbraucher mit *atypischer Netznutzung* gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV können als eine Ausgestaltungsform zeitvariabler Netzentgelte verstanden werden. Dies ist allerdings nur eine von vielfältigen vorstellbaren Ausprägungen. Es liegen verschiedene Gestaltungsvorschläge vor, die sich von den Regelungen zur atypischen Netznutzung stark unterscheiden.

Dieser Überblick über aktuell diskutierte Modelle soll verdeutlichen, dass die in diesem Gutachten behandelten Modellvorschläge das Feld der möglichen Lösungen nicht umfassend abdecken. Die weiteren Ausführungen beziehen sich schwerpunktmäßig auf die im Mittelpunkt der Debatte stehenden Modellvorschläge „Spitzenglättung“ – also eine bestimmte Ausprägung des Modells Langfrist-Flexibilitätszusage – und „zeitvariable Netzentgelte“. Diese Modelle sowie die in knapper Form ebenfalls in diesem Gutachten betrachteten Quotierungsmodelle werden aktuell speziell mit Blick auf die Nutzung der Flexibilität privater Verbraucher für die Abwehr und/oder Abschwächung von Netzengpässen in den unteren Netzebenen diskutiert, u. a. hinsichtlich der Aspekte Wahlfreiheit und Kosteneffizienz.

## 3 Modellvorschlag „Spitzenglättung“

### 3.1 Modellbeschreibung

Das Modell „Spitzenglättung“ stellt vordergründig einen Vorschlag zur Konkretisierung der Regelungen nach **§ 14a EnWG** dar und wird primär auch als solcher diskutiert. Es soll Netzbetreibern **Zugriffsrechte auf bestimmte flexible Verbrauchseinrichtungen** verschaffen und den betroffenen Verbrauchern im Gegenzug eine Vergütung durch reduzierte Netzentgelte gewähren.

Das Modell umfasst daneben aber auch eine **Reform der Netzentgeltsystematik**, die mit § 14a EnWG nicht unmittelbar zu tun hat. Diese Reform betrifft in besonderem Maße Verbraucher, die über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen, aber *nicht* bereit sind, dem Netzbetreiber einen Zugriff darauf zu gewähren. Von diesen Verbrauchern soll ein **zusätzliches Netzentgelt** erhoben werden, **das für unflexible Verbrauchseinrichtungen nicht anfällt**. Dieses zusätzliche Entgelt soll nach unserem Verständnis mit der Begründung erhoben werden, dass diese Verbraucher *potenziell* stärker zu Belastungsspitzen im Netz beitragen, v. a. wenn sie ihre Flexibilität systemorientiert einsetzen (eigenständig oder über einen Aggregator).

Im Zusammenhang mit diesem Reformvorschlag für die Netzentgelte wird vorgeschlagen, für alle Verbraucher (jedenfalls im Bereich der Kleinverbraucher und damit insbesondere der privaten Verbraucher) ein **Bestelleleistungsprinzip** einzuführen. Unter Bestelleistung wird eine vertraglich zwischen Letztverbraucher und Netzbetreiber vereinbarte Leistungsgrenze für die Stromentnahme verstanden. Derartige Vereinbarungen existieren bislang im deutschen Netzzugangsrecht nicht und würden somit eine strukturelle Neuerung darstellen. Üblich sind lediglich Vereinbarungen zwischen *Anschlussnehmern* (also z. B. Gebäudeeigentümern) und Netzbetreibern über die sogenannte Netzanschlusskapazität (NAK). Die NAK ist gemessen am tatsächlichen Leistungsbedarf meist relativ großzügig bemessen; dafür können Überschreitungen aber auch zur Auslösung von Sicherungen führen. Bei Einfamilienhäusern, die von den Eigentümern bewohnt werden, fallen Anschlussnehmer und Letztverbraucher in der Regel zusammen, so dass hier die Bestelleistung evtl. als weitgehend gleichwertig zur NAK angesehen werden könnte. Bei Gebäuden mit einer oder mehreren Mietparteien trifft dies hingegen nicht zu.

Die Bestelleistung soll dabei in zwei Komponenten unterteilt werden, die **bedingte und die unbedingte Bestelleistung**. Diese Unterscheidung soll im Regelfall den Leistungsbedarf für die flexiblen und die unflexiblen Verbrauchseinrichtungen abbilden. Das Modell sieht vor, dass Netzbetreiber im Umfang der *bedingten* Bestelleistung steuernd in das Verhalten der Verbrauchseinrichtungen eingreifen dürfen, wohingegen im Umfang der *unbedingten* Bestelleistung keine Eingriffe stattfinden. (Unter unflexiblen Verbrauchseinrichtungen werden dabei solche Einrichtungen verstanden, die generell nicht in dieses Flexibilitätsmodell einbezogen werden. Aus derzeitiger Sicht sind dies alle Verbrauchseinrichtungen außer Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge, Stromwärmepumpen und Batteriespeichern. Das bedeutet aber nicht, dass der Einsatz der als unflexibel bezeichneten Verbrauchseinrichtungen tatsächlich vollkommen unflexibel ist. So entscheidet der Verbraucher bei vielen Verbrauchsgeräten ja selbst, wann er sie betreibt, und diese Entscheidungen sind in der Regel in gewissen Spielräumen flexibel.)

Bei Verbrauchern, die keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen betreiben, wird im Grundsatz die gesamte Bestelleistung als unbedingte Leistung behandelt. (Inwieweit hierbei für Verbraucher mit besonders leistungsstarken Verbrauchsgeräten wie Durchlauferhitzern abweichende Regelungen vorgesehen werden sollen, ist uns nicht bekannt.) Das betrifft aktuell die weit überwiegende Zahl der privaten Verbraucher. Sobald ein solcher Verbraucher jedoch eine flexible Verbrauchseinrichtung installiert, soll standardmäßig eine Bestellung *bedingter* Leistung in Höhe

der Maximalleistung dieser Einrichtung erfolgen. Die Gruppe *dieser* Verbraucher wird nach den derzeitigen Erwartungen an die Verbreitung der E-Mobilität und der Stromwärmepumpen mittelfristig stark wachsen und kann langfristig u. U. sogar die *Mehrheit der privaten Haushalte* umfassen. Wenn ein solcher Verbraucher z. B. eine 11-kW-Ladeeinrichtung installiert, wird ihm standardmäßig eine bedingte Bestelleistung in Höhe von 11 kW zugeordnet (zusätzlich zu der unbedingten Leistung für seine unflexiblen Verbrauchseinrichtungen). Wenn er abweichend von dieser Standardzuordnung dem Netzbetreiber *kein* Zugriffsrecht auf seine Ladeeinrichtung einräumen möchte, muss er hierfür anstelle der *bedingten* Leistung *unbedingte* Leistung in gleicher Höhe bestellen. Das Modell sieht somit eine „**opt-out**“-**Regelung** vor, bei der sich Verbraucher *aktiv* gegen die Flexibilitätsbereitstellung aussprechen müssen, wenn sie diese nicht wünschen. Dieser Ansatz soll bewirken, dass ein möglichst großer Teil der flexiblen Verbraucher seine Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt.

Zur Abbildung des Bestelleistungsprinzips in der **Netzentgeltsystematik** sollen *zusätzliche* Entgeltkomponenten für die bedingte und die unbedingte Bestelleistung eingeführt werden. Es handelt sich dabei *nicht* um einen Ersatz des bereits vorhandenen Leistungspreises (LP), denn dieser soll nach unserem Kenntnisstand für Verbraucher mit registrierender Lastgangmessung (RLM) erhalten bleiben. (Dies sind größere, nicht-private Verbraucher, die in der Regel einen Jahresverbrauch über 100.000 kWh aufweisen.) Für die von dem Modell primär adressierten Kleinverbraucher ist ein leistungsbezogenes Entgelt gänzlich neu, da diese Verbraucher heute weit überwiegend auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) bilanziert werden. Für diese Verbraucher sieht das Entgeltsystem heute nur Arbeitspreise (AP) und Grundpreise (GP) vor.

Der **Bestelleistungspreis** soll für *unbedingte* Leistung wesentlich höher sein als für *bedingte* Leistung. In einem (unverbindlichen) Preisbeispiel im „Fragebogen 2“ von EY/BET [3] wird hierfür ein Faktor 10 angesetzt (Preise von 40 €/kW/a für *unbedingte* vs. 4 €/kW/a für *bedingte* Bestelleistung). Hiermit soll ein starker Anreiz gesetzt werden, dem Netzbetreiber ein Zugriffsrecht auf flexible Verbrauchseinrichtungen zu gewähren. Zugleich wird hiermit – wie eingangs erörtert – ein zusätzliches Entgelt (in erheblicher Höhe) für diejenigen flexiblen Verbraucher eingeführt, die dem Netzbetreiber *kein* Zugriffsrecht auf ihre Flexibilität einräumen wollen.

Nach aktuellem Diskussionsstand soll der Preis für *bedingte* Bestelleistung nur für Leistungen *oberhalb von 11 kW* erhoben werden. Dies soll dem Anreiz entgegenwirken, das Modell durch Nicht-Anmeldung der Verbrauchseinrichtungen zu umgehen. Für Verbraucher, die ihre Flexibilität *nicht* dem Netzbetreiber bereitstellen möchten und daher *unbedingte* Leistung bestellen, hätte dies aber keine Auswirkungen und würde auch den Umgehungsanreiz nicht abschwächen.

Allein durch die Einführung der neuen Preiskomponenten würde aber einem Kernziel der Regelungen nach § 14a EnWG nicht nachgekommen, wonach den flexiblen Verbrauchern **reduzierte Netzentgelte** für die Bereitstellung ihrer Flexibilität gewährt werden sollen. Verbraucher würden nämlich durch die Entscheidung für bedingte Bestelleistung zwar dem hohen Preis für unbedingte Leistung aus dem Weg gehen, aber für flexible Verbrauchseinrichtungen immer noch das *zusätzliche* (wenn auch geringere) Entgelt für bedingte Leistung zahlen. Daher setzt auch dieses Modell voraus, dass die Entgeltkomponenten AP und GP für den flexiblen Verbrauchsanteil reduziert werden, wobei der AP bei heute üblichen Preisverhältnissen eine dominante Rolle spielt. Hierfür werden noch unterschiedliche Vorschläge diskutiert, u. a.

- der klassische Ansatz der Umsetzung von § 14a EnWG, bei dem ein **reduzierter AP für flexiblen Verbrauch** gewährt wird, aber auch ein **zweiter Zähler** benötigt wird, und
- ein **degressives Staffelpreissystem**, bei dem für den Verbrauch oberhalb einer festgelegten Jahresmenge ein reduzierter AP erhoben werden, wodurch nur **ein Zähler** benötigt wird.

Auf diese Weise soll erreicht werden, dass ein Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen eine Chance hat, ein geringeres Netzentgelt zu erzielen als ein unflexibler Verbraucher, der insgesamt den gleichen Jahresverbrauch aufweist. Dies wird aber erst dann erreicht, wenn die Einsparung durch den reduzierten AP größer ist als das für bedingte Bestelleistung zu zahlende Entgelt. Für einen flexiblen Verbraucher, der seine Flexibilität *nicht* dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt, ergibt sich hingegen eindeutig ein *erhöhtes* Netzentgelt aufgrund des Entgelts für unbedingte Bestelleistung.

Eine Begleiterscheinung des Bestelleistungsprinzips mit gravierenden Auswirkungen ergibt sich daraus, dass Letztverbraucher bislang keine Leistungen bestellen mussten. Um bei Einführung dieses Prinzips die Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen von Änderungen ihrer Netzzugangsrechte und Netzentgelte zu verschonen, wird eine **pauschale Zuordnung unbedingter Leistung in Höhe von 5 kW** pro Letztverbraucher vorgeschlagen, die aber zunächst nur als Rechengröße verwendet und nicht überwacht wird (was bei Verbrauchern mit konventionellem Zähler ohnehin nicht möglich wäre). Bei Hinzukommen einer flexiblen Verbrauchseinrichtung würde diese Grenze allerdings Relevanz gewinnen und soll grundsätzlich über das dann erforderliche intelligente Messsystem (iMSys) auch überwacht werden. Ob dabei Verbraucher, die die 5-kW-Grenze bereits mit ihren *unflexiblen* Verbrauchseinrichtungen überschreiten, von steigenden Netzentgelten verschont werden sollen, ist unklar. Aus jüngst von EY/BET vorgelegten Unterlagen zu möglichen Übergangsregelungen [4] geht dies jedenfalls nicht hervor.

Volle Relevanz sollen die bedingten und unbedingten Bestelleistungen daher nur bei sogenannten „**vollflexiblen**“ Verbrauchern erreichen, die ihren Gesamtverbrauch mittels Energiemanagementsystem selbstständig auf die bestellten Leistungen hin „ausregeln“.

Für die Behandlung von Verbrauchern mit einem **Jahresverbrauch oberhalb von 6.000 kWh**, ab dem der Einbau eines iMSys verpflichtend wird, liegt noch kein eindeutiger Vorschlag vor. Hierzu wird u. a. diskutiert, ob diese Verbraucher wie solche mit geringeren Verbräuchen behandelt oder ob hier wahlweise oder verpflichtend die Netzentgelte für RLM-Kunden zur Anwendung kommen sollten (was fallweise starke Entgeltsprünge verursachen dürfte). Die oben genannte Unterlage von EY/BET zu Übergangsregelungen lässt sogar die Vermutung zu, dass auch für *diese* Verbraucher – selbst wenn sie keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen betreiben – das Bestelleistungsprinzip angewandt und somit ein Preis für unbedingte Bestelleistung (die bei diesen Kunden in der Regel über 5 kW liegen dürfte) erhoben werden soll.

### 3.2 Grundsätzliche Einordnung

Die Bewertung des Modellvorschlags „Spitzenglättung“ erfolgt in diesem und den nachfolgenden Abschnitten aus unterschiedlichen Perspektiven. Nach einer grundsätzlichen Einordnung in diesem Abschnitt werden in den Abschnitten 3.3-3.5 Auswirkungen auf jeweils eine der drei von EY/BET unterschiedenen Gruppen der „unflexiblen“, „teilflexiblen“ und „vollflexiblen“ Verbraucher untersucht. Auswirkungen auf die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz, die für *alle* Verbrauchergruppen von Bedeutung sind, werden in Abschnitt 3.6 diskutiert.

#### Umsetzung von § 14a EnWG

Den Ansatz, Netzbetreibern ein Instrument für Eingriffe in den Betrieb flexibler Verbrauchseinrichtungen zur Abwehr akuter verbrauchsgetriebener Engpässe zu verschaffen und hierbei auf die Vorgaben des § 14a EnWG aufzusetzen, halten wir im Bereich der privaten Verbraucher grundsätzlich für sinnvoll. Hiermit wird auf Basis längerfristig geltender, freiwilliger Vereinbarungen Flexibilität zur netzdienlichen Nutzung durch den Netzbetreiber bereitgestellt und auf

pauschale Weise vergütet, nämlich durch reduzierte Netzentgelte. Diese Pauschalität ist im Bereich der Kleinverbraucher sinnvoll. Hier wäre in der Praxis – jedenfalls auf absehbare Zeit – nicht vorstellbar, bei jedem einzelnen steuernden Eingriff zuvor die Nutzbarkeit der Flexibilität abzustimmen und anschließend eine fallbezogene Vergütung zu ermitteln.

Ob eine konkrete Ausgestaltung derartiger Regelungen aus Sicht der Verbraucher zu befürworten ist, hängt allerdings maßgeblich von deren Parametrierung ab. Je weitgehender ein solches Instrument genutzt wird und je größer der Anteil der hierdurch „aufgezehrt“ Flexibilität ist, desto problematischer erscheint es mit Blick auf die gesamtwirtschaftlich sinnvolle Nutzung der vorhandenen Flexibilität. Hiermit befassen wir uns näher in Abschnitt 3.6.

### Gestaltung als „opt-out“-Regelung

Ein grundsätzlich zielführender Aspekt des Modellvorschlags ist die Wahl einer „opt-out“- anstelle einer „opt-in“-Regelung. Hierdurch wird die Entscheidungsfreiheit eines flexiblen Verbrauchers nicht eingeengt, sondern nur der Standardfall umgekehrt. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass hierdurch ein nennenswerter Teil der Verbraucher für die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung gewonnen werden kann, der ansonsten eher zurückhaltend wäre, sei es aus Unkenntnis oder Unentschlossenheit oder anderen Gründen. In Verbindung mit der Möglichkeit, aus der gegenüber dem Netzbetreiber erteilten Flexibilitätszusage zu einem späteren Zeitpunkt wieder auszusteigen, würde hierdurch die Wahlfreiheit der Verbraucher zumindest formal nicht eingeschränkt. Akzeptabel ist dies aber nur dann, wenn die Teilnahme an dem Modell für die betroffenen (flexiblen) Verbraucher in der Regel vorteilhaft ist, was wiederum stark von der Detailgestaltung und Parametrierung abhängt. Die Tatsache, dass über Verpflichtungen und Sanktionen diskutiert wird, um eine Umgehung des Modells durch Nicht-Anmeldung flexibler Verbrauchseinrichtungen zu verhindern, wirft Zweifel auf, ob tatsächlich auf eine in der Regel vorteilhafte Wirkung des Modells für die Verbraucher vertraut werden kann. Darüber hinaus lassen bisherige Aussagen zur Höhe der vorgeschlagenen Netzentgelte für bestellte Leistung vermuten, dass die Wahlfreiheit *de facto* sehr wohl eingeschränkt würde, da eine Nicht-Teilnahme zu erheblichen Mehrkosten bei den Verbrauchern führen würde (s. Abschnitt 3.4).

### Reform der Netzentgeltsystematik über § 14a EnWG hinaus

Die mit dem Modellvorschlag verbundenen Anpassungen der Netzentgeltsystematik gehen weit über § 14a EnWG hinaus und sind keineswegs, wie mitunter dargestellt wird, als schlanke Umsetzung dieser Vorschrift anzusehen. § 14a EnWG ermächtigt *nicht* zur Einführung erhöhter Netzentgelte oder zusätzlicher Entgeltkomponenten, sondern im Gegenteil nur zur *Reduzierung* der Netzentgelte als Gegenleistung für die Bereitstellung von Flexibilität. § 14a EnWG adressiert auch nicht die mit dem Bestelleleistungsprinzip verbundenen Eingriffe im Bereich der Netzananschlusskapazitäten. Das Modell erfordert daher eine von § 14a EnWG unabhängige, tiefgreifende Reform der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Wie wir im Weiteren verdeutlichen, hätte diese vorgeschlagene Reformkomponente auch *quantitativ* erhebliche Auswirkungen auf die Handlungsfreiheit und Kosten für die Verbraucher.

Dieser Reformvorschlag ist unseres Erachtens mit den Kernzielen des Modellvorschlags nicht begründbar und daher in diesem Kontext nicht nachvollziehbar. Wenn es primär darum geht,

- flexiblen Verbrauchern einen Anreiz zu vermitteln, Netzbetreibern ein begrenztes Recht zu Eingriffen in das Verbrauchsverhalten einzuräumen, und so
- ein Instrument für die Abwehr akuter verbrauchsgetriebener Netzengpässe zu schaffen und den hiermit einhergehenden Netzausbaubedarf zu dämpfen,



ist nicht ersichtlich, warum hierfür die Netzentgeltsystematik weit über die beschriebenen Ziele hinaus reformiert werden sollte, sodass sogar Verbraucher *ohne* flexible Verbrauchseinrichtungen hiervon betroffen wären.

Damit soll nicht gesagt werden, dass es nicht angebracht sein könnte, die Netzentgeltsystematik (auch) für Niederspannungskunden auf Angemessenheit zu prüfen und ggf. zu reformieren. Dies sollte dann aber auch als eine Reform der Netzentgeltsystematik bezeichnet und in angemessener Weise vorbereitet und diskutiert werden. Es erscheint uns keinesfalls vertretbar, eine solche Reform als eine vorgeblich notwendige „Nebenwirkung“ der Umsetzung von § 14a EnWG durchzuführen. Eine umfassende Prüfung der Optionen würde z. B. offenbaren, dass gemäß vorliegenden Untersuchungen gerade bei Verbrauchern im Niederspannungsnetz starke Gründe gegen eine Kapazitätsbepreisung sprechen [8].

### 3.3 Auswirkungen auf „unflexible“ Verbraucher

Verbraucher, die nicht über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen, für die dem Netzbetreiber eine Steuerungsmöglichkeit eingeräumt werden könnte, werden von EY/BET als „unflexible“ Verbraucher bezeichnet. Hierbei geht es nur um eine Klassifizierung mit Blick auf die Umsetzung der „Spitzenglättung“. In diesem Kontext ist es unerheblich, ob die Verbraucher über sonstige, von diesem Modell nicht adressierte Flexibilitäten etwa beim Betrieb klassischer Elektrogeräte verfügen. Dieses spezifische Verständnis des Begriffs „unflexibel“ ist zu beachten, wenn im Weiteren von unflexiblen Verbrauchern die Rede ist.

Diese Verbraucher wären von dem Modell der „Spitzenglättung“ nicht *direkt* betroffen. Sie müssten keine Eingriffe des Netzbetreibers in ihr Verbrauchsverhalten zulassen, und ihre Stromentnahme würde definitionsgemäß vollständig als „unbedingte Entnahme“ angesehen. Sofern diese Verbraucher (weiterhin) mit einem klassischen Zähler ausgestattet sind, würde sich auch nichts an der Struktur ihrer Netzentgelte ändern, da etwaige Leistungsgrenzen (Bestellleistungen) dann ohnehin nicht überwacht werden könnten. Unter dieser Prämisse sollen bei diesen Verbrauchern weiterhin nur Arbeits- und Grundpreise erhoben werden. Es ist jedoch unklar, welche Auswirkungen die Umsetzung des Modells auf die *Höhe* dieser Entgelte haben könnte.

Ebenfalls unklar ist auf Basis der vorliegenden Unterlagen, wie die unflexiblen Verbraucher behandelt werden sollen, wenn bei ihnen ein iMSys installiert wird, sei es aufgrund eines Jahresverbrauchs über 6.000 kWh oder aus sonstigen Gründen. Die Ausführungen von EY/BET im „Fragebogen 2“ [3] zu den dort vorgeschlagenen Varianten 1 und 2 suggerieren, dass für diese Verbraucher zukünftig evtl. die auf Leistungs- und Arbeitspreisen beruhenden Netzentgelte für Verbraucher mit registrierender Lastgangmessung (RLM) angewandt werden sollen. Und aus dem „Fragebogen 3“ [4] geht hervor, dass bei einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh das Bestellleistungsprinzip auch bei *unflexiblen* Verbrauchern angewandt werden soll, so dass für diese Verbraucher Entgelte für unbedingte Bestellleistung anfallen würden.

Aus diesen Gründen erscheint es zumindest zweifelhaft, ob das Modell der „Spitzenglättung“ den Anspruch, unflexible Verbraucher von Kostensteigerungen zu verschonen, erfüllen würde. Hierzu werden in den nachfolgenden Abschnitten verschiedene Kostenrisiken betrachtet. Zusätzlich ist zu beachten, dass sich die in Abschnitt 3.6 diskutierten Defizite dieses Modells mit Blick auf die *volkswirtschaftliche Kosteneffizienz* selbstverständlich auch für die *unflexiblen* Verbraucher nachteilig auswirken würden.

### Erwartete verbrauchsseitige Entwicklungen sollten zur *Absenkung*, nicht zur *Erhöhung* der Entgeltbelastung für unflexible Verbraucher führen

Zunächst soll aber verdeutlicht werden, dass das Hinzukommen neuartiger flexibler Verbrauchseinrichtungen sogar zu einer *Absenkung* der Netzentgeltbelastung für die unflexiblen Verbraucher führen sollte. Es ist nämlich zu erwarten, dass der Zuwachs des Stromverbrauchs durch die neuartigen Verbrauchseinrichtungen den hierdurch ausgelösten Zuwachs der Netzkosten übersteigt. Dies zeigen die in Bild 3.1 dargestellten Untersuchungsergebnisse, die auf folgenden Grundlagen beruhen:

- Betrachtet wird eine Prognose für das Jahr 2035 in Orientierung am Szenario B des von den ÜNB aufgestellten Szenariorahmens 2019-2030 für die Netzentwicklungsplanung. Hier wird eine Durchdringung mit E-Pkw von ca. 20 % und mit E-Wärmepumpen bei Wohngebäuden von ca. 30 % angenommen. Dies bewirkt einen Verbrauchszuwachs um gut 10 % gegenüber dem heutigen Gesamtverbrauch von ca. 500 TWh/a.
- Die mit dem Hinzukommen dieser neuartigen Verbrauchseinrichtungen verbundenen Mehrkosten im Netz werden mit ca. 1-2 Mrd. €/a abgeschätzt, was ca. 4-8 % der gesamten heutigen Netzkosten entspricht. Hierbei wird vom „natürlichen“ Ladeverhalten ausgegangen, also ohne eine netzdienliche oder eine systemorientierte Ladesteuerung. Diese Abschätzungen basieren auf einschlägigen Untersuchungen, die wir in den vergangenen Jahren für verschiedene VNB durchgeführt haben; beispielhafte Ergebnisse finden sich in [5].

Auf Basis dieser Entwicklungen würde sich eine Absenkung der auf die kWh bezogenen Netzkosten in der Größenordnung von 3-6% ergeben. Unter der Annahme, dass diese Kostenabsenkung ohne größere Umverteilungen an die Verbraucher weitergegeben würde, würde auch die Belastung der Verbraucher mit Netzentgelten entsprechend absinken. (Abschätzungen dieser Art sind zwar zweifellos mit Unsicherheiten verbunden. Die Erkenntnis, dass der erwartete Verbrauchszuwachs prozentual größer wäre als der hiermit verbundene Netzkostenanstieg, hat sich aber in allen von uns durchgeführten Analysen bestätigt.)

Analoge Untersuchungsergebnisse zeigt Bild 3.2 anhand von Prognosen für das Jahr 2050, die sich an verschiedenen Langfristszenarien orientieren. Hier wird von einer 100-prozentigen Durchdringung mit E-Pkw und einer Nutzung von E-Wärmepumpen in ca. 1/3 der Gebäude ausgegangen. Nach diesen Abschätzungen steigt der Stromverbrauch um ca. 30 %, während die Netzkosten nur um ca. 12-24 % steigen, so dass auch hier mit einem Absinken der auf die kWh bezogenen Netzentgelte zu rechnen ist.

Die vorgeschlagene netzdienliche Nutzung der Flexibilität der neuartigen Verbrauchseinrichtungen kann noch *darüber hinaus* zu einer besseren Auslastung des Netzes und somit einer weiteren Absenkung der Netzkosten pro kWh beitragen. Es kann allerdings argumentiert werden, dass *diese* Kostenvorteile (nur) den Verbrauchern zugute kommen sollten, die ihre Flexibilität hierfür bereitstellen. Hieraus muss daher nicht zwingend ein weiterer Vorteil für unflexible Verbraucher resultieren. *Jedenfalls* aber müssen die zuvor diskutierten Kostenabsenkungen, die *nicht* mit der Flexibilitätsnutzung zusammenhängen, *auch den unflexiblen Verbrauchern* zugute kommen.

Modellvorschlag „Spitzenglättung“

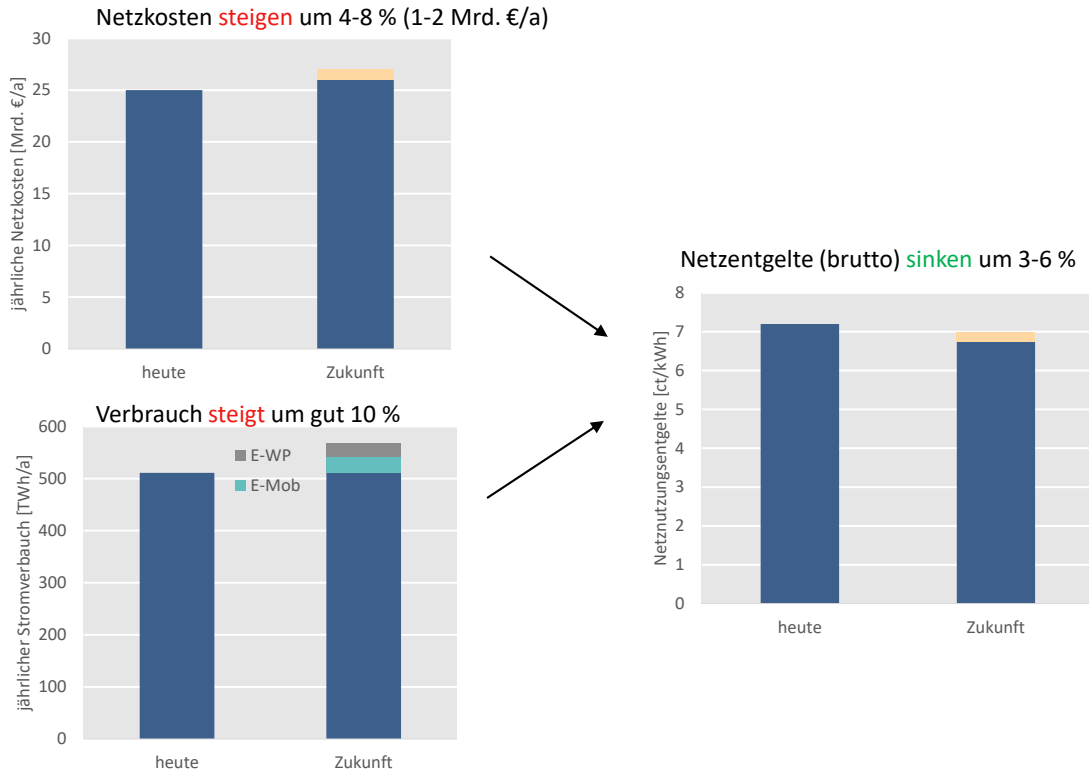


Bild 3.1 Prognosen zum Anstieg der Netzkosten und der Verbräuche durch E-Mobilität und Wärmepumpen bis **2035** und Auswirkungen auf Netzentgelte für private Verbraucher

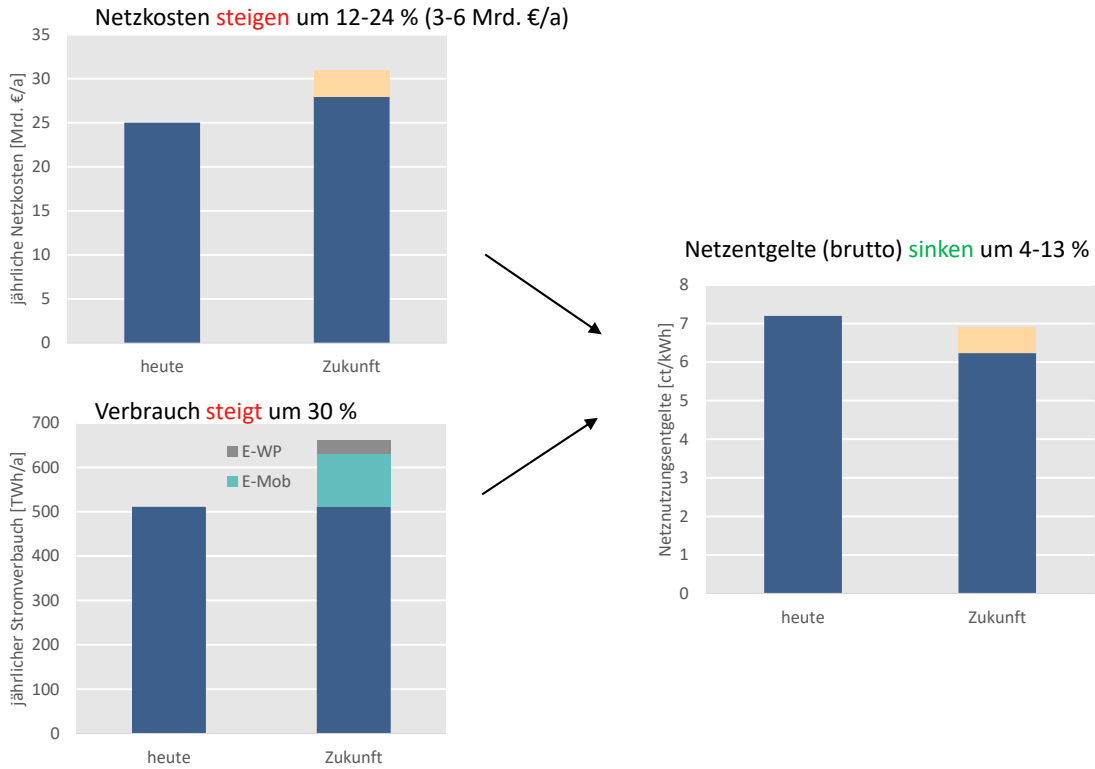


Bild 3.2 Prognosen zum Anstieg der Netzkosten und der Verbräuche durch E-Mobilität und Wärmepumpen bis **2050** und Auswirkungen auf Netzentgelte für private Verbraucher

### Erhöhung regulärer Netzentgelte zur Refinanzierung gewährter Entgeltreduktionen

Ein Risiko für die Kostenbelastung der *unflexiblen* Verbraucher ergibt sich bei Modellen auf Basis von § 14a EnWG – einschließlich des Modells der „Spitzenglättung“ – dadurch, dass die Entgeltreduktionen, die den *flexiblen* Verbrauchern gewährt werden, mittels Erhöhung der regulären Netzentgelte refinanziert werden. Diese Erhöhung betrifft alle Verbraucher, die die regulären Entgelte zahlen, also auch die *unflexiblen* Verbraucher.

Ein Blick auf die heutige Anwendungspraxis von § 14a EnWG zeigt, dass dieses Risiko nicht von der Hand zu weisen ist. Gemäß Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts [7] machen heute rund 80 % der VNB von dieser Regelung Gebrauch. Die durchschnittliche Reduzierung des Netzentgelts beträgt dabei 55 %, was durchschnittlich ungefähr 3,5 ct/kWh entspricht. Die Bandbreite der gewährten Entgeltreduktionen ist aber extrem hoch: Die prozentualen Reduktionen liegen in einem Bereich von 6 % bis 91 %. Allein dies lässt bereits die Einschätzung zu, dass die Entgeltreduktionen bei einem Teil der VNB deutlich *unter* und bei einem anderen Teil deutlich *über* den Netzkosteneinsparungen liegen, die durch den netzdienlichen Einsatz der Flexibilität erzielt werden können. In den letztgenannten Fällen führt dies zu einer Umverteilung zulasten der unflexiblen Verbraucher.

Eine genauere Aussage hierzu lässt sich aus den Untersuchungen ableiten, die in Abschnitt 3.6 zur Frage des ökonomischen Werts netzdienlicher Flexibilitätsnutzung aufgegriffen werden. Wie z. B. aus Bild 3.12 hervorgeht, lässt sich bei den dort untersuchten flexiblen Verbrauchseinrichtungen eine Netzkosteneinsparung in der Größenordnung von 1,3 ct/kWh (netto) durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz erzielen. Dies würde eine Entgeltreduktion gegenüber den heutigen Netzentgelten für private Verbraucher im Bereich von ca. 20-30 % rechtfertigen. Bei einer Entgeltreduktion, die deutlich oberhalb dieser Bandbreite liegt, wäre davon auszugehen, dass den *flexiblen* Verbrauchern ein gemessen an der erzielbaren Netzkosteneinsparung „zu großer“ Vorteil eingeräumt und den *unflexiblen* Verbrauchern somit eine ungerechtfertigte Mehrbelastung zugemutet würde.

Im Ergebnis könnte auch bei dem Modell der „Spitzenglättung“ entgegen den in Bild 3.1 und Bild 3.2 aufgezeigten Erwartungen eine *Mehrbelastung* für die unflexiblen Verbraucher infolge einer übermäßig starken Reduktion der Entgelte für die *flexiblen* Verbraucher auftreten. Ein Mechanismus, der dies verhindern würde, scheint bei dem Modellvorschlag nicht vorgesehen zu sein.

### Risiko einer Belastung mit höheren Entgelten durch Anwendung der RLM-Netzentgelte

Nachfolgend soll aufgezeigt werden, dass bei unflexiblen Verbrauchern eine sprunghafte Änderung der Entgeltbelastung eintreten kann, wenn sie nach der Installation eines iMSys zusätzlich zu den erhöhten Zählergebühren die Netzentgelte für RLM-Kunden zahlen müssen. Diskutiert wird dies insbesondere für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh, wobei die Überschreitung dieser Schwelle nicht der einzige mögliche Grund für die Installation eines iMSys ist.

Als Grundlage hierfür werden beispielhaft reale Arbeits- und Leistungswerte des Stromverbrauchs von 30 Haushalten betrachtet, bei denen es sich überwiegend um Einfamilienhäuser ohne flexible Verbrauchseinrichtungen handelt (Bild 3.3).

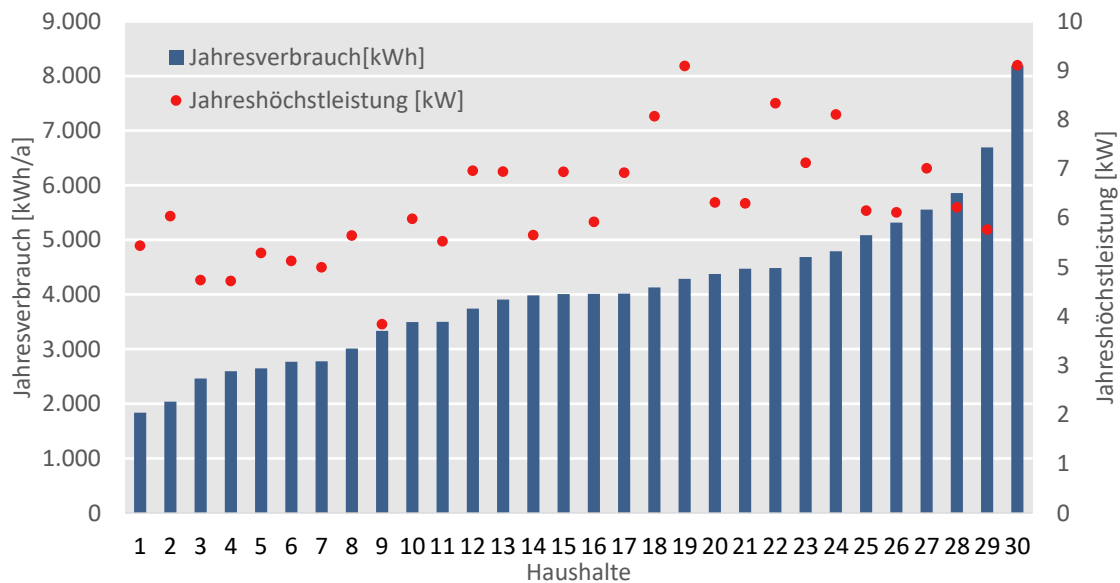


Bild 3.3 Verbrauchskennzahlen von 30 realen Haushalten (überwiegend Einfamilienhäuser)

Die Jahresverbräuche dieser Haushalte liegen in einer großen Bandbreite zwischen 1.700 kWh und 8.200 kWh bei einem Mittelwert von ca. 4.000 kWh. Zwei der Haushalte überschreiten die Schwelle von 6.000 kWh/a. Die für eine Abrechnung der RLM-Netzentgelte relevanten Jahreshöchstleistungen liegen ebenfalls in einer großen Bandbreite zwischen 3,8 kW und 9,2 kW bei einem Mittelwert von ca. 6,3 kW. Die Höchstleistungen korrelieren nur schwach mit den Jahresverbräuchen. Die Jahreshöchstleistung eines Haushalts wird meist stark durch die Leistungsaufnahme von E-Herd und -Backofen bestimmt, vereinzelt auch zusätzlich durch den zeitgleichen Betrieb von Waschmaschine, Trockner oder Spülmaschine, die sich durch eine hohe Leistungsaufnahme während des Aufheizens auszeichnen. Besonders hohe Entnahmeleistungen bis in die Größenordnung von 20 kW bewirken zudem Durchlauferhitzer (die aber bei den oben beispielhaft betrachteten Verbrauchern nicht vorhanden sind). Demgegenüber ist die zeitgleiche Leistungsaufnahme der meisten übrigen Verbrauchsgeräte (Beleuchtung, Unterhaltungselektronik, IKT, Kühl-/Gefriergeräte, etc.) eher von nachrangiger Bedeutung.

Für diese 30 Haushalte sind in Bild 3.4 die jährlichen Netzentgelte gegenübergestellt, die sich bei Abrechnung der Entgelte für SLP-Kunden (Grund- und Arbeitspreis) sowie bei Abrechnung der Entgelte für RLM-Kunden (Leistungs- und Arbeitspreis) ergeben würden. Grundlage für diese beispielhafte Darstellung sind die Bruttopreisangaben gemäß Preisblatt 2020 der Westnetz GmbH. Außerdem sind im unteren Teil des Bildes die prozentualen Änderungen bei einem Übergang von den SLP- auf die RLM-Entgelte dargestellt. Positive Werte (rot) markieren Mehrbelastungen, negative Werte (grün) markieren Minderbelastungen.

Wie sich zeigt, würde eine Umstellung auf RLM-Entgelte bei den hier betrachteten Verbrauchern (einschließlich derer mit Jahresverbräuchen über 6.000 kWh) überwiegend zu einer Absenkung der Entgeltbelastung führen. Bei Verbrauchern mit vergleichsweise hohen Jahreshöchstleistungen können im Einzelfall aber auch nennenswerte Erhöhungen der Entgeltbelastung auftreten. Es zeigt sich somit, dass Entgeltsprünge in beiden Richtungen auftreten können, wenn unflexible Verbraucher allein aufgrund der Installation eines iMSys in Bezug auf die Netzentgelte als RLM- und nicht mehr als SLP-Kunden behandelt werden. Das Ausmaß dieser Entgeltsprünge hängt stark vom Preisgefüge der Netzentgelte des betrachteten Netzbetreibers ab.

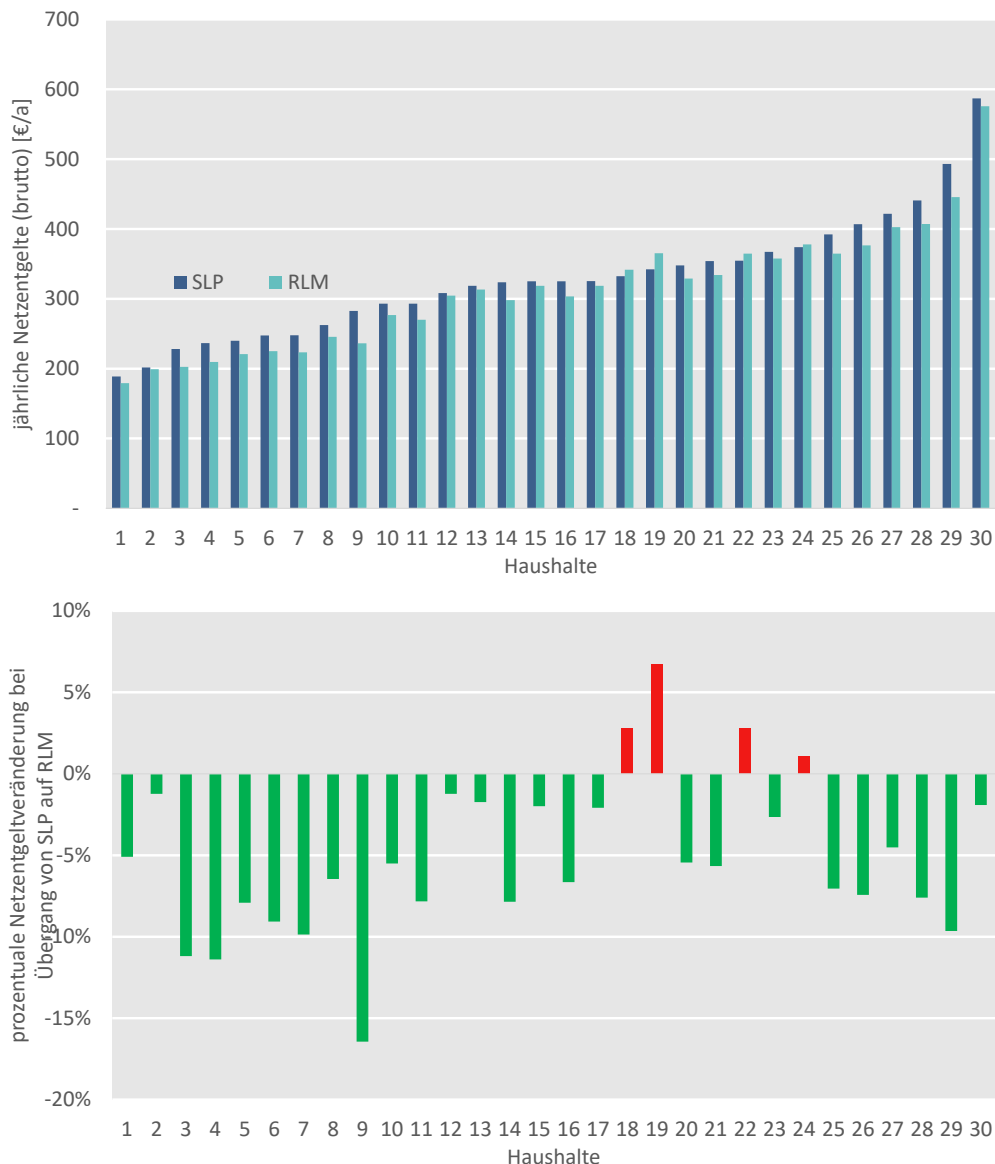


Bild 3.4 Auswirkungen eines Übergangs von SLP- auf RLM-Tarife auf die Netzentgelte von 30 realen Haushalten

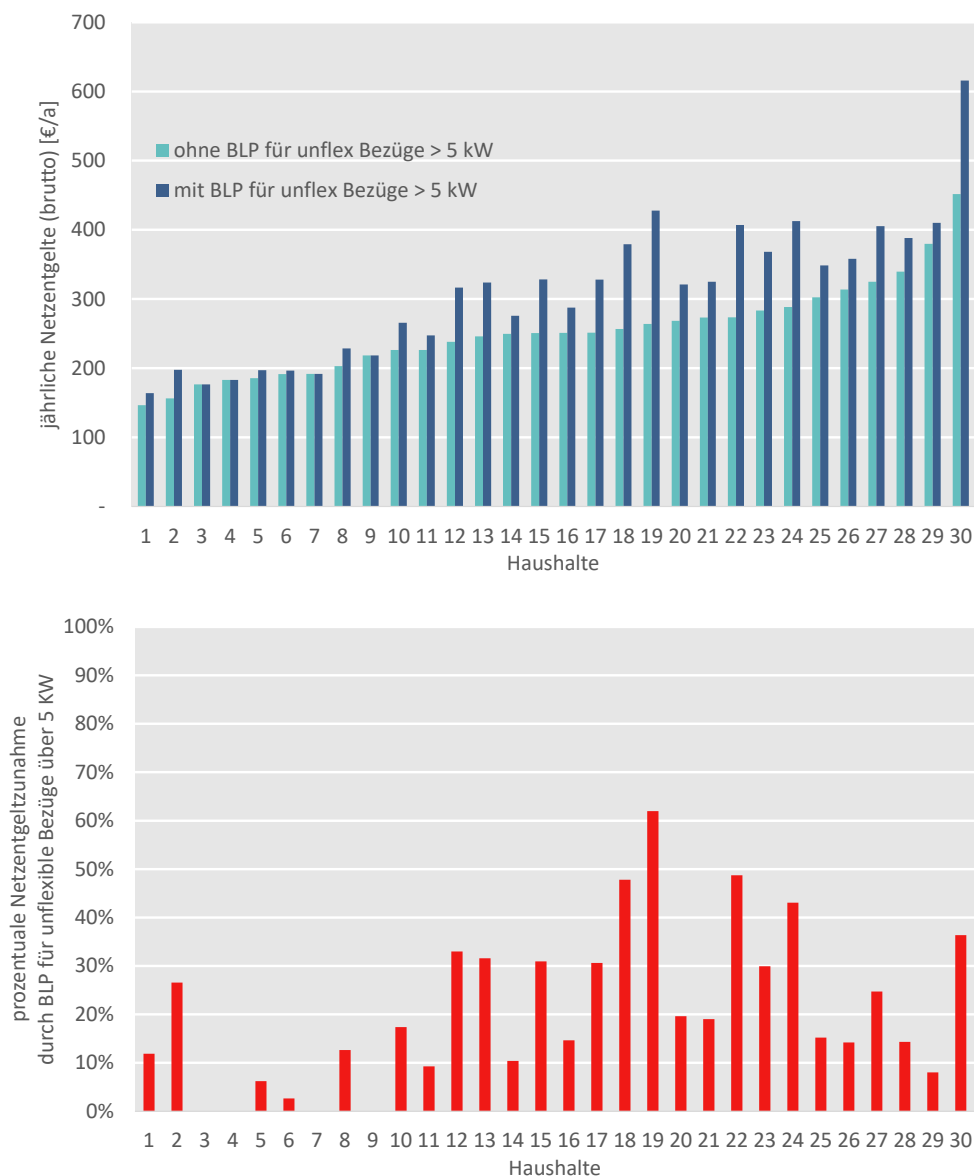
### Risiko einer Belastung mit höheren Entgelten für unbedingte Bestelleistung

Ein weiteres, deutlich größeres Kostenrisiko für unflexible Verbraucher, die mit einem iMSys ausgestattet sind oder werden, kann sich ergeben, wenn diese Verbraucher „unbedingte Bestelleistung“ in der tatsächlich benötigten Höhe buchen müssen. Auch dies wird primär für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh diskutiert, könnte aber auch in anderen Fällen auftreten, z. B. auch auf freiwilligen Wunsch. Nach unserem Verständnis wäre für diesen Fall vorgesehen, dass den Verbrauchern zwar der Standardwert von 5 kW unbedingter Leistung ohne Zusatzentgelt gewährt würde, für die darüber hinaus gehende Leistung aber der Bestellleistungspreis gezahlt werden müsste.

Wie bereits aus Bild 3.3 hervorgegangen ist, überschreiten die Jahreshöchstleistungen der Strombezüge von Haushalten auch ohne flexible Verbrauchseinrichtungen und ohne leistungsstarke Verbraucher wie Durchlauferhitzer häufig die Grenze von 5 kW, teilweise sogar deutlich. Bild 3.5 zeigt, welche Auswirkungen das Entgelt für unbedingte Bestelleistung jenseits 5 kW bei diesen Haushalten hätte, wenn hierfür der im beispielhaften Preisblatt im „Fragebogen 2“ von

EY/BET [3] genannte Preis angesetzt wird. Es ergeben sich für die große Mehrheit der Haushalte Mehrbelastungen, teilweise von bis zu rund 200 Euro, entsprechend einer prozentualen Zunahme der Entgeltbelastung von bis zu rund 60% (rote Säulen im unteren Teil des Bildes). Unter den Verbrauchern mit mehr als 6.000 kWh Jahresverbrauch kommt es in einem Fall immerhin zu einer Mehrbelastung von ca. 40%.

Diese Mehrbelastung wäre den betroffenen Verbrauchern nicht vermittelbar. Sie würde zu einer drastischen Ungleichbehandlung von Verbrauchern ohne und mit iMSys führen und könnte eine ablehnende Haltung gegenüber dem Smart Metering fördern. Sie würde zudem einen starken Anreiz auslösen, den Betrieb der mutmaßlich unflexiblen Verbrauchseinrichtungen doch so zu gestalten, dass die zeitgleiche Leistungsentnahme minimiert wird. Dies wäre bei den unflexiblen Verbrauchern ebenso problematisch wie bei den teilflexiblen Verbrauchern, da diese Leistungsgrenze im Netzbetrieb praktisch keine Rolle spielt und nur künstlich durch das Entgeltsystem geschaffen würde (s. Abschnitt 3.4).



**Bild 3.5** Auswirkungen etwaiger Entgeltzahlungen für unbedingte Bestelleistung jenseits 5 kW für 30 reale Haushalte mit unflexiblem Stromverbrauch und iMSys (BLP = Bestelleistungspreis)

### 3.4 Auswirkungen auf „teilflexible“ Verbraucher

Als „teilflexibel“ werden durch EY/BET solche Verbraucher bezeichnet, die zwar über eine oder mehrere der von dem Modell adressierten flexiblen Verbrauchseinrichtungen verfügen, diese jedoch – anders als die „vollflexiblen“ Verbraucher – *nicht* unter Berücksichtigung ihres sonstigen (unflexiblen) Verbrauchs selbst nutzen, um bestimmte Leistungsgrenzen einzuhalten. Bei teilflexiblen Verbrauchern erfolgt die Nutzung der Flexibilität somit unabhängig vom sonstigen Verbrauch. Sie kann – und soll nach unserem Verständnis – so umgesetzt werden, dass steuernde Eingriffe sich unmittelbar und ausschließlich auf das Verhalten der *einzelnen* flexiblen Verbrauchseinrichtung beziehen. Es würde sich somit um eine „gerätespezifische“ Steuerung und nicht etwa um Leistungsvorgaben für den Gesamtverbrauch eines Haushalts handeln.

Der Einsatz der Flexibilität dieser Verbraucher kann grundsätzlich durch unterschiedliche Akteure zu unterschiedlichen Zwecken erfolgen (Bild 3.6):

- Der Verbraucher kann die Flexibilität *selbst nutzen*, z. B. um Komforteinbußen zu vermeiden. Dies geschieht einfach dadurch, dass er anderen Akteuren keine Eingriffsrechte erteilt. Er entscheidet dann selbst, wann er die Verbrauchseinrichtungen in welchem Umfang nutzt.
- Die Flexibilität kann zu *systemorientierten* Zwecken eingesetzt werden, also letztlich für den systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Dies kann der Verbraucher selbst übernehmen, wenn er ein entsprechendes Preissignal erhält und über geeignete Visualisierungs- und (realistischerweise) Automatisierungstechnik verfügt. Alternativ kann er dies gegen Vergütung Vertragspartnern wie Lieferanten oder Aggregatoren überlassen.
- 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 (zeitvariable Netzentgelte, s. Kapitel 4) 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.

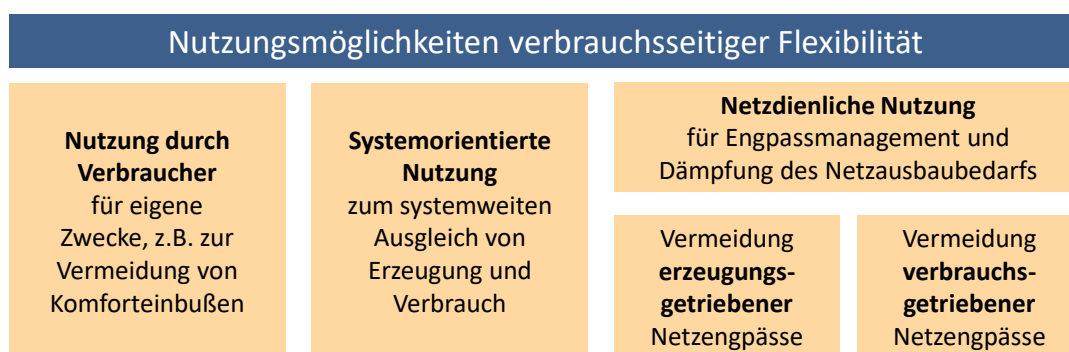


Bild 3.6 Übersicht über Nutzungsmöglichkeiten verbrauchsseitiger Flexibilität

Diese Einsatzformen können auch miteinander kombiniert werden, indem den unterschiedlichen Nutzungen jeweils bestimmte *Anteile* der vorhandenen Flexibilität zugewiesen werden.

Das Modell „Spitzenglättung“ fokussiert auf einen engen Ausschnitt dieser Nutzungsmöglichkeiten der verbrauchsseitigen Flexibilität, nämlich auf

- die **netzdienliche** Nutzung



- zur Abwehr **verbrauchsgetriebener Netzengpässe**
- durch **direkte Steuerung seitens des Netzbetreibers** (die, wie oben erläutert, bei teilflexiblen Verbrauchern voraussichtlich durch eine gerätespezifische Steuerung erfolgen würde)
- in einem **vom Netzbetreiber bestimmten Umfang**, der aber durch eine **Vorgabe des Gesetzgebers** nach oben begrenzt wird (jenseits derer die Flexibilität für andere Zwecke eingesetzt werden kann).

Diese enge Fokussierung ist für sich genommen nicht zu beanstanden, denn es kann gerechtfertigt sein, für bestimmte Zwecke gezielt zugeschnittene Instrumente zu schaffen. Bei der Einordnung des Modells und seiner „Nebenwirkungen“ muss aber berücksichtigt werden, dass es keine umfassende Grundlage für die Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität schafft, sondern nur einen bestimmten Ausschnitt davon betrifft.

In den nachfolgenden Abschnitten untersuchen wir die Auswirkungen des Modells insbesondere auf die **Kosten** und die **Wahlfreiheit** für die teilflexiblen Verbraucher sowie die **Gleichbehandlung** der unterschiedlichen Verbrauchergruppen hinsichtlich ihres „unflexiblen“ Verbrauchs. Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz, die für *alle* Verbrauchergruppen relevant sind, behandeln wir in Abschnitt 3.6.

#### Zusätzliches Entgelt für bedingte und unbedingte Bestelleistung

Ein Kernelement des Modellvorschlags mit u. U. erheblichen Auswirkungen auf die Entgeltbelastung von Verbrauchern mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen ist die Einführung neuartiger Entgeltkomponenten für bedingte und unbedingte Bestelleistung. Wie bereits erörtert, ist dies nicht allein mit der Umsetzung von § 14a EnWG zu begründen. Die Einführung dieser Entgelte wäre vielmehr als eine grundsätzliche Reform der Netzentgeltsystematik zu werten und sollte auch als solche diskutiert werden.

Die Argumente, die für eine Netzentgeltreform in dieser Richtung angeführt werden können, sind grundsätzlich durchaus nachvollziehbar. Es geht dabei um die Frage, wie das konkrete Verbrauchsverhalten bei der Netzentgeltkalkulation berücksichtigt werden soll. Der Vorschlag, diese neuen Entgelte einzuführen, läuft darauf hinaus, Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen zunächst stärker an der Tragung der Netzkosten zu beteiligen als unflexible Verbraucher, ihnen dann aber einen wesentlichen Teil dieser höheren Netzentgelte wieder zu erlassen, wenn sie bereit sind, dem Netzbetreiber Zugriffsrechte auf ihre Flexibilität zu erteilen. Die Motivation hierfür beruht nach unserer Einschätzung auf folgenden Überlegungen:

- Die heutige Entgeltsystematik berücksichtigt bei Kleinverbrauchern nicht, inwieweit diese individuell zur Höhe der durchmischten Last beitragen. Unabhängig davon, welche Gleichzeitigkeit das zeitliche Verbrauchsprofil eines Verbrauchers gegenüber dem Profil des Gesamtverbrauchs aufweist, wird der Verbraucher nur mit einem einheitlichen Arbeitspreis auf seinen Jahresverbrauch sowie meist einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis an den Netzkosten beteiligt. Dass sich die Verbrauchsprofile der Verbraucher tatsächlich stark voneinander unterscheiden, bleibt hierbei unberücksichtigt und wird in Kauf genommen. Es wird unterstellt, dass diese Unterschiede hinreichend klein sind und (mangels Flexibilität) nicht von Kunden ausgenutzt werden, um sich einen individuellen Vorteil zu verschaffen.
- Flexible Verbrauchseinrichtungen können hingegen dazu führen, dass sich die Gleichzeitigkeitsgrade der Verbrauchsprofile deutlicher unterscheiden. Beispielsweise kann ein systemorientierter Einsatz der Flexibilität zu einer starken Synchronisierung der Profile, d. h. zu einer höheren Gleichzeitigkeit beitragen. Vielfach wird auch vermutet, dass bereits das

natürliche Verhalten dieser Verbraucher – insbesondere der Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge – aufgrund ähnlicher Verhaltensmuster der Verbraucher eine signifikant erhöhte Gleichzeitigkeit bewirkt. Diese Vermutung ist allerdings umstritten; aktuelle Erkenntnisse deuten auf eine zwar merkbare, aber relativ geringe Erhöhung der Gleichzeitigkeit bei natürlichem Ladeverhalten hin [5].

- Diese – zunächst einmal nur angenommene – Verschlechterung der Durchmischung des Verbrauchs könnte zumindest tendenziell zu einem früheren und/oder stärkeren Netzausbaubedarf führen. Die damit verbundenen Kosten sollten, so wird argumentiert, im Sinne verursachungsgerechter Netzentgelte verstärkt von den Verbrauchern getragen werden, die diese Zusatzkosten durch die Nutzung ihrer Flexibilität auslösen. Um dies zu erreichen, müsse eine zusätzliche Entgeltkomponente von diesen Verbrauchern erhoben werden, da die heutigen Netzentgelte dies nicht leisten können. Da die Gleichzeitigkeit als solche aber schwer für den einzelnen Verbraucher zu quantifizieren sei, müsse hierbei auf das *Potenzial* zur Erhöhung der Gleichzeitigkeit abgestellt werden. Dieses ergebe sich aus der *Leistungsfähigkeit* der Verbrauchseinrichtungen.

Das Ziel, Netzentgelte verursachungsgerecht zu gestalten, ist im Grundsatz sehr zu begrüßen. Die vorgeschlagenen Entgelte können – zumindest wenn sie sachgerecht bemessen werden – als ein Schritt zur Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit gesehen werden: Sie würden unflexible Verbraucher nämlich davon verschonen, die Kostenwirkungen im Netz mitzutragen, die durch das Verhalten der flexiblen Verbraucher mit ihren zusätzlichen Verbrauchseinrichtungen ausgelöst werden.

Es ist aber aus vielen Gründen völlig offen, ob dieser Schritt wirklich als angemessen zu beurteilen wäre. So kann der obigen Argumentation z. B. entgegengehalten werden,

- dass die Netzentgeltsystematik an vielen Stellen pauschalierende Ansätze enthält und nicht ersichtlich ist, warum eine Differenzierung nach Verbrauchertypen gerade an dieser Stelle geboten sein soll,
- dass diese Zusatzentgelte als „Strafzuschläge“ für die Errichtung von Flexibilität aufgefasst werden können und hierdurch angesichts des immer wieder betonten hohen Bedarfs nach Flexibilität ein politisch höchst fragwürdiges Zeichen gesetzt würde,
- dass noch zu wenige Erkenntnisse darüber vorliegen, wie groß die befürchteten Kostenwirkungen tatsächlich sind, und dass diese oft überschätzt werden, weil zu stark auf den jeweils „nächsten“ Netzausbauschritt abgestellt wird und nicht auf die langfristigen Durchschnittskosten von Netzkapazität (so auch in der Argumentation von EY/BET), und
- dass ein Zusatzentgelt, das auf das *Potenzial* einer erhöhten Gleichzeitigkeit und nicht auf das *tatsächliche Verhalten* abstellt, auch nicht verursachungsgerecht ist, zumal die Netzentgelte heute *ausschließlich* auf das tatsächliche und nicht auf das potenzielle Verhalten der Verbraucher abstellen.

Diese Diskussion kann hier nicht umfassend vertieft werden. Es soll aber deutlich werden, dass diese Frage ähnlich wie vielfältige andere Fragen zur verursachungsgerechten Gestaltung der Netzentgelte eine Abwägung vieler Aspekte, u. a. hinsichtlich Wahlfreiheit und Kosteneffizienz, und letztlich eine politische Entscheidungsfindung erfordert. Sie sollte nicht als „Begleiterscheinung“ der Umsetzung von § 14a EnWG behandelt werden, zumal diese Vorschrift – wie bereits erwähnt – hierzu gar keine Aussagen macht und die Bundesregierung diesbezüglich auch zu nichts ermächtigt. § 14a EnWG sieht ausschließlich *reduzierte Netzentgelte* für die Bereitstellung

von Flexibilität an den Netzbetreiber vor und nicht eine generelle Umstrukturierung oder Ergänzung der Netzentgelte.

### Einführung des Bestelleleistungsprinzips

Der aus unserer Sicht schwerwiegendste Kritikpunkt am Konzept der „Spitzenglättung“, der sich besonders stark auf die teilflexiblen Verbraucher auswirkt, betrifft die vorgeschlagene Einführung des Bestelleleistungsprinzips. Dieser Vorschlag stellt in Verbindung mit den vorgeschlagenen Anpassungen am Netzanschluss- und Netzzugangsrecht einen erheblichen Eingriff in den Rechtsrahmen dar. Er kann gravierende, aus heutiger Sicht nur ansatzweise absehbare Folgen haben, wäre bei Fehlentwicklungen kaum rückgängig zu machen und erscheint zugleich überhaupt nicht erforderlich, um die zentralen Zielsetzungen des Modells zu erreichen.

Zu dieser Einschätzung trägt unsere Überzeugung bei, dass ein starker Bezug auf die *individuelle Höchstleistung* speziell bei Kleinverbrauchern ein Schritt in die falsche Richtung wäre:

- Der Vorschlag geht von der These aus, dass **Netzanschlusskapazität ein maßgeblicher Kostentreiber** ist. Diese These trifft *gerade* für Verbraucher im Niederspannungsnetz nicht zu. Dort hat – neben den höchst relevanten *strukturbezogenen* Kostentreibern (Gebietsfläche, Zahl und Verteilung der Netzanschlusspunkte) – die *durchmischte Netzhöchstlast* wesentlich größere Bedeutung für die Netzplanung als die Netzanschlusskapazität der einzelnen Anschlussnehmer (bzw. die Bestelleleistungen der einzelnen Letztverbraucher). Dies wird sich auch nicht dadurch prinzipiell ändern, dass Anschlussnehmer zusätzlich flexible Verbrauchseinrichtungen installieren, deren Leistungen immer noch im Bereich der auch bisher schon praxisüblichen Geräte liegen. (So sind z. B. auch bei Durchlauferhitzern Leistungen im Bereich von 20 kW durchaus üblich.)
- Anders als von EY/BET dargestellt, ist auch nicht davon auszugehen, dass ein systemorientierter Einsatz von flexiblen Verbrauchseinrichtungen zu Gleichzeitigkeitsgraden in der Nähe des Wertes 1 führt. Eine solche Gleichzeitigkeit wäre nur erreichbar, wenn alle in Frage kommenden Verbrauchseinrichtungen gleichzeitig mit voller „Einsatzbereitschaft“ (also z. B. nicht bereits abgeschlossenen Ladezyklen) am Netz wären und auf Basis einer einheitlichen Einsatzlogik gesteuert würden. Diese Annahme wäre vollkommen realitätsfern, wie sich bereits durch einfache Überschlagsrechnungen veranschaulichen lässt: Wenn z. B. bei einer starken Durchdringung mit E-Mobilität 10 Mio. Heimpladepunkte mit jeweils 11 kW Kapazität installiert sind, so würde die Annahme eines Gleichzeitigkeitsgrads von 1 bedeuten, dass 110 GW Flexibilität in gleicher Richtung gleichzeitig abgerufen wird. Dieser Wert liegt deutlich über der Höchstlast in Deutschland und ist sicherlich kein realistisches Szenario für einen Angebotsüberhang am Strommarkt.
- Netzbetreiber würden daher für die Netzplanung auch bei Einführung der „Spitzenglättung“ weiterhin empirische Erkenntnisse zur durchmischten Höchstlast heranziehen und nicht etwa einfach die unbedingten Bestelleleistungen der Letztverbraucher aufsummieren. Dies wird auch durch EY/BET eingeräumt: Die als Standard vorgeschlagene 5-kW-Grenze soll demnach gar nicht als Netzauslegungsgröße verstanden werden; vielmehr sollen auch bei der unbedingten Bestelleleistung weiterhin Durchmischungseffekte berücksichtigt werden. Dies wäre auch sinnvoll und richtig, denn wenn die 5-kW-Grenze als planerische Mindestleistung je Haushalt berücksichtigt würde, so würde sich allein hieraus ein erheblicher Netzausbaubedarf ergeben. Dieser Wert liegt nämlich zwar in einer praxisüblichen Größenordnung bei der Auslegung von Niederspannungsleitungen, aber bereits bei der Planung von Ortsnetzstationen wird typischerweise nur noch von einem Höchstlastbeitrag pro

Letztverbraucher in der Größenordnung von 2-4 kW ausgegangen. Dieser Planungsansatz sinkt bei der Auslegung von Mittelspannungsleitungen weiter auf ca. 1,5-2 kW und bei der Ausbauplanung für die darüber liegenden Netzebenen auf ca. 0,8-1,2 kW pro Haushalt.

Daher erscheint es *nicht* sinnvoll, Kleinverbrauchern einen Anreiz zu geben, ihre Stromentnahme auf eine bestimmte individuelle Höchstleistung hin zu steuern. Bei unflexiblen Verbrauchseinrichtungen wäre dies ohnehin kaum möglich. Dies wird zumindest mit Blick auf unflexible Verbraucher, bei denen kein iMSys installiert ist, offenbar auch von EY/BET anerkannt, weswegen diese Verbraucher von Auswirkungen des Modells verschont bleiben sollen (s. Abschnitt 3.3). Für teilflexible Verbraucher wie auch für unflexible Verbraucher, die mit einem iMSys ausgestattet werden, scheint dies hingegen anders gesehen zu werden. Es erscheint teilweise allerdings auch noch unklar, unter welchen Bedingungen Verbraucher davon verschont werden sollen, Entgelte für Bestelleistung zu zahlen und für Überschreitungen dieser Leistung sanktioniert zu werden. Abgesehen von diesen Unklarheiten ergeben sich aber in jedem Fall fragwürdige Wirkungen:

- Wenn Bestelleistungen tatsächlich wirksam werden und ihre Einhaltung überwacht und mit Pönalen bewehrt wird, so wird den betroffenen Verbrauchern ein sachlich ungerechtfertigter Anreiz vermittelt, der zu einer ineffizienten und letztlich verschwenderischen Nutzung der Flexibilität dieser Verbraucher beiträgt.
- Soweit dem durch Verschonungsregelungen vorgebeugt wird, stellt sich die Frage, welchen Nutzen diese Leistungsgrenzen und der gesamte mit dem Bestelleistungsprinzip verbundene Eingriff in die Systematik der Netzanschlusskapazitäten überhaupt haben sollen.

Aufgrund dieser Überlegungen kann auch der dem Modellvorschlag zugeschriebene **Anreiz zu sparsamem Umgang mit Netzkapazität** – auch wenn er bei oberflächlicher Betrachtung ausschließlich positiv klingt – nicht als ein generell sinnvolles Anreizziel befürwortet werden. Die Vereinbarung von zusätzlicher Netzanschlusskapazität (oder Bestelleistung) durch einen Verbraucher muss überhaupt nicht nachteilig für das Netz sein, wenn sich aus der Nutzung dieser Kapazität keine zusätzlichen Belastungsspitzen ergeben. Und selbst wenn dies der Fall ist, können die volkswirtschaftlichen Auswirkungen nur dann ganzheitlich beurteilt werden, wenn auch der *Nutzen* der damit ermöglichten zusätzlichen Flexibilität berücksichtigt wird. Wenn z. B. ein sehr starker Bedarf nach Flexibilität für den systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auftritt, kann es sehr wohl effizient sein, hierfür zeitlich befristet höhere Belastungsspitzen und evtl. auch Netzausbaubedarf in Kauf zu nehmen. Ein besserer Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kann nämlich zwar stellenweise zu einer *Entlastung*, stellenweise aber auch zu einer stärkeren *Belastung* des Netzes führen. In solchen Fällen kann sich die mit dem Modell verbundene Pönalisierung hoher Entnahmeleistungen als ein **Hemmnis** für eine aus Systemsicht wünschenswerte Verbrauchsanhebung auswirken. Die Begründung des Modellvorschlags leidet daher auch in diesem Punkt unter einer einseitigen Fokussierung auf netzseitige Belange und Kostenwirkungen.

Dass der vorgeschlagene Umsetzungsweg eine bedenkliche Eingriffstiefe und fragwürdige Folgen hätte, zeigt sich allein schon an dem Gerüst von **Verschonungs- und Übergangsregelungen**, mit dem die unflexiblen Verbraucher sowie ggf. auch der unflexible Verbrauch von teilflexiblen Verbrauchern von nachteiligen Auswirkungen des Modells abgeschirmt werden sollen. Es stellt sich die Frage, warum eine solche strukturelle Änderung des Netzanschluss- und Netznutzungsrechts überhaupt erfolgen soll, wenn deren Wirkungen möglichst wenig bei den Verbrauchern spürbar sein sollen. Wenn diese „Verschonung“ nicht einwandfrei funktioniert, können sich zudem gravierende **Gleichbehandlungsprobleme** ergeben: So ist vorstellbar, dass teilflexible

Kunden für dieselben unflexiblen Verbrauchseinrichtungen, die auch von gänzlich unflexiblen Verbrauchern betrieben werden, teure unbedingte Leistung bestellen müssen und somit Zusatzkosten erleiden, nur weil sie *zusätzlich* ein E-Pkw-Ladegerät betreiben, dessen Flexibilität sie sogar dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Dieser Effekt kann auch durch Übergangsregelungen nicht umfassend vermieden werden, da diese ja nur übergangsweise bzw. nur für Altfälle gelten.

Dieses Gerüst von Zusatzregelungen und die – bei diesem Modell tatsächlich relevante – Diskussion über Umgehungsmöglichkeiten und darauf bezogene Pönalregelungen verleihen dem Modell insgesamt den Anschein eines „**Verpflichtungs- und Bestrafungssystems**“. Es entsteht der Eindruck, als gehe es für die Verbraucher eher um **Zumutungen** als um neue **Chancen**, die mit der Errichtung von Flexibilitäten erschlossen werden können. Zudem steigern diese Regelungen erheblich die **Komplexität** und **Intransparenz** der Systematik. Es fällt hierdurch selbst Fachleuten (und erst recht den Verbrauchern) schwer, die genauen Auswirkungen für die Vielzahl der in der Praxis auftretenden Fälle sicher abzuschätzen, und es ist mit hoher Fehleranfälligkeit und häufigem Nachbesserungsbedarf zu rechnen. Einen anschaulichen Beleg für die hohe mit dem Modell verbundene Komplexität liefert die Diskussion über evtl. erforderliche Übergangs- und Nachrüstungsregelungen für eine Vielzahl unterschiedlicher Fallkonstellationen, auf die sich der „Fragebogen 3“ von EY/BET bezieht [4].

Dabei ist dieses komplexe Gefüge von Bestelleistungsprinzip und den erforderlichen begleitenden Regelungen aus unserer Sicht gar nicht erforderlich, um die eigentlichen Kernziele zu erreichen:

- Die **Zielsetzung von § 14a EnWG, eine netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung anzureizen**, kann auch ohne Bestelleistungen und die hiermit verbundenen Entgelte erreicht werden. Dies erschließt sich im Grunde schon daraus, dass auch gemäß dem Modellvorschlag die Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung über *reduzierte Arbeitspreise* erfolgen soll. Das Bestelleistungsentgelt soll bei diesen Verbrauchern ohnehin nur sehr gering sein. Es würde also reichen, den Verbrauchern reduzierte Arbeitspreise (und evtl. auch reduzierte Grundpreise) für die Bereitstellung ihrer Flexibilität anzubieten. Es ist nicht ersichtlich, welchen Zusatznutzen das Bestelleistungsprinzip für diesen „Wunschfall“ der an der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung partizipierenden Verbraucher haben soll.
- Die mit dem Entgelt für unbedingte Bestelleistung einhergehende Wirkung, dass **Verbraucher mit nicht-netzdienlich eingesetzter Flexibilität stärker an den Netzkosten beteiligt werden**, könnte – sofern sie überhaupt angestrebt wird (s. oben) – auch über ein separates Zusatzentgelt umgesetzt werden, das ohne Einführung von Bestelleistungen auskommt. Es könnte sich, wie von EY/BET vorgeschlagen, auf die installierte Leistung der Verbrauchseinrichtung beziehen, müsste aber so bemessen sein, dass es keine prohibitive Wirkung entfaltet, sondern nur einen angemessenen Kostenbeitrag darstellt. Die Einführung eines solchen Entgelts würde zweifellos die Frage aufwerfen, auf welche Weise eine Umgehung durch Nicht-Anmeldung von Verbrauchseinrichtungen vermieden werden kann. Diese Frage stellt sich aber offensichtlich auch bei dem Vorschlag von EY/BET.
- Ebenso könnte auch – entsprechend dem von EY/BET vorgeschlagenen Entgelt für bedingte Bestelleistung – ein Zusatzentgelt von solchen Verbrauchern, die ihre Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, erhoben werden, ohne das Bestelleistungsprinzip einzuführen. Dies würde dann einen Anreiz für eine moderate Wahl der Leistung der flexiblen Verbrauchseinrichtung setzen. Es könnte auch problemlos mit einem Freibetrag verbunden

werden. Ob es ein sinnvolles Signal an die Verbraucher aussenden würde, halten wir allerdings für sehr fraglich und diskussionsbedürftig.

### Höhe der Leistungspreise für flexible Verbrauchseinrichtungen

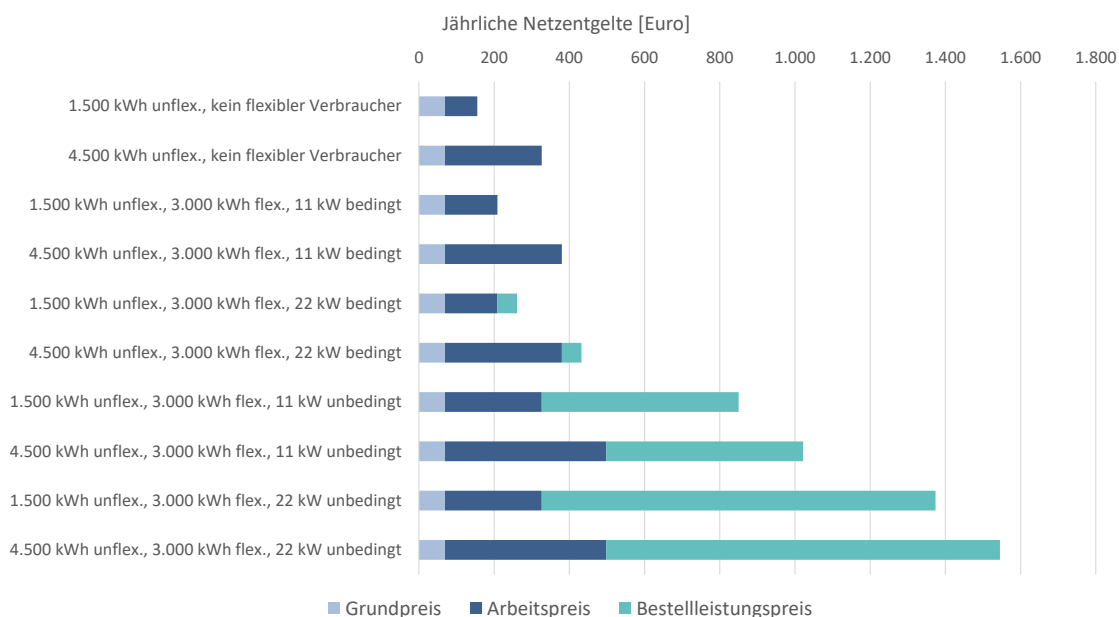
Unabhängig davon, ob die Einführung eines zusätzlichen Entgelts für den Betrieb von flexiblen Verbrauchseinrichtungen mit der Einführung des Bestelleleistungsprinzips einhergeht oder nicht, darf dieses Entgelt auf keinen Fall so bemessen werden, dass es weit über die tatsächlichen Kostenwirkungen hinausgeht und eine prohibitive Wirkung entfalten kann. Dann wäre es nämlich nicht mehr verursachungsgerecht, sondern würde massive Fehlanreize setzen. Auf Basis der Unterlagen zum Modellvorschlag „Spitzenglättung“ ist aber zu befürchten, das genau dies beabsichtigt ist: Bei dem im beispielhaften Preisblatt im „Fragebogen 2“ [3] angesetzten Preis für unbedingte Bestelleistung in Höhe von 40 €/kW/a (netto) würde ein Verbraucher, der eine 11-kW-Ladeeinrichtung installiert und hierfür unbedingte Leistung bestellt, allein hierfür 440 €/a (netto) zahlen. Dieser Betrag ist ungefähr doppelt so hoch wie die durchschnittliche jährliche Netzentgeltbelastung der privaten Haushalte in Deutschland. Darüber hinaus würde der Verbraucher mit der neuen Ladeeinrichtung wie zuvor auch die regulären Netzentgelte (GP und AP) zahlen. Insgesamt würde sich das jährliche Entgelt für diesen Verbraucher verdreifachen (s. unten). Eine solche Bemessung kann nicht im entferntesten als netzkostenorientiert erachtet werden. Sie kann nur als ein bewusst drastisch hoch bemessenes Anzelelement verstanden werden, mit dem eine bestimmte Entscheidung (nämlich zur Bereitstellung von Zugriffsrechten an den Netzbetreiber) quasi erzwungen werden soll.

Diese Wirkungen sind in den untenstehenden Bildern für unterschiedliche Verbrauchertypen gegenübergestellt. Hierbei werden die beiden von EY/BET im „Fragebogen 2“ [3] dargestellten Arbeitspreissysteme „Variante 0“ (Bild 3.7) und „Variante 1“ (Bild 3.8) betrachtet, auf die wir weiter unten näher eingehen. Für Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen sind zusätzlich zu den Grund- und Arbeitspreisen die Preise für bedingte bzw. unbedingte Bestelleistung berücksichtigt. Alle Verbrauchsangaben beziehen sich auf den jährlichen Stromverbrauch, und die Kostenangaben verstehen sich als Bruttowerte (d. h. einschließlich Mehrwertsteuer). Entgelte für Zähleinrichtungen und Messdienstleistungen sind hierin nicht enthalten.

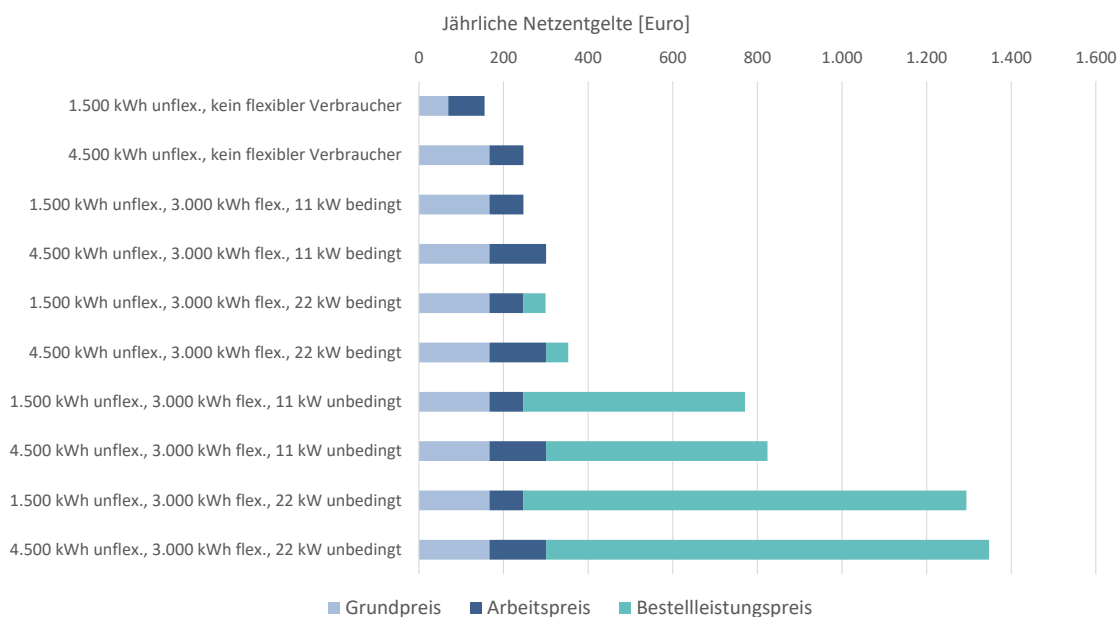
Die Bilder zeigen, dass bei beiden Varianten des Preissystems diejenigen flexiblen Verbraucher, die ihre Flexibilität nicht dem Netzbetreiber bereitstellen, sondern auf andere Weise nutzen wollen und hierfür *unbedingte* Leistung bestellen, *drastisch* höhere Entgelte zahlen würden. Diese lägen bei einer 11-kW-Wallbox rund beim Dreifachen, bei einer 22-kW-Wallbox sogar rund beim Fünffachen der Entgelte, die unflexible Verbraucher oder auch flexible Verbraucher mit bedingter Bestelleistung bei ähnlichem Gesamtjahresverbrauch zahlen würden. Diese hohen Entgelte hätten ohne Zweifel einen prohibitiven Charakter, der Kunden faktisch zur Bereitstellung ihrer Flexibilität an den Netzbetreiber zwingen und ein kaum überwindbares Hemmnis für eine *rein systemorientierte* Nutzung der Flexibilität darstellen würde.

Die in der Vorschrift § 14a EnWG angelegte **Wahlfreiheit** für Betreiber flexibler Verbrauchseinrichtungen würde auf diese Weise also praktisch aufgehoben. Dieses Ergebnis hängt selbstverständlich voll und ganz von der **Bemessung der Entgelte** ab. Die bisherigen Aussagen von EY/BET hierzu erwecken jedenfalls den Eindruck, dass ein sehr hoher Ansatz für das Entgelt für unbedingte Bestelleistung durchaus beabsichtigt ist, auch wenn die oben aufgegriffenen konkreten Zahlenwerte bislang nur als „beispielhaft“ bezeichnet wurden. Es sind aber nach unserer Kenntnis die aktuellsten Zahlen, die von EY/BET zu dieser Thematik vorgelegt wurden.

## Modellvorschlag „Spitzenglättung“



**Bild 3.7** *Jährliche Netzentgelte für unterschiedliche unflexible und teilflexible Verbrauchertypen (Letztere mit E-Fahrzeug-Ladeeinrichtungen, differenziert nach bedingter/unbedingter Bestelleistung) auf Basis des beispielhaften Preisblatts im „Fragebogen 2“ von EY/BET [3] – „Variante 0“: Reduzierter Arbeitspreis für bedingte Entnahme (zwei Zähler)*



**Bild 3.8** *Jährliche Netzentgelte für unterschiedliche unflexible und teilflexible Verbrauchertypen (Letztere mit E-Fahrzeug-Ladeeinrichtungen, differenziert nach bedingter/unbedingter Bestelleistung) auf Basis des beispielhaften Preisblatts im „Fragebogen 2“ von EY/BET [3] – „Variante 1“: Staffelpreissystem für alle Verbraucher (ein Zähler)*

### Gestaltung der reduzierten Arbeitspreise

Wie bereits erwähnt, soll die in § 14a EnWG vorgesehene Gewährung reduzierter Netzentgelte für die Bereitstellung von Flexibilität an den Netzbetreiber bei diesem Modellvorschlag – wie bereits bei heutigen Anwendungen dieser Vorschrift – über reduzierte *Arbeitspreise* erfolgen.

Die *Leistungspreise* für Bestelleistung wären nämlich Entgelte, die für flexible Verbrauchseinrichtungen *zusätzlich* zu den Grund- und Arbeitspreisen gezahlt werden müssten und somit nicht eine *Entgeltreduktion*, sondern *-erhöhung* bewirken würden.

Die Diskussion über konkrete Gestaltungsvarianten der reduzierten Arbeitspreise scheint allerdings noch im Fluss zu sein. Daher soll hier nur kurz auf die beiden in den obigen Bildern aufgegriffenen Gestaltungsvarianten eingegangen werden:

- Der von EY/BET als **Variante 0** bezeichnete Vorschlag, der den Ergebnissen in Bild 3.7 zugrunde liegt, sieht vor, dass der Verbrauch der flexiblen Verbrauchseinrichtungen getrennt vom sonstigen Verbrauch gezählt und zu einem **reduzierten Arbeitspreis** abgerechnet wird. Dies entspricht der heute üblichen Umsetzungspraxis von § 14a EnWG. Dieser Vorschlag erscheint uns zwar grundsätzlich sinnvoll. Er erfordert allerdings einen **zweiten Zähler** für den Verbrauch der flexiblen Verbrauchseinrichtungen und steht deshalb offenbar in der Kritik. Es stellt sich aber die Frage, ob diese Kritik nicht übertrieben ist. Letztlich geht es um die Frage, ob die mit dem zusätzlichen Zähler – der kein weiteres Smart-Meter-Gateway erfordern würde und im Grunde sogar nur den Jahresverbrauch dieser Verbrauchseinrichtungen zählen müsste – verbundenen Zusatzkosten, die somit in der Regel unter 20 Euro/a liegen sollten, die Anreizwirkungen des Modells und seine volkswirtschaftlichen Wirkungen signifikant beeinträchtigen würden. Dies wäre zumindest zu hinterfragen.
- Der von EY/BET als **Variante 1** bezeichnete und als Wahlmöglichkeit auch in **Variante 2** enthaltene Vorschlag eines **degressiven Staffelpreissystems** würde zwar mit **einem Zähler** auskommen, gibt aber den Grundsatz von § 14a EnWG auf, dass die reduzierten Entgelte nur für Verbraucher gelten sollen, die dem Netzbetreiber Flexibilität zur Verfügung stellen. Hierbei würde nämlich *jeder* Verbraucher, der mehr als 2.500 kWh jährlich verbraucht, von dem reduzierten Arbeitspreis oberhalb dieser Verbrauchsgrenze profitieren. (Bei Variante 2 wäre dies auf die Verbraucher beschränkt, bei denen ein iMSys installiert ist.) Aus diesem und weiteren Gründen wie z. B. der völlig willkürlichen Setzung der Verbrauchsgrenze 2.500 kWh/a, der zu erwartenden Mitnahme- und Umverteilungseffekte zulasten kleiner, unflexibler Verbraucher und der generell fragwürdigen Anreizsetzung eines degressiven Preissystems mit Blick auf Energieeffizienzbestrebungen erscheint uns diese Variante höchst fragwürdig. Sie lässt sich unseres Erachtens auch nicht dadurch rechtfertigen, dass hierdurch ein Zähler eingespart wird.

Aus den in Bild 3.8 dargestellten Ergebnissen, die auf diesem Staffelpreissystem beruhen, geht darüber hinaus interessanterweise hervor, dass bei dieser Variante selbst die Verbraucher, die dem Netzbetreiber ihre gesamte Flexibilität zur Verfügung stellen (also für flexible Verbrauchseinrichtungen *bedingte* Leistung bestellen), kein geringeres Netzentgelt erzielen als ein gänzlich unflexibler Verbraucher mit gleichem Stromverbrauch. Das jährliche Entgelt wäre für einen Verbraucher mit 1.500 kWh unflexiblem und 3.000 kWh flexiblem Verbrauch bei Nutzung einer 22-kW-Wallbox sogar *höher* als das für einen unflexiblen Verbraucher mit 4.500 kWh Jahresstromverbrauch. Bei Nutzung einer 11-kW-Wallbox wäre es hingegen exakt gleich hoch wie bei dem unflexiblen Verbraucher, da für diese Wallbox kein Entgelt für bedingte Bestelleistung anfallen würde. Bei dieser Gestaltungsvariante würde also nicht einmal die Anforderung nach § 14a EnWG sicher erfüllt, dass Verbraucher durch Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität eine Entgeltreduktion gegenüber unflexiblen Verbrauchern mit gleichem Jahresverbrauch erzielen können.



### Umfassende Bewertung der Umverteilungswirkungen zwischen Verbrauchergruppen fehlt

Die oben diskutierten Auswertungen zur Netzentgeltbelastung unterschiedlicher Verbrauchertypen basieren wie erwähnt auf Angaben, die von EY/BET als „beispielhaft“ bezeichnet werden. Sie lassen schon deswegen keine abschließenden Aussagen zu. Darüber hinaus liegt den „beispielhaften“ Angaben aber auch offensichtlich keine Analyse der Netzkostenwirkungen zugrunde, die bei Umsetzung des Modells zu erwarten wären. Die Angaben stimmen nämlich, soweit übertragbar, genau mit den Angaben aus dem Preisblatt eines einzelnen ausgewählten VNB – der Westnetz GmbH – für das Jahr 2019 überein und enthalten nur für die *zusätzlich* vorgeschlagenen Entgelte neue Angaben. Eine Analyse der erwarteten Netzkostenwirkungen müsste z. B. offenbaren, dass aufgrund der Einnahmen aus den neuen Entgelten für Bestelleistung die herkömmlichen Entgeltkomponenten (Arbeits- und Grundpreis) abgesenkt werden könnten. Aussagen zu einer solchen Untersuchung der Rückwirkungen des Modells auf das Gesamtniveau der Netzentgelte liegen nicht vor, auch nicht im zugrunde liegenden Gutachten von EY/BET [1]. Es ist somit festzuhalten, dass die zur Beurteilung einer derart tiefgreifenden Reform der Netzentgeltsystematik **unerlässliche umfassende Analyse der Umverteilungswirkungen zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen** bislang **weder vorgelegt wurde noch** auf Basis der vorliegenden Angaben ohne weiteres **vorgenommen werden kann**.

### Gleichbehandlungsproblematik

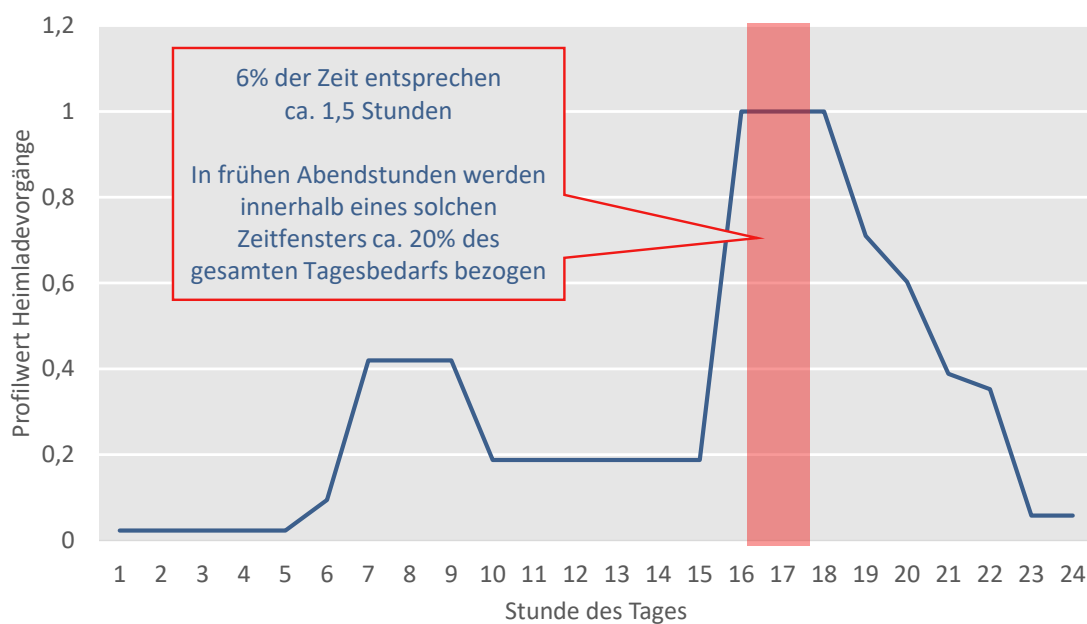
Wie oben bereits erwähnt, besteht für die teilflexiblen Verbraucher bei diesem Modellvorschlag das Risiko einer u. U. gravierenden **Ungleichbehandlung** gegenüber unflexiblen Verbrauchern, und zwar in Bezug auf den Verbrauch ihrer **unflexiblen Verbrauchseinrichtungen**. Dieses Risiko entsteht dann, wenn diese Verbraucher für diesen Verbrauchsanteil „unbedingte Leistung“ bestellen und die hierfür vorgesehenen hohen Entgelte zahlen müssen. Nach unserem Verständnis wäre eine solche Zahlung nur dann vorzusehen, wenn die benötigte unbedingte Leistung den Standardwert von 5 kW übersteigt, wobei auch zu dieser Gestaltungsfrage (noch) keine klaren Aussagen vorzuliegen scheinen. Auch bei Berücksichtigung einer entgeltfreien Leistung von 5 kW könnte diese Problematik aber erhebliche Auswirkungen haben, wie bereits in Abschnitt 3.3 für die unter bestimmten Umständen (v. a. Installation eines iMSys) ebenfalls betroffenen unflexiblen Verbraucher aufgezeigt wurde (siehe Bild 3.5). Eine solche Ungleichbehandlung würde dem **Gebot der Diskriminierungsfreiheit** zuwiderlaufen und wäre **keinesfalls akzeptabel**.

### Umfang des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes

Wie oben diskutiert, hängt es von der Bemessung der Bestelleistungspreise ab, ob das vorgeschlagene Modell teilflexiblen Verbraucher eine „echte“ Wahlfreiheit bezüglich der Teilnahme an dem Modell eröffnet oder ob die Teilnahme praktisch erzwungen wird. *Unabhängig* von der Bemessung der Preise kann aber festgehalten werden, dass teilnehmende Verbraucher **keine Wahlfreiheit** bezüglich des **Umfangs der netzbetreiberseitigen Eingriffe** haben sollen. Das Modell sieht z. B. nicht vor, dass unterschiedliche Stufen der Flexibilitätsbereitstellung vereinbart werden können oder dass Verbrauchern ein (begrenzt)es Recht eingeräumt wird, Eingriffe in Einzelfällen abzuweisen. (Derartige Vereinbarungen könnten hingegen in marktnäheren Modellen unter Mitwirkung von Aggregatoren problemlos getroffen werden.) Netzbetreiber müssten bei Umsetzung des Modells lediglich die vom Gesetzgeber vorgegebenden Obergrenzen für den Nutzungsumfang berücksichtigen, die sich z. B. auf Häufigkeit, Dauer und „Tiefe“ (also z. B. vollständige Abschaltung oder Leistungsbegrenzung) von Eingriffen je Verbrauchseinrichtung beziehen können.

Diese Modelleigenschaft wäre grundsätzlich akzeptabel, wenn die Nutzung der Flexibilität auf – auch aus Verbrauchersicht – **seltene Eingriffe** beschränkt würde. Dies wird von EY/BET zwar auch als *Anspruch* formuliert. In starkem Kontrast hierzu lassen bisherige Aussagen jedoch vermuten, dass ein **extrem hohes Ausmaß an Eingriffsmöglichkeiten** angestrebt wird. So wird im „Fragebogen 1“ von EY/BET [2] eine Obergrenze für **vollständige Abschaltungen** in Höhe von **1,5 Stunden pro Tag**, also ca. **6% der Zeit** vorgeschlagen (und für Teilabschaltungen sogar eine entsprechend höhere Grenze). Dieses Ausmaß kann – ganz besonders bei Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge – beim besten Willen nicht als „seltener Eingriff“ bezeichnet werden.

Um zu verdeutlichen, in welchem Umfang die verbrauchsseitige Flexibilität bei dieser Obergrenze dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt würde, ist in Bild 3.9 ein für einen Werktag typisches Profil des „natürlichen“ Leistungsbezugs eines großen Kollektivs von E-Fahrzeug-Ladeeinrichtungen dargestellt. Hierbei handelt es sich um das Ergebnis praxisorientierter Simulationen, die wir u. a. für die in [5] beschriebenen Analysen durchgeführt haben. Das Profil zeigt eine deutliche Häufung der Ladevorgänge in den frühen Abendstunden. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass in einem Netz, das an die Grenzen seiner Belastbarkeit gelangt, Netzengpässe zuerst genau in diesen Stunden auftreten, in denen auch durch die sonstigen Verbrauchseinrichtungen oft eine hohe Belastung auftritt. Wenn ein Netzbetreiber daher die entsprechend dem Vorschlag von EY/BET zugestandene **Eingriffszeit von 1,5 Stunden** genau in diesen Stunden ausnutzt (rot markierter Bereich), so würde die tägliche Abschaltung rund **20% des Ladestromverbrauchs** betreffen, der dann auf spätere Zeitpunkte verlagert werden müsste. Der Umfang der Flexibilität, der hierdurch für die netzdienliche Nutzung bereitgestellt würde und in keiner Weise durch den Verbraucher oder seine Vertragspartner beeinflusst werden könnte, wäre somit wesentlich größer als es der relativ gering anmutende Zeitanteil von 6% vermuten lässt. Diese Ergebnisse sollten zu denken geben, zumal keineswegs bekannt ist, welches Maß an netzdienlicher Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität auch unter Beachtung der Präferenzen der Verbraucher volkswirtschaftlich angemessen ist.



**Bild 3.9** Typisches Profil des Leistungsbezugs eines großen Kollektivs von E-Fahrzeug-Heimladepunkten an einem Werktag (normiert auf maximalen Leistungsbezug)

Die o. g. Grenze der täglichen Eingriffsdauer kann auch nicht mit Verweis darauf relativiert werden, dass bei *Wärmepumpen*, für die auf Basis von § 14a EnWG ein reduziertes Entgelt gewährt wird, heute bereits tägliche Sperrzeiten von 2-4 h Dauer üblich sind. In diesen Fällen sind die thermischen Speicher der Wärmepumpen bewusst so ausgelegt, dass diese Sperrzeiten ohne Komforteinbußen verkraftbar sind und der Verbraucher hiervon praktisch nichts wahrnimmt. Bei E-Fahrzeugen wären Unterbrechungen hingegen unmittelbar spürbar (an der Ladegeschwindigkeit) und mitunter – abhängig von den individuellen, nicht allgemein erfassbaren Präferenzen der Verbraucher – auch störend. Darüber hinaus ist auch keineswegs belegt, dass der heute übliche Umfang der Sperrzeiten bei Wärmepumpen angesichts der damit verbundenen Mehrkosten für die Auslegung des Speichers und angesichts der oben erläuterten Abwägungsnotwendigkeit hinsichtlich der volkswirtschaftlich optimalen Flexibilitätsnutzung angemessen ist.

### 3.5 Auswirkungen auf „vollflexible“ Verbraucher

Als „vollflexibel“ werden durch EY/BET solche Verbraucher bezeichnet, die bereit sind, ihre gesamte Stromentnahme auf eine vereinbarte Maximalleistung hin zu optimieren. Dies ist technisch praktisch nur durch Betrieb eines Energiemanagementsystems erreichbar, das die gesamte Stromentnahme eines Verbrauchers überwacht und die flexiblen Verbrauchseinrichtungen so steuert, dass die vereinbarte Leistung nicht überschritten wird. In Verbindung mit dem von EY/BET vorgeschlagenen Bestelleistungsprinzip könnte bei solchen Verbrauchern der Netzbetreiber zu jeder Zeit eine Leistungsgrenze vorgeben, die mindestens so hoch ist wie die unbedingte Bestelleistung und höchstens so hoch wie die Summe aus bedingter und unbedingter Bestelleistung. Eingriffe des Netzbetreibers würden dann nicht – wie bei teilflexiblen Verbrauchern – durch gerätespezifische Vorgaben umgesetzt, sondern durch Leistungsvorgaben für die gesamte momentane Stromentnahme eines solchen Verbrauchers.

Das Modell „Spitzenglättung“ würde diesen Verbrauchern einen Anreiz vermitteln, möglichst niedrige bedingte und – vor allem – unbedingte Leistungen zu bestellen und ihre Flexibilität dann selbst dazu einzusetzen, diese Leistungen einzuhalten. Bei diesen Verbrauchern würde das mit dem Modell verbundene Bestelleistungsprinzip somit seine volle Wirkung entfalten. Hieraus folgt aber keineswegs, dass das Modell für diese Verbraucher vorteilhaft wäre und einen Anreiz schaffen würde, auf dieses Steuerungskonzept überzugehen:

- Die Verbraucher würden zwar vordergründig Wahlfreiheit über ihre Bestelleistungen erhalten. Sie könnten in vielen Fällen aber voraussichtlich kaum Einsparungen insbesondere an unbedingter Bestelleistung etwa gegenüber teilflexiblen Verbrauchern erzielen, denn auch sie müssten für ihren unflexiblen Verbrauch ausreichend unbedingte Leistung bestellen.
- Da vor allem für die unbedingte Bestelleistung hohe Entgelte abgerechnet würden, wäre hiermit auch kein wesentlicher Entgeltvorteil gegenüber teilflexiblen Verbrauchern verbunden, zumal bedingte Bestelleistung im Umfang von bis zu 11 kW entgeltfrei bleiben soll.
- Zugleich würden diesen Verbrauchern Kosten für Installation und Betrieb eines Energiemanagementsystems entstehen.
- Darüber hinaus wäre fraglich, ob diese Verbraucher in gleichem Umfang wie die teilflexiblen Verbraucher den Einsatz ihrer Flexibilität einem Lieferanten oder Aggregator gegen Vergütung überlassen könnten. Hierzu wäre zumindest zu klären, wie die Steuerungsmaßnahmen des Lieferanten oder Aggregators mit dem Energiemanagementsystem des Verbrauchers koordiniert werden können.

Es wäre somit völlig offen, ob vollflexible Verbraucher bei diesem Modell tatsächlich einen *individuellen* Vorteil hinsichtlich Wahlfreiheit und Kosten erzielen könnten, der den mit diesem Verbrauchsverhalten verbundenen Aufwand rechtfertigen würde. Die Kosten würden u. a. von den gewählten Bestelleistungen abhängen, die wiederum eng von der Art und Leistungsfähigkeit der vorhandenen Verbrauchseinrichtungen getrieben werden.

Besonders problematisch erscheint uns aber, dass dieses Verhalten aus volkswirtschaftlicher Sicht gerade bei privaten Verbrauchern im Niederspannungsnetz nicht sinnvoll und ein solcher Anreiz daher gar nicht wünschenswert wäre. Verbraucher, die diesem Anreiz folgen, setzen nämlich ihre wertvolle Flexibilität dafür ein, eine durch das Entgeltsystem künstlich geschaffene Grenze einzuhalten, die wegen der starken Durchmischung des Verbrauchsverhaltens auf dieser Netzebene praktisch keine Rolle im Netzbetrieb spielt (siehe Abschnitt 3.4). Die Grenze könnte sogar kontraproduktiv wirken, wenn z. B. bei starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) eine zeitweilige Anhebung des Stromverbrauchs wünschenswert wäre. Diese Anreizsetzung würde somit eine ineffiziente – also verschwenderische – Nutzung der Flexibilität dieser Verbraucher fördern. So könnten z. B. viele Verbraucher die Bestelleistungen genau entsprechend den im Grundentgelt gewährten Leistungen (5 kW unbedingte und 11 kW bedingte Leistung) wählen. Diese Verbraucher würden ihre Flexibilität dann dazu einsetzen, die resultierende Grenze von 16 kW zu keinem Zeitpunkt zu überschreiten. Sie würden dies auch dann nicht tun, wenn es zeitweise für das Gesamtsystem vorteilhaft wäre (was ihnen z. B. durch ein marktseitiges Preissignal vermittelt werden könnte) und ihr Netzanschluss dies problemlos zuließe.

Diese Fehlanreiz- bzw. Hemmniswirkung würde nur dann wegfallen, wenn bedingte Leistung in beliebiger Höhe entgeltfrei bliebe; dann würde sich deren Bestellung aber auch erübrigen.

Am Beispiel dieses Verbrauchertyps wird somit deutlich, dass Flexibilität hier in einer ineffizienten Richtung eingesetzt würde. Es wäre volkswirtschaftlich sinnvoller, die Flexibilität auch dieser Verbraucher für systembezogene Zwecke nutzbar zu machen und den Verbrauchern *hierfür* einen wirtschaftlichen Anreiz zu setzen.

Abgesehen davon dürfte dieser Verbrauchertyp zumindest auf absehbare Zeit die absolute Ausnahme im Bereich der privaten Verbraucher darstellen. Es erscheint daher wenig sinnvoll, bei der kurzfristig anstehenden Umsetzung der Vorschrift § 14a EnWG den Anforderungen dieses Verbrauchertyps starkes Gewicht zu verleihen.

### 3.6 Auswirkungen auf alle Verbraucher

In den vorhergehenden Abschnitten wurden in erster Linie Auswirkungen des Modellvorschlags „Spitzenglättung“ betrachtet, die nur eine oder zwei der drei von EY/BET unterschiedenen Verbrauchergruppen („unflexible“, „teilflexible“ und „vollflexible“ Verbraucher) betreffen. Nachfolgend werden Auswirkungen betrachtet, die die **Gesamtkosten der Stromversorgung** betreffen und somit für **alle Verbrauchergruppen (nicht nur private Verbraucher)** von Bedeutung sind. Diese Auswirkungen sind nicht auf die Stromnetze beschränkt, denn diese stellen nur einen Teil des Stromversorgungssystems dar. Da verbrauchsseitige Flexibilität – soweit sie nicht vom Verbraucher selbst genutzt wird – nicht nur netzdienlich, sondern auch systemorientiert eingesetzt werden kann, würde eine nur auf den Netzsektor fokussierte Betrachtung zu kurz greifen. Für den Verbraucher ist letztlich entscheidend, wie hoch der Strompreis insgesamt ist, weniger hingegen, welchen Anteil ein einzelner Preisbestandteil wie die Netzentgelte daran ausmacht.

### Beschränkung auf bestimmte Typen flexibler Verbrauchseinrichtungen

Der Modellvorschlag macht es erforderlich, die Typen von flexiblen Verbrauchseinrichtungen, für die er angewendet werden soll, genau zu definieren. Eine universelle Anwendung auf jedwede Flexibilität ist allein schon deswegen nicht möglich, weil der Netzbetreiber die Einrichtungen „kennen“ muss, auf die er steuernd zugreift. Lediglich bei „vollflexiblen“ Verbrauchern ist diese Einschränkung nicht zwingend erforderlich, da der Netzbetreiber hier anstelle gerätespezifischer Eingriffe nur Vorgaben für die Höhe der gesamten Stromentnahme macht. Auch in diesem Fall ist aber zu beachten, dass der zulässige Umfang der netzbetreiberseitigen Eingriffe sehr wohl von der Art der flexiblen Verbrauchseinrichtungen abhängen kann. So macht es z. B. einen großen Unterschied, ob eine Stromwärmepumpe mit ausreichend großem Warmwasserspeicher oder aber eine Ladeeinrichtung für E-Fahrzeuge für 2 Stunden abgeschaltet wird.

Diese Einschränkung betrifft nicht allein das Modell „Spitzenglättung“, sondern auch andere Umsetzungsmöglichkeiten von § 14a EnWG. Sie muss in Kauf genommen werden, wenn dem Netzbetreiber bekannt sein soll, welche konkreten Verbrauchseinrichtungen für die netzdienliche Steuerung zur Verfügung stehen. Eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung *aller* verbrauchsseitigen Flexibilitätspotenziale kann so aber nicht erreicht werden, anders als z. B. bei dem Modell der zeitvariablen Netzentgelte (s. Abschnitt 4.5).

### Einseitige Fokussierung auf Abwehr verbrauchsgetriebener Netzengpässe

Wie bereits in Abschnitt 3.4 diskutiert, fokussiert der Modellvorschlag auf einen engen Bereich der Nutzungsmöglichkeiten verbrauchsseitiger Flexibilität, nämlich die netzdienliche Nutzung zur Abwehr verbrauchsgetriebener Netzengpässe, und zwar durch direkte Steuerung seitens des Netzbetreibers. Diese Fokussierung ist sinnvoll, soweit es darum geht, eine Möglichkeit des Engpassmanagements speziell für Situationen zu schaffen, in denen ansonsten nur Notabschaltungen ganzer Netzstränge oder -bezirke – z. B. durch Auslösung von Sicherungen – helfen würden. Dies ist vor allem dann zu erwarten, wenn genau *die* flexiblen Verbrauchseinrichtungen, die durch das Modell adressiert werden, durch ihr Verbrauchsprofil Engpässe auslösen.

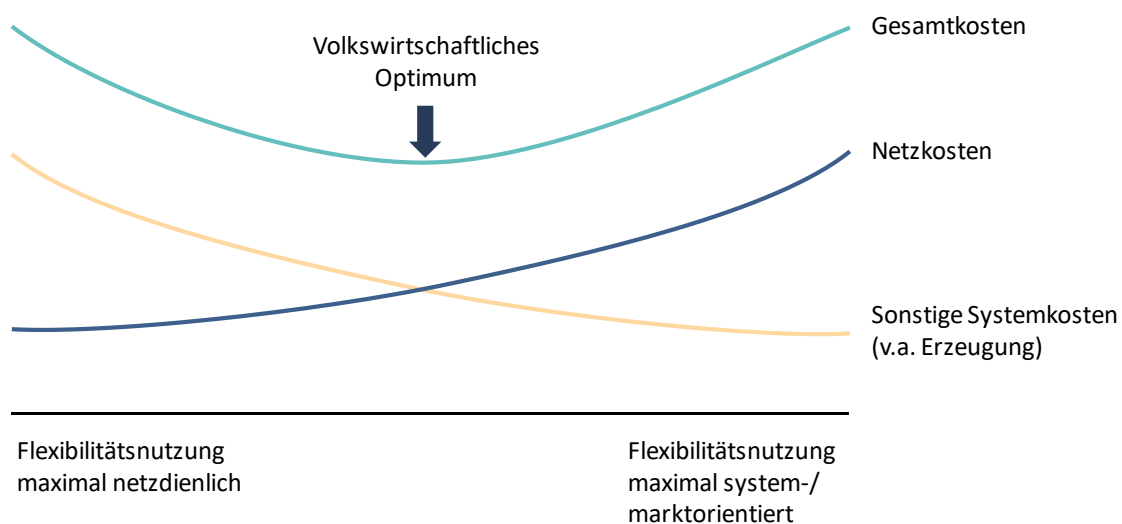
**Problematisch ist jedoch, dass der Modellvorschlag deutlich über das zur akuten Engpassabwehr erforderliche Maß hinausgeht.** Dies deutet sich bereits in der Bezeichnung „Spitzenglättung“ an, die – sicherlich bewusst – in Analogie zum bereits eingeführten Instrument „Spitzenkappung“ gewählt wurde. Die „Spitzenkappung“ bezieht sich auf die durch EE-Einspeisung bewirkten Belastungsspitzen im Netz: Netzbetreibern wird mit diesem Instrument das Recht eingeräumt, ein bestimmtes, vom Gesetzgeber als angemessen erachtetes Maß an Abregelungen von EE-Anlagen bereits bei der Netzausbauplanung einzuplanen. Analog hierzu soll Netzbetreibern mit der „Spitzenglättung“ erlaubt werden, ein bestimmtes, ebenfalls gesetzlich vorzugebendes Maß an Eingriffen in das Verhalten der (teilnehmenden) flexiblen Verbraucher bereits bei der Netzausbauplanung einzuplanen. So soll der Netzausbaubedarf gedämpft werden, indem ein (erhebliches) Maß an Eingriffen bereits proaktiv in Kauf genommen wird.

Gegen das Bestreben, den Netzausbaubedarf auf ein *volkswirtschaftlich effizientes* Maß zu begrenzen, ist nichts einzuwenden. Hieraus folgt aber nicht, dass der vorgeschlagene Weg zu befürworten wäre:

- Zum einen wird hier vorausgesetzt, dass überhaupt bekannt ist (letztlich dem Gesetzgeber), welches Maß an Netzausbauvermeidung angemessen ist. Es ist jedoch höchst herausfordernd, dieses Maß zu bestimmen. Auf keinen Fall darf die Vermeidung von Netzausbau als isolierte Zielsetzung „verabsolutiert“ werden, erst recht nicht auf den unteren Netzebenen, wo kaum gesellschaftlicher Widerstand gegen Baumaßnahmen auftritt. Vielmehr muss das

volkswirtschaftlich angemessene Maß des Netzausbaus unter Abwägung der Kosten sowohl des Netzausbaus als auch der Netzausbauvermeidung bestimmt werden. So muss berücksichtigt werden, dass Flexibilität, die netzdienlich eingesetzt wird, nicht mehr für andere, ebenfalls volkswirtschaftlich relevante Nutzungen zur Verfügung steht. Es ergibt sich, wie in Bild 3.10 schematisch veranschaulicht, eine **Abwägungsnotwendigkeit zwischen der netzdienlichen und der systemorientierten Flexibilitätsnutzung**. (Dass diese Abwägung nicht zwingend zu einem eindeutigen Ergebnis zugunsten der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung führt, wird weiter unten anhand beispielhafter Untersuchungsergebnisse veranschaulicht.)

Und auch soweit netzdienliche Nutzung sich als wirtschaftlich sinnvoll erweist, ist abzuwägen, in welcher *Netzebene* der größte Nutzen gestiftet werden kann. Darüber hinaus muss auch der *individuelle* Wert der Flexibilität für den Verbraucher berücksichtigt werden, denn mit der netzdienlichen Nutzung der Flexibilität gehen Komforteinbußen einher. Diese Gesamtabwägung ist bei *verbrauchsseitiger* Flexibilität weitaus anspruchsvoller als bei *erzeugungsseitiger* Flexibilität (weswegen bei der „Spitzenkappung“ die relevanten Wirkungen noch vergleichsweise einfach kostenmäßig zu bewerten sind). Es ist keinesfalls vertretbar, anstelle dieser Gesamtabwägung nur Analysen heranzuziehen, die allein die netzseitigen Wirkungen betrachten.



*Bild 3.10 Schematische Veranschaulichung des Abwägungsbedarfs zwischen netzdienlicher und systemorientierter Flexibilitätsnutzung*

- Zum anderen ist keineswegs belegt, dass das vorgeschlagene Instrument der bestgeeignete oder gar der einzig mögliche Weg ist, das (unbekannte!) volkswirtschaftlich sinnvolle Maß der Netzausbauvermeidung zu erreichen. Dies lässt sich auch nicht allein dadurch begründen, dass hier eine Analogie zum Instrument der „Spitzenkappung“ besteht, denn dieses bezieht sich auf *erzeugungsseitige* Flexibilität. Wie bereits in Kapitel 2 veranschaulicht wurde, können für erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilitäten völlig unterschiedliche Instrumente zielführend und angemessen sein. So kann z. B. bei verbrauchsseitiger Flexibilität sehr wohl erwogen werden, anstelle „harter Eingriffe“ durch die Netzbetreiber die Verbraucher *selbst* (oder ihre Vertragspartner, z. B. Aggregatoren) durch zeitvariable Netzentgelte daran mitwirken zu lassen, Belastungsspitzen im Netz zu dämpfen (siehe Kapitel 4). Es ist klar, dass dies zwar in Fällen akut drohender Engpässe nicht ausreichend wäre, sondern weiterhin eine Möglichkeit steuernder Eingriffe im Engpassfall bestehen müsste. Aber für

die präventive Beeinflussung der Netzbelastung zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs könnte ein weniger dirigistischer Ansatz durchaus besser geeignet sein. Dies gilt *gerade* angesichts der Tatsache, dass das volkswirtschaftlich optimale Maß der Netzausbaupermeidung unbekannt ist und letztlich nur in einem „Suchprozess“ ergründet werden kann. Zu einem solchen Suchprozess trägt das Modell der Spitzenglättung praktisch nicht bei, da es auf gesetzlichen Vorgaben zum Einsatzumfang beruht und keinem Akteur einen Anreiz vermittelt, eine diesbezügliche Abwägung vorzunehmen.

Die Befürworter des Modellvorschlags argumentieren, dass Netzbetreiber nur durch das einseitige Recht der *direkten Steuerung* in die Lage versetzt werden können, die Wirkungen eines netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Dieses Argument ist jedoch nicht haltbar, denn Netzbetreiber sind seit jeher gewohnt, mit Beobachtungen des tatsächlichen, durchmischten Verbrauchsverhaltens und mit statistischen Ansätzen zu arbeiten. Dies ändert sich durch flexible Verbrauchseinrichtungen nicht prinzipiell. Es ist lediglich in gewissem Umfang zu erwarten, dass sich veränderte Erfahrungswerte hinsichtlich der Durchmischung – also der Gleichzeitigkeit – des Verbrauchs einstellen. Und wenn durch andere Instrumente wie zeitvariable Netzentgelte signifikante Änderungen des Verbrauchsverhaltens erzielt werden, so werden sich auch diese nach einiger Zeit in den messtechnisch erfassbaren Profilen des (durchmischten) Verbrauchs und damit in den Datengrundlagen für die Netzausbauplanung niederschlagen.

#### Abschätzungen zum Wert netzdienlicher vs. systemorientierter Flexibilitätsnutzung

Dass die Abwägung zwischen der netzdienlichen und der systemorientierten Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität keineswegs eindeutig zugunsten der netzdienlichen Nutzung ausgeht, wird nachfolgend am Beispiel von E-Mobilitäts-Heimladeeinrichtungen veranschaulicht.

Ausgangspunkt für die Abschätzung der **netzseitigen Nutzungswerts der Flexibilität** sind Ergebnisse einer umfassenden Studie im Auftrag der VNB im E.ON-Konzern, in der wir die Auswirkungen einer möglichen Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs auf Netzausbaubedarf und Netzkosten untersucht haben [5]. Hiernach ergeben sich bei natürlichem, ungesteuertem Ladeverhalten zusätzliche Investitionskosten für den Ausbau der Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Größenordnung von 400 Euro pro E-Pkw. Hierbei handelt es sich um *einmalige* bzw. *kumulierte* Kosten, *nicht* um *jährliche* Kosten. Bei der für Überschlagsrechnungen geeigneten Annahme, dass die Summe der jährlichen Kapital- und Betriebskosten infolge einer Netzinvestition in der Größenordnung von 10% der Investitionskosten liegt, ergäben sich somit in diesen Netzebenen (nur) rund 40 Euro an zusätzlichen jährlichen Netzkosten pro E-Pkw.

Von diesem Fall ausgehend, wurde weiter untersucht, wie sich die netzseitigen Mehrkosten ändern würden, wenn die Flexibilität der Ladeeinrichtungen vollständig netzdienlich oder aber vollständig marktorientiert eingesetzt würde. Es hat sich gezeigt, dass die Mehrkosten durch ein konsequent auf die Minimierung der Netzbelastung ausgerichtetes *netzdienliches Lademanagement* ungefähr halbiert werden könnten, während sie bei einer vollständig *marktorientierten Flexibilitätsnutzung* etwa auf das Doppelte ansteigen könnten (Bild 3.11). Dieser Kostenanstieg ergibt sich allerdings nur unter der kaum realistischen worst-case-Annahme, dass der marktorientierte Einsatz zu einem Gleichzeitigkeitsgrad in der Nähe von 1 führt. In der Praxis dürfte sich somit ein niedrigerer Betrag an Mehrkosten ergeben.

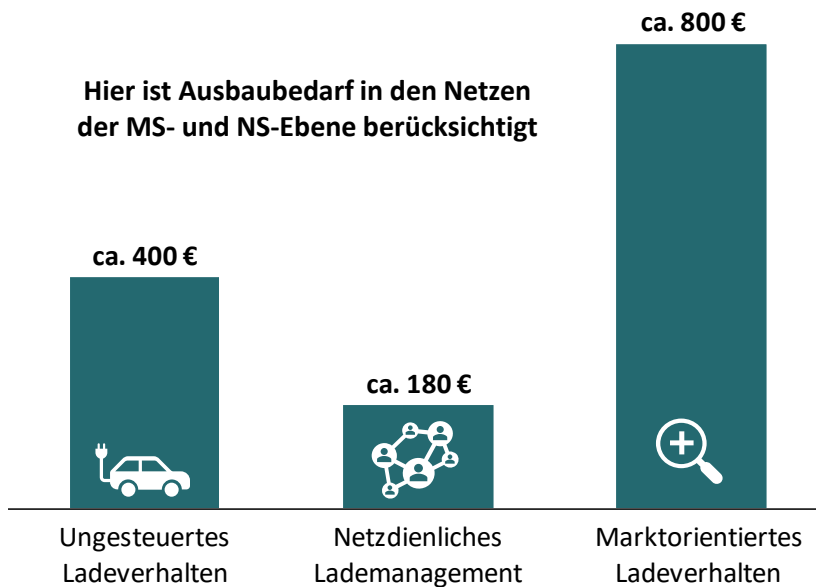


Bild 3.11 Einfluss von Lademanagement auf den durchschnittlichen Investitionsbedarf im Nieder- und Mittelspannungsnetz je E-Pkw bei Vollelektrifizierung (Quelle: [5])

Diese Ergebnisse betreffen nur die Nieder- und Mittelspannungsnetze. Wie zwischenzeitliche weitere Untersuchungen gezeigt haben, kann davon ausgegangen werden, dass sich bei Einbeziehung *aller* Netzebenen Kostenwirkungen in maximal der zweifachen Höhe dieser Werte ergeben. Wenn dies berücksichtigt wird und die Mehrkosten im Netz auf den Ladestrombedarf der E-Pkw bezogen werden, so ergeben sich die in Bild 3.12 dargestellten Werte für die Netzausbaukosten.

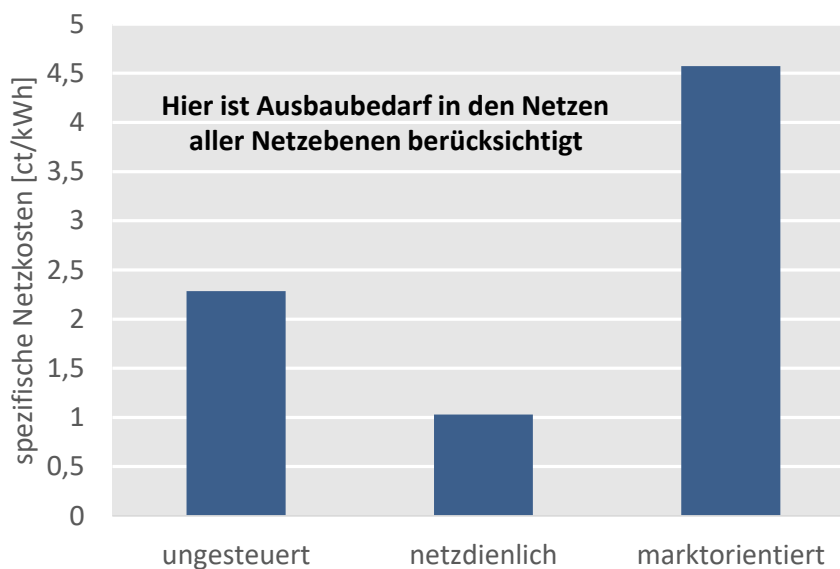


Bild 3.12 Einfluss von Lademanagement auf die spezifischen Netzausbaukosten (alle Netzebenen) bei Vollelektrifizierung bezogen auf den Ladestromverbrauch

Demnach ließe sich durch vollständig netzdienstliches Lademanagement ein Netzkostenvorteil von ca. 1,3 ct/kWh gegenüber der Variante ohne Ladesteuerung erzielen, während ein vollständig marktorientiertes Lademanagement zu einem Netzkostennachteil von bis zu ca. 2,3 ct/kWh führen könnte. Somit ergibt sich insgesamt – bezogen auf die kWh Ladestrom und unter



großzügigen, teilweise sogar „worst-case“-Annahmen – eine Erhöhung der Netzkosten um bis zu ca. 3,5 ct/kWh, wenn auf ein netzdienliches Lademanagement verzichtet wird und stattdessen ein marktorientiertes Lademanagement stattfindet.

Im nächsten Schritt soll nun der **systemseitige Nutzungswert der Flexibilität**, also der Wert eines systemorientierten Lademanagements abgeschätzt werden. Hierzu wird – stark vereinfachend – betrachtet, welche Preisspreizungen sich im day-ahead-Handel an der Strombörse jeweils im Verlauf eines Tages einstellen. (Diese Fokussierung auf eine einzige von mehreren Vermarktungsmöglichkeiten führt tendenziell zu einer Unterschätzung des systemseitigen Werts der Flexibilität. Andererseits führt die Annahme, dass die Flexibilität im Tageshandel frei eingesetzt werden kann, eher zu einer Überschätzung, da sie tatsächlich ja nur solange zur Verfügung steht, wie E-Pkw an die Ladeeinrichtung angeschlossen sind.)

Bild 3.13 zeigt eine Verteilungsfunktion der Preisspreizungen an den Tagen des Jahres 2019. **Demnach liegt der in diesem Marktsegment erzielbare systemseitige Wert der Flexibilität an rund einem Drittel der Tage bei mehr als 3 ct/kWh und damit in der gleichen Größenordnung wie der netzseitige Wert oder sogar – teilweise deutlich – darüber.**

Diese überschlägige Betrachtung ist stark vereinfachend, indem sie u. a. worst-case- und statistische Betrachtungen sowie Durchschnitts- und Grenzkostenbetrachtungen miteinander verbindet und keine Annahmen darüber trifft, in welchem Umfang netz- und systemorientierter Flexibilitätseinsatz zusammenfallen würden. Sie kann und soll daher die Frage, welchen Beitrag die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität zur Verbesserung der volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz bei netzdienlicher vs. systemorientierter Einsatzweise leisten kann, nicht annähernd umfassend beantworten. Sie zeigt aber, dass eine *einseitige* netzseitige Flexibilitätsnutzung höchstwahrscheinlich nicht kostenoptimal wäre und somit nicht im Interesse der Verbraucher läge.

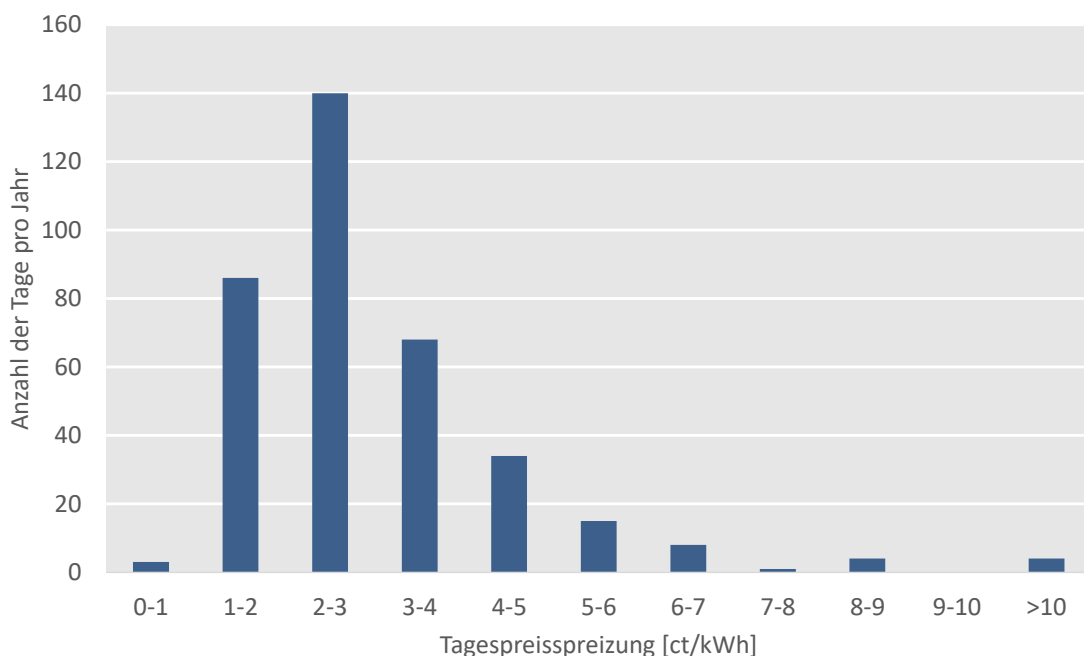


Bild 3.13 Häufigkeitsverteilung der Preisspreizungen im day-ahead-Handel an der Strombörse EPEX SPOT an den Tagen des Jahres 2019

### Anreizsituation für Netzbetreiber

In § 14a EnWG ist ein weiterer Problempunkt angelegt, der von EY/BET nicht thematisiert wird: Dadurch, dass die Vergütung für die Flexibilitätsbereitstellung gemäß dieser Vorschrift über reduzierte Netzentgelte erfolgt, ergibt sich, dass für die Netzbetreiber praktisch kein Anreiz für einen wirtschaftlich effizienten Umgang mit dieser Flexibilität besteht. Der bestehende Rechtsrahmen gewährleistet, dass Netzbetreiber die ihnen zugestandenen Erlösobergrenzen in voller Höhe durch Netzentgelte einnehmen können, unabhängig davon, wie die Netzentgelte gestaltet sind. Wenn daher die Netzentgelte für einen bestimmten Verbrauchertyp reduziert werden, ergibt sich zur Gegenfinanzierung automatisch eine Erhöhung der regulären Netzentgelte. (Eine Ausnahme hiervon besteht nur dann, wenn diese Gegenfinanzierung – wie im Fall der individuellen Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV – ausdrücklich auf andere Weise erfolgt, wie etwa hier durch eine separate Umlage. Auch hier wird die Gegenfinanzierung aber von der Gesamtheit der Verbraucher geleistet, die diese Umlage zahlen.) Dies kann sogar dazu führen, dass die Netzentgelte für die unflexiblen Verbraucher insgesamt steigen, nämlich dann, wenn das Volumen der Entgeltreduktionen für die flexiblen Verbraucher größer ist als der durch den Einsatz der Flexibilität erzielte Einspareffekt an Netzkosten.

Das Ausmaß der Nutzung dieses Instruments hat also zumindest keine direkten Auswirkungen auf die Erlös- und Ertragslage der Netzbetreiber. Dies ist bei Modellen, die explizite Zahlungen zur Vergütung der bereitgestellten Flexibilität vorsehen (wie z. B. das vom bne vorgeschlagene Quotierungsmodell, s. Kapitel 5), zumindest potenziell anders. Die mit solchen Zahlungen verbundenen Kosten stellen bei den Netzbetreibern nämlich eine zusätzliche Kostenposition dar und können somit – zusammen mit anderen Engpassmanagementkosten, wie zurzeit intensiv diskutiert wird – mit einem Kostensenkungsanreiz verbunden werden.

Die in § 14a EnWG angelegte anreizneutrale Situation für die Netzbetreiber könnte erhebliche Folgen haben:

- Es wäre zum einen damit zu rechnen (und es wäre wahrscheinlich sogar gewollt), dass Netzbetreiber dieses Instrument *flächendeckend* anbieten und somit auch flächendeckend Zugriffsrechte auf Flexibilität entgegennehmen, auch an Stellen, an denen gar kein Netzengpass droht. Dies mag als „Fördermodell“ für die Verbreitung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen attraktiv erscheinen (so wie seinerzeit bei der Förderung von Nachtspeicherheizungen über einen reduzierten Strompreis). Es steigert aber das Volumen der gewährten reduzierten Netzentgelte. Aus Sicht der Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen, die für die Gegenfinanzierung der Entgeltreduktionen mit aufkommen müssten, wäre dies höchst bedenklich: Sie würden dann Vorhaltungskosten von Ressourcen für das Engpassmanagement tragen, die in engpassfreien Gebieten liegen und daher gar nicht benötigt werden.
- Zum anderen könnten Netzbetreiber verleitet sein, die bereitgestellte Flexibilität im Übermaß zu nutzen, also nicht nur zur Abwehr akuter Engpässe. Sie könnten dies z. B. mit dem Vorsichtsprinzip in Verbindung mit mangelnder messtechnischer Beobachtbarkeit ihres Netzes begründen. Schlimmstenfalls könnten sie sogar pauschale Schaltprogramme einsetzen, ähnlich wie bei Nachtspeicherheizungen und (jedenfalls teilweise) bei Wärmepumpen, und auf diese Weise das ihnen erlaubte Flexibilitätsvolumen je Verbraucher ohne Rücksicht auf die tatsächliche Engpasslage „ausreizen“. Solche Verhaltensweisen müssten dann u. U. durch aufwändige Nachweispflichten ausgeschlossen werden, analog zu den Anforderungen beim Redispatch, dessen Notwendigkeit auf Verlangen der Bundesnetzagentur maßnahmenscharf belegt werden muss. Sofern eine wirksame Begrenzung des netzdienlichen

Flexibilitätseinsatzes auf das notwendige Maß *nicht* gelingt, würde hierdurch – letztlich zu Lasten der Verbraucher – unnötig viel Flexibilität eingesetzt und anderen Nutzungsmöglichkeiten entzogen, also quasi verschwendet.

Vor dem Hintergrund, dass aktuell intensiv darüber diskutiert wird, wie im Rahmen der Anreizregulierung ein Anreiz zur Absenkung der Engpassmanagementkosten verankert werden kann, erscheint diese (für Netzbetreiber) weitgehend anreizneutrale Gestaltung der „Spitzenglättung“ problematisch. Eine gewisse disziplinierende Anreizwirkung kann hier allenfalls dadurch entstehen, dass sich der Einsatz der netzdienlichen Flexibilität auf die Parameter auswirken kann, anhand derer die Netzbetreiber im Rahmen der Effizienzbewertung (Benchmarking) verglichen werden. So kann der steuernde Eingriff in das Verbrauchsverhalten z. B. die Netzhöchstlast beeinflussen. Es ist jedoch fraglich, ob hieraus wirklich ein starker und konsistenter Anreiz für die Netzbetreiber erwächst.

### Verzicht auf Ankündigung und bilanziellen Ausgleich von Eingriffen

Der Vorschlag, auf eine Verpflichtung des Netzbetreibers zu einer frühzeitigen Ankündigung von Eingriffen und auf einen bilanziellen Ausgleich der hiermit erzwungenen Verbrauchsänderungen zu verzichten, erscheint vor dem Hintergrund der aktuellen Bemühungen um die Umsetzung von „NABEG 2.0“ inkonsistent und problematisch. Unangekündigte Eingriffe können angesichts der erwarteten starken Verbreitung der E-Mobilität unter anderem kostentreibende Auswirkungen auf Regelleistungsbedarf und Bilanzkreisbewirtschaftung haben.

Es kann nur dringend davon abgeraten werden, bei verbrauchsseitiger Flexibilität die gleiche Entwicklung wie beim Einspeisemanagement nachzuzeichnen. Dort wurden zunächst reine „Echtzeiteingriffe“ durch Netzbetreiber zugelassen und entsprechende Funktionalitäten in die Leitsysteme integriert, die nun mit der Umsetzung des neuen Redispatch-Regimes grundlegend umgestaltet werden müssen. Eine ähnliche Entwicklung wäre im Hinblick auf verbrauchsseitige Flexibilität angesichts deren für die Zukunft erwarteten Umfangs sehr wahrscheinlich.

### Administrationsaufwand

Das vorgeschlagene Modell würde durch den tiefgreifenden Eingriff in das Netzanschluss- und Netznutzungsrecht erheblichen **Umsetzungs- und Administrationsaufwand** auslösen. Es wäre damit zu rechnen, dass Verbraucher sich über einen langen Zeitraum an die neue Systematik gewöhnen müssten und immer wieder Anpassungen der Bestelleistungen vornehmen würden (außer wenn diese gar keine faktischen Auswirkungen für sie hätten, was aber wiederum die Sinnhaftigkeit des Konzepts in Frage stellen würde). Auch der **laufende Aufwand** bei den Netzbetreibern für die Ermittlung und Durchführung von Eingriffen wäre voraussichtlich erheblich. Dies gilt aber generell für Instrumente des Engpassmanagements und ist daher keine spezifische Eigenschaft dieses Modellvorschlags. Diesen Aufwand sollten Netzbetreiber berücksichtigen, wenn sie Abwägungen zwischen Netzausbaumaßnahmen und Engpassmanagement treffen.

## 4 Zeitvariable Netzentgelte

### 4.1 Grundsätzliche Ziele und Voraussetzungen

#### Preissteuerung zur präventiven Vermeidung/Dämpfung von Netzengpässen

Die grundsätzliche Zielsetzung von zeitvariablen Netzentgelten wurde bereits in Kapitel 2 erläutert: Es geht darum, Verbrauchern über ein zeitvariables Preissignal einen Anreiz zu geben, ihre Flexibilität in einem von ihnen *selbst bestimmten Maß* so einzusetzen, dass sie netzdienlich wirkt. Hier macht der Netzbetreiber keine Vorgaben dahingehend, wie der Verbraucher sein Verbrauchsprofil anpassen soll, sondern nur dahingehend, welche Auswirkungen eventuelle Anpassungen des Verbrauchsprofils auf die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte haben.

Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte würde weniger auf das kurzfristige Engpassmanagement als auf die *präventive Beeinflussung der Netzbelastung* zielen. Wenn es gelingt, das Belastungsprofil des Netzes hierdurch so zu verbessern, dass die Häufigkeit und das Ausmaß drohender Netzüberlastungen abnehmen, so muss nur noch in reduziertem Umfang auf dirigistische Instrumente des Netzengpassmanagements zurückgegriffen werden. Somit würde ein Teil der Entscheidungen über das Verhalten von Verbrauchern und den Einsatz von Erzeugungsanlagen und Speichern, der beim Engpassmanagement den Netzbetreibern obliegt, in die Sphäre der Netznutzer und ihrer Vertragspartner wie z. B. Aggregatoren (zurück-)verlagert.

#### Management akuter Netzengpässe erfordert zusätzliche Steuerungsmöglichkeiten

Wie ebenfalls bereits erwähnt, sollte eine solche Preissteuerung nicht als Instrument verstanden werden, mit dem bei akut drohenden Netzengpässen kurzfristig notwendige Änderungen des Verbrauchs „abgerufen“ werden können. Hierfür würden auch bei Einführung zeitvariabler Netzentgelte weiterhin andere Instrumente benötigt. Ein solches, allerdings auf Notsituationen beschränktes Instrument ist durch die Regelungen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Prinzip auch schon vorhanden: Im Notfall darf der Netzbetreiber demnach jegliche erforderliche Anpassung vornehmen, auch bei Verbrauchern. Auch dies setzt allerdings voraus, dass der Netzbetreiber über Steuerungsmöglichkeiten verfügt. Falls er diese nicht bei einzelnen Verbrauchern hat, müsste er ggf. ganze Netzbezirke abschalten, was offensichtlich nur in sehr seltenen Notsituationen vertretbar wäre. Daher wäre es zweifellos sinnvoll, ein weiteres Instrument vorzusehen, das – etwa auf Basis von § 14a EnWG – dem Netzbetreiber Steuerungsmöglichkeiten bei einzelnen flexiblen Verbrauchern verschafft. Es wäre aus unserer Sicht daher nicht nur *möglich*, sondern ausdrücklich zu *empfehlen*, die Einführung zeitvariabler Netzentgelte *in Kombination* mit der Konkretisierung eines Instruments nach § 14a EnWG zu diskutieren (siehe hierzu Kapitel 6).

#### Beitrag zum Trade-off zwischen Netzausbau und Netzausbauvermeidung

Zugleich könnte mit der Einführung zeitvariabler Netzentgelte ein Beitrag zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs und damit der Netzentgelte erbracht werden. Die Netzausbauplanung beruht heute und fraglos auch zukünftig auf Erwartungswerten zur durchmischten Höchstlast – die insbesondere in der Niederspannungsebene nur einen Bruchteil der Summe der individuellen Höchstleistungen beträgt – 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 könnten zeitvariable Netzentgelte – sofern sie sachgerecht bemessen sind – einen wesentlichen Beitrag zur Beantwortung der in Abschnitt 3.6 diskutierten Frage leisten, welches Maß des Netzausbaus bzw. der Netzausbauvermeidung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Wie dort erörtert wurde, ist diese Frage u. a. deswegen sehr schwer zu beantworten, weil hier auch die Präferenzen der Verbraucher hereinspielen. Ein zeitvariables Preissignal würde die Möglichkeit schaffen, dass Verbraucher ihre Präferenzen offenbaren. Sie müssten sich nämlich entscheiden, inwieweit sie auf das Preissignal reagieren, und würden hierdurch automatisch Informationen zu ihren Präferenzen offenlegen:

- Ein Verbraucher, der überhaupt nicht auf das Preissignal reagiert, würde damit zu verstehen geben, dass die eigene Nutzung der Flexibilität (aus Komfortgründen) oder die systemorientierte Nutzung (etwa über einen Aggregator) ihm wertvoller erscheint 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 wertvollste 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 zur Vermeidung von Komforteinbußen genutzt wird.

Auf diese Weise würden Verbraucher durch ihr Verhalten automatisch Hinweise zur Beantwortung der schwierigen Frage liefern, welche Flexibilitäten in welchem Umfang an welcher Stelle im Gesamtsystem den größten Wert stiften können. Dies betrifft sowohl den Trade-off zwischen einer Eigennutzung der Flexibilität durch den Verbraucher und der Bereitstellung der Flexibilität an andere Akteure als auch den Trade-off zwischen der netzdienlichen und der systemorientierten Nutzung.

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. Es ist aber keine andere Möglichkeit als ein „Suchprozess“ ersichtlich, um hierzu Einschätzungen zu gewinnen.

Es wäre beispielsweise vorstellbar, dass Verbraucher ihre Flexibilität anfangs bereitwillig in großem Umfang netzdienlich zur Verfügung stellen, dann aber zu einem späteren Zeitpunkt hiervon wieder (evtl. teilweise) abrücken, wenn sie erste unangenehme Erfahrungen mit Komforteinbußen gemacht haben. Dies wäre ein völlig legitimer Verlauf eines solchen Suchprozesses, auch wenn Netzbetreiber dann hinnehmen müssten, dass die Bereitschaft zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung anfangs höher erscheint als im weiteren Verlauf. In der Folge müssten dann evtl. Nachjustierungen hinsichtlich des erforderlichen Maßes an Netzkapazität erfolgen. Ebenso vorstellbar ist aber auch der umgekehrte Fall, dass Verbraucher anfangs zurückhaltend mit der Bereitstellung ihrer Flexibilität sind und später eine wachsende Bereitschaft hierzu entwickeln.

Ein solcher Suchprozess ist nicht allein deswegen abzulehnen, weil er zeitaufwändig ist, denn die erwartete Zunahme der Anforderungen an die Netze tritt auch nicht abrupt ein. Es wäre jedenfalls sinnvoller, eine Möglichkeit zur Suche nach dem volkswirtschaftlich sinnvollen Netzausbau zu etablieren als diese Aufgabe – wie beim Modell der „Spitzenglättung“ – mit Verweis auf Zeitknappheit einer einmaligen und nur schwer revidierbaren Parameter-Entscheidung durch den Gesetzgeber zu überlassen.

## Wesentliche Voraussetzungen bei Verbrauchern

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

- Die offensichtlichste Voraussetzung ist, dass eine **zeitabhängige Verbrauchszählung** stattfindet. Klassischerweise wurden für diesen Zweck Mehrtarifzähler eingesetzt, aber im Zuge des Smart-Metering-Rollouts sollten hierfür natürlich iMSys zum Einsatz kommen.
- Darüber hinaus muss aber auch gewährleistet sein, dass das netzseitige Preissignal zum Verbraucher durchgereicht wird. Hierzu müssen die Lieferanten **Stromtarife** anbieten, bei denen die Netzentgelte – oder zumindest die zeitvariablen Entgeltkomponenten – 1:1 in den Strompreisen abgebildet werden. Dies setzt jedoch *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 Verbraucher den Preisverlauf, der auf geeignete Weise übermittelt oder veröffentlicht wird, beobachten und ihr E-Fahrzeug erst in einem preislich günstigen Zeitfenster an die Ladeeinrichtung anschließen. Überwiegend ist aber damit zu rechnen, dass die Verbraucher hierbei durch entsprechende **Steuerungseinrichtungen** unterstützt würden, die sie ggf. nach ihren Präferenzen einstellen können, oder dass sie die Steuerung einem **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. Zudem wäre zwischen Verbraucher und Aggregator zu vereinbaren, wie der durch die Steuerung unter Ausnutzung des Preissignals erzielte Entgeltvorteil auf die Parteien aufgeteilt wird. Es ist davon auszugehen, dass Aggregatoren hierfür Modelle anbieten werden; ein gesetzlicher Regelungsbedarf dürfte diesbezüglich nicht bestehen.

## Wahlmöglichkeiten für Verbraucher

Wie oben bereits erwähnt, erhalten Verbraucher bei diesem Modell **Wahlfreiheit** darüber, ob und in welchem Umfang sie auf das ihnen vermittelte Preissignal reagieren möchten und ob sie dies mit manuellen Eingriffen (basierend auf einer Visualisierung des Preissignals) oder unter Einsatz von Automatisierungstechnik oder durch Übertragung von Steuerungsrechten an einen Vertragspartner, also einen Lieferanten oder Aggregator, umsetzen wollen. Die Ausübung dieser Wahlmöglichkeit unter Berücksichtigung der Präferenzen der einzelnen Verbraucher trägt zugleich zu einer **effizienteren netzdienlichen Nutzung** der Flexibilität bei. Im Gegensatz dazu würden bei einer Umsetzung von § 14a EnWG netzbetreiberseitige Eingriffe ohne Rücksicht auf die unterschiedlichen Präferenzen der Verbraucher und somit weniger effizient stattfinden, z. B. durch *gleichanteilige* Verbrauchsabsenkung für alle flexiblen Verbraucher in einem von einem Netzengpass betroffenen Gebiet.

Dies Alles gilt für den Fall, dass Verbraucher mit dem netzseitigen Preissignal konfrontiert werden, also dass ihr Verbrauch auf Basis der zeitvariablen Netzentgelte abgerechnet wird. Es ist aber möglich, dass ein Teil der Verbraucher dies gar nicht wünscht. Daher sollte erwogen werden, Verbrauchern zusätzlich **Wahlfreiheit** darüber einzuräumen, ob für sie **die zeitvariablen oder aber weiterhin nicht-zeitvariable Netzentgelte** zur Anwendung kommen sollen.

Für Verbraucher, die (ggf. noch) nicht mit einem iMSys ausgestattet sind, wird es ohnehin erforderlich sein, weiterhin eine nicht-zeitvariable Entgeltvariante anzubieten. Für diese Verbraucher ergeben sich dann keine strukturellen Änderungen und grundsätzlich auch keine erhöhten Netzentgelte gegenüber dem Status quo. Letzteres trifft allerdings nur dann zu, wenn die zeitvariablen Netzentgelte für die *flexiblen* Verbraucher so bemessen werden, dass die *regulären Netzentgelte* hierdurch nicht ansteigen. Hier gelten die in Abschnitt 3.3 mit Bezug auf die Umsetzung von § 14a EnWG ausgeführten Überlegungen analog: Wenn die Preisspreizung der zeitvariablen Netzentgelte gemessen an den Kosteneinsparungen, die durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung erzielbar sind, *zu hoch* angesetzt wird, so kommt es zu einer ungerechtfertigten Umverteilung zulasten der *unflexiblen* Verbraucher. Dies müsste bei der Bemessung des Preissignals berücksichtigt werden.

Die Möglichkeit, eine nicht-zeitvariable Entgeltvariante zu wählen, kann aber auch Verbrauchern eingeräumt werden, die bereits über ein iMSys und evtl. auch über flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen. Evtl. sind die Regelungen der neuen EU-Strombinnenmarkttrichtlinie zu „dynamischen Stromtarifen“ – insbesondere Art. 11 Abs. 3, der eine Zustimmungspflicht durch den Endkunden vorsieht – sogar so auszulegen, dass eine solche Wahlmöglichkeit auch hinsichtlich der zeitvariablen Netzentgelte *zwingend* vorgesehen werden muss.

Gleichwohl sollte in diesem Fall die dann optionale zeitvariable Entgeltvariante so parametrisiert werden, dass Verbraucher hierbei mit großer Wahrscheinlichkeit einen Entgeltvorteil im Vergleich zur nicht-zeitvariablen Entgeltvariante erzielen können und dass sie diesen Vorteil durch aktives Reagieren auf das Preissignal weiter steigern können. Ansonsten würden sich die zeitvariablen Netzentgelte als nachteilig herausstellen und ins Leere laufen.

### Aufwand bei Netzbetreibern und weiteren Akteuren

Neben der Schaffung der bereits erwähnten tariflichen, messtechnischen und ggf. auch steuerungstechnischen Voraussetzungen wäre die Einführung zeitvariabler Entgelte mit einem nicht unerheblichen **Umsetzungsaufwand** bei den Netzbetreibern und Lieferanten und anderen Akteuren wie z. B. den Betreibern von Preisvergleichsportalen verbunden. Diese Akteure müssten ihre IT-Systeme für alle Prozesse, die mit Netzentgelten und Strompreisen zu tun haben, so erweitern, dass auch zeitvariable Preise verarbeitet werden können. Dieser Aufwand wird häufig als ein Argument gegen die Einführung zeitvariabler Netzentgelte angeführt und darf bei deren Beurteilung auch nicht unberücksichtigt bleiben. Es handelt sich aber überwiegend um einen einmaligen Umstellungsaufwand, der in weiten Teilen auch anfallen würde, wenn *lieferantenseitig* zeitvariable Strompreise eingeführt würden. Und dies wird gemäß Art. 11 Abs. 1 der neuen Strombinnenmarkttrichtlinie nach deren Umsetzung ohnehin Pflicht, jedenfalls für Lieferanten mit mehr als 200.000 Endkunden.

**Laufender Zusatzaufwand** würde bei Einführung zeitvariabler Netzentgelte bei den Netzbetreibern entstehen, nämlich v. a. 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 (s. unten) und müsste bei der Konkretisierung des Instruments 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 hierbei 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 des 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 voraussichtlich 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.

## 4.2 Wirkungsziel des Preissignals

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 4.1):

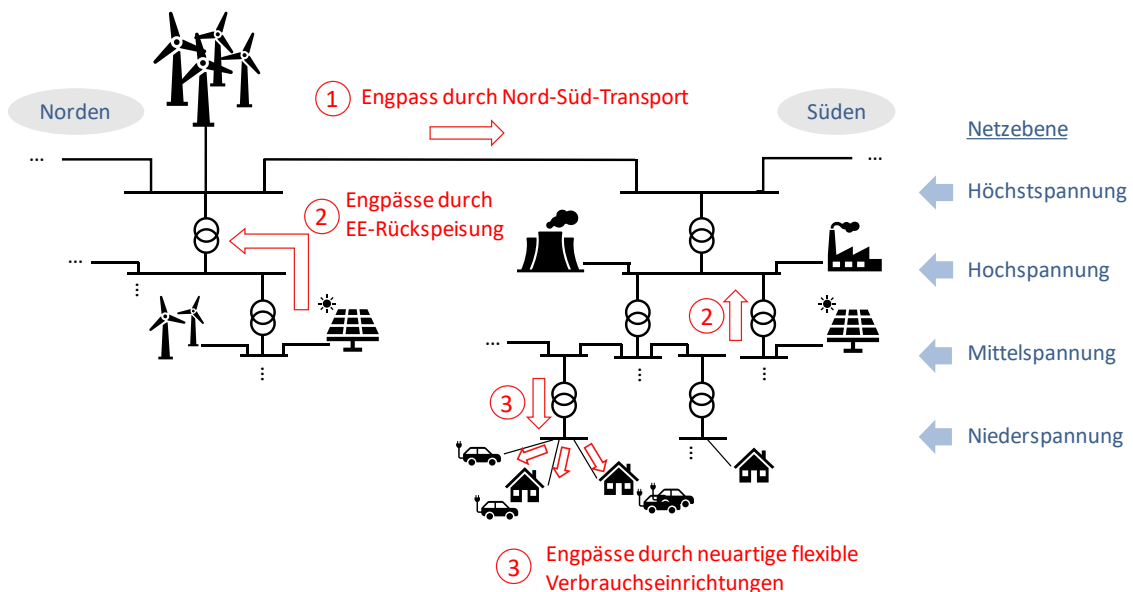


Bild 4.1 Veranschaulichung unterschiedlicher Arten von Netzengpässen, die als Wirkungsziele für zeitvariable Netzentgelte in Frage kommen

- Das Preissignal könnte darauf zielen, den **großräumigen Nord-Süd-Engpass** im deutschen Übertragungsnetz zu entlasten (Fall ①). In diesem Fall läge das Wirkungsziel auf der Übertragungsebene. 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 von Nord nach Süd (was in der Regel bei starker Windkraft einspeisung auftritt) eine Verbrauchserhöhung im Norden und eine Verbrauchsabsenkung im Süden angereizt wird, und umgekehrt. Der Preisverlauf und die örtliche



Differenzierung dieses Preissignals könnten durch die ÜNB bestimmt werden und müssten durch die VNB lediglich übernommen werden.

- Engpässe durch den **Abtransport von Strom aus EE-Einspeisungen** treten in einigen Gebieten Deutschlands auch in niedrigeren Netzebenen auf, z. B. in der Hochspannungs- und der nachgelagerten Umspannebene Hoch-/Mittelspannung (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** (Nieder- bis Mittelspannung) auszugleichen (Fall ③). Es müsste hierfür von den jeweiligen VNB ermittelt werden. Auch in diesem Fall müsste das Preissignal ortsabhängig sein, wobei die genaue örtliche Granularität ein Ausgestaltungsaspekt wäre. Dieses Preissignal würde genau die Art von Netzengpässen adressieren, auf die auch das Modell der „Spitzenglättung“ ausgerichtet ist, nämlich Engpässe, die durch neuartige Verbrauchseinrichtungen ausgelöst werden und in den unteren Netzebenen auftreten.

Bei der Diskussion über die mögliche Einführung zeitvariabler Netzentgelte in Kombination mit der „Spitzenglättung“ oder einem hiermit verwandten Instrument steht das zuletzt genannte Wirkungsziel im Vordergrund, zumal die „Spitzenglättung“ *ausschließlich* hierfür genutzt werden kann. Hierauf konzentrieren wir uns auch in den nachfolgenden Abschnitten. Es sollte aber bedacht werden, dass auch andere Ziele in Frage kommen und die Flexibilität der Kleinverbraucher durchaus auch in höheren Netzebenen Nutzen stiften kann. (Daneben kann und sollte in höheren Netzebenen nach Möglichkeit aber auch die Flexibilität von größeren Verbrauchern wie z. B. Industriebetrieben berücksichtigt werden.) Auch hier zeigt sich wieder, dass aus volkswirtschaftlicher Perspektive letztlich angestrebt werden sollte, 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 (basierend etwa auf Priorisierungsregeln). Eine solche komplexe Gestaltung erscheint für den Anfang zwar eher nicht realistisch, ist mit diesem Ansatz aber grundsätzlich kompatibel. Sie kann zukünftig v. a. dann in Betracht gezogen werden, wenn sowohl für die Bestimmung des Preissignals als auch für die Reaktion darauf weitgehend automatisierte Instrumente und Prozesse etabliert sind.

### 4.3 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 praktisch nur der **Arbeitspreis** in Frage. (Theoretisch könnte Verbrauchern mit iMSys auch ein Leistungspreis abgerechnet werden, der mittels Zeitfenstern zeitvariabel gestaltet werden könnte. Dies hätte jedoch sehr fragwürdige Folgen und kommt unseres Erachtens nicht in Frage.)
- 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 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 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. (Anmerkung: Für kurzfristig anpassbare zeitvariable Entgelte wird häufig der Begriff „dynamische Netzentgelte“ verwendet. Es ist aber nicht genau definiert, welche Fristigkeit damit gemeint ist.) Rein beispielhaft zeigt Bild 4.2 schematisch eine Ausgestaltungsform, bei der der zeitliche Verlauf des hier mit zwei Preisstufen ausgestatteten Preissignals jeweils für den übernächsten Tag festgelegt wird.

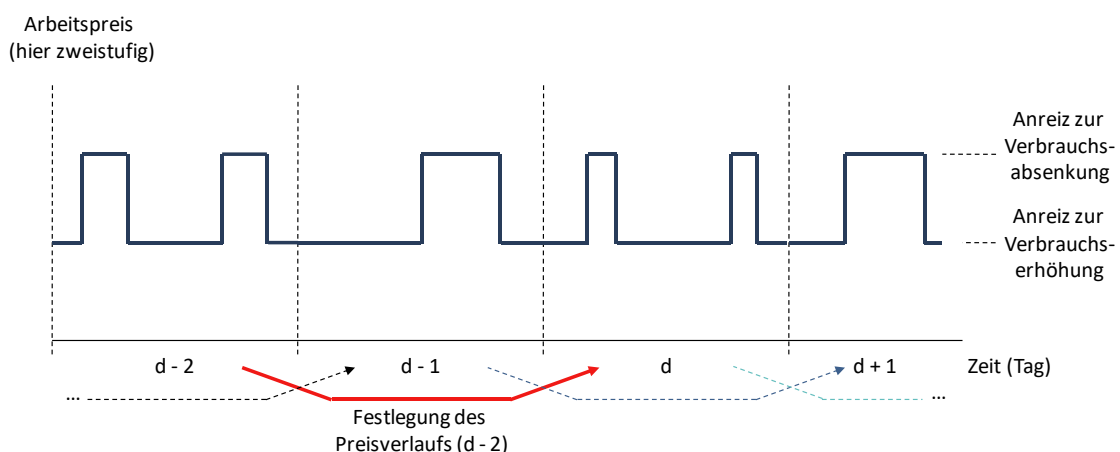


Bild 4.2 Beispiel für die Gestaltung eines zeitvariablen Netzentgelts mit zwei Preisstufen und einer täglichen Festlegung des Preisverlaufs für den jeweils übernächsten Tag

- 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 adressierten Engpassstellen (s. Abschnitt 4.2) verbunden sind. Da sich Netzkosten nicht eindeutig einzelnen Stromentnahmen zuordnen lassen, kann hierbei nur auf die langfristigen durchschnittlichen Kostenwirkungen abgestellt werden (s. Abschnitt 4.4). 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.

Als Beispiel für eine konkrete Gestaltungsmöglichkeit kann das durch den Verteilnetzbetreiber MITNETZ Strom vorgeschlagene und in Simulationen bewertete Modell angeführt werden [11]. Dieses Modell adressiert in erster Linie Netzengpässe in den höheren Verteilnetzebenen, die in diesem Netzgebiet stark durch das hohe Aufkommen an EE-Erzeugung getrieben werden (Fall ② in Bild 4.1). Verbrauchsgetriebene Engpässe stehen hier weniger im Fokus. Das Modell sieht Preisverläufe („Tarifzeitreihen“) mit drei vorab festgelegten Preisstufen für den Arbeitspreis vor. Die Tarifzeitreihen werden jeweils für 72 h im Voraus festgelegt. Gemäß den durchgeführten Simulationen lässt sich unter den zugrunde gelegten Annahmen über die vorhandenen Flexibilitäten und die Reaktionen der Verbraucher eine sehr deutliche Dämpfung von Netzbelastungsspitzen und somit auch des Netzausbaubedarfs und damit letztlich der Netzkosten erreichen.

Ein Ausgestaltungsbeispiel, das den Nord-Süd-Engpass im deutschen Übertragungsnetz adressiert (Fall ① in Bild 4.1) haben wir in unserer Untersuchung zur Netzentgeltsystematik für das BMWi von 2018 skizziert ([8], Anhang B).

### 4.4 Abschätzung einer angemessenen Preisspreizung

Für die Bestimmung einer angemessenen Preisspreizung für zeitvariable Netzentgelte erscheint es sinnvoll, auf Erkenntnisse zu der Frage aufzubauen, in welchem Umfang die Netzkosten von unterschiedlichen Einflussfaktoren (Kostentreibern) abhängen. Ein Teil der Netzkosten ist von der Struktur des Versorgungsgebiets abhängig, also von der Zahl der zu versorgenden Hausanschlüsse und deren Verteilung auf die Gebietsfläche. Dieser Kostenanteil ist unabhängig davon, wie hoch der Verbrauch und die Jahreshöchstlast der einzelnen Netznutzer sind. An der Höhe dieses Kostenanteils könnte sich das unterste Preisniveau der zeitvariablen Entgeltkomponente orientieren. Das oberste Preisniveau könnte sich hingegen an der gesamten Höhe der Netzkosten orientieren, d. h. einschließlich des Kostenanteils, der von der tatsächlichen Netznutzung (Verbrauch und Erzeugung) abhängt. Wir haben zu dieser Kostenaufteilung in einer Studie für das BMWi Untersuchungsergebnisse dargestellt, nach denen die Netzkosten aus Sicht der Verbraucher im Niederspannungsnetz (einschließlich Kostenwälzung aus allen überlagerten Netzebenen) zu rund 70 % strukturabhängig und zu rund 30 % belastungsabhängig sind ([8], Bild 4.2).

Aus diesen Erkenntnissen soll nun für den **einfachsten Fall eines zeitvariablen Entgelts mit zwei Preisstufen eine Preisbemessung abgeleitet** werden. Ausgangspunkt hierfür ist die durchschnittliche Höhe der jährlichen Netzentgelte (bestehend aus Grund- und Arbeitspreis) für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a. Dieses betrug in 2019 gemäß [7] etwa 250 Euro, entsprechend ca. 7,2 ct/kWh. Hiervon entfallen gemäß den obigen Angaben 70%, also ca. 5,1 ct/kWh, auf die Deckung der strukturabhängigen (und somit *nicht* belastungsabhängigen) Netzkosten. Dieser Wert wird daher als Preisniveau für die untere Preisstufe des zeitvariablen Entgelts festgehalten. (Die Preisangaben verstehen sich brutto, einschließlich Mehrwertsteuer.)

Wählt man nun in Orientierung an üblichen Tagesprofilen des Haushalts-Stromverbrauchs die Tarifzeiten für die obere und die untere Preisstufe (Hoch- und Niedertarif) mit der Maßgabe,

dass Strombezüge in Niedertarifzeiten *sicher* außerhalb der für die Netzdimensionierung relevanten Zeiten mit hohen Netzbelastungen liegen, so lassen sich zum Beispiel die in Bild 4.3 dargestellten Zeitfenster für Nieder- und Hochtarife festlegen. Im dargestellten Beispiel entfallen auf die ca. 11 Niedertarifstunden ca. 30 % und auf die ca. 13 Hochtarifstunden ca. 70 % des gesamten Tagesverbrauchs. Bei dieser Wahl der Tarifzeiten ergäbe sich unter der Maßgabe, dass die Netzentgelte im Durchschnitt ca. 7,2 ct/kWh betragen müssen, ein Preisniveau für die obere Preisstufe in Höhe von ca. 8,1 ct/kWh. Die Preisspreizung zwischen den Nieder- und Hochtarifzeiten würde demnach ca. 3 ct/kWh betragen. Der resultierende tägliche Preisverlauf ist in Bild 4.4 dargestellt.

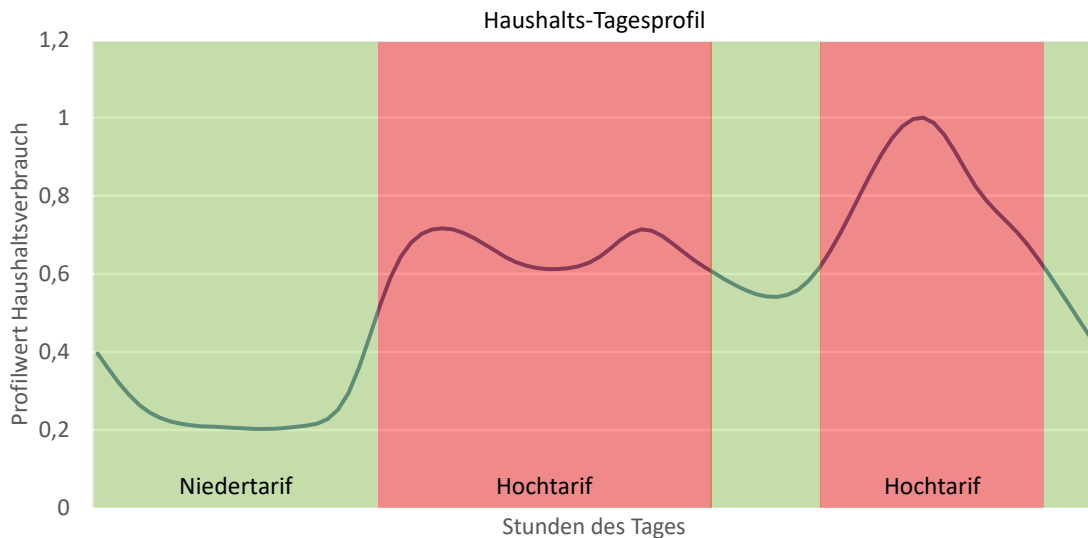


Bild 4.3 Typisches Tages-Verbrauchsprofil eines Haushalts und exemplarische Tarifzeiten

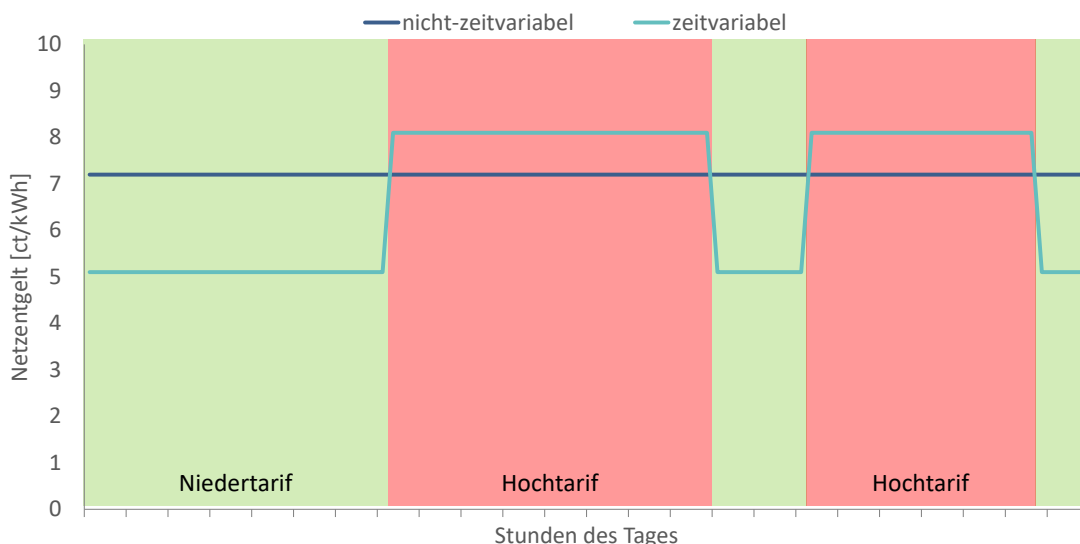


Bild 4.4 Beispielhafter Tagesverlauf eines zeitvariablen Netzentgelts für die in Bild 4.3 dargestellten Tarifzeiten im Vergleich zu einem nicht-zeitvariablen Netzentgelt

Bei einem solchen Preisverlauf können flexible Verbraucher eine Entgelteinsparung erzielen, indem sie den Verbrauch ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtungen teilweise oder vollständig in die Niedertarifzeiten verlegen. Wenn z. B. ein Verbraucher mit einer E-Pkw-Ladeeinrichtung, über

die er jährlich 3.000 kWh bezieht, die Ladezeit vollständig aus der abendlichen Hochtarifzeit in die nächtliche Niedertarifzeit verlagert, so würde er bei der hier angesetzten Preisspreizung ca. 90 € jährlich einsparen. Auch im Vergleich zu dem nicht-zeitvariablen Netzentgelt würde diese Einsparung immer noch mehr als 60 € 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.

Dieses Zahlenbeispiel für die Preisbemessung beruht auf verschiedenen groben Annahmen und sollte daher nicht überinterpretiert werden. Es soll aber zumindest einen überschlägigen Eindruck davon vermitteln, in welcher Größenordnung ein sachlich zu rechtfertigendes Niveau für die Preisspreizung zeitvariabler Netzentgelte liegen könnte und welche Einsparmöglichkeiten sich hierdurch ergeben können, wenn Verbraucher auf dieses Preissignal reagieren, sei es durch eigenes Handeln oder durch Übertragung von Steuerungsmöglichkeiten an Vertragspartner wie Lieferanten oder Aggregatoren.

### 4.5 Bewertung

Da für das Modell der zeitvariablen Netzentgelte noch keine detaillierten Gestaltungsvorschläge vorliegen, wird dieses Modell nachfolgend in allgemeiner Form bewertet. Sobald hierzu konkrete Vorschläge vorliegen, sollten diese vertieft – auch quantitativ – auf ihre Anreiz- und Verteilungswirkungen und sonstige Aspekte hin untersucht werden. Dabei sollten auch bereits vorliegende Erfahrungen mit zeitvariablen Netzentgelten im In- und Ausland berücksichtigt werden. In Deutschland bestehen zumindest Erfahrungen im Hinblick auf die Regelungen zur *atypischen Netznutzung*, die – wie bereits erwähnt – als eine Form zeitvariabler Netzentgelte verstanden werden können. Diese Regelungen werden von den davon adressierten Netznutzern sehr stark genutzt, was zumindest grundsätzlich nahelegt, dass ein solches netzseitiges Preissignal wirkungsvoll sein kann, auch wenn die Detailgestaltung sich stark von den Modellen unterscheidet, die für private Verbraucher in Frage kommen dürften.

Aus unserer Sicht lässt sich eine Reihe von **positiven Gründen** dafür anführen, dass **zeitvariable Netzentgelte ein vielversprechendes Instrument für eine effiziente netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Kleinverbrauchern** sind:

- **Zeitvariable Entgelte adressieren die *gesamten* Flexibilitätspotenziale von Verbrauchern.** Sie erfordern keine vorherige Festlegung, welche Verbrauchseinrichtungen berücksichtigt werden und welche nicht. Wenn Verbraucher z. B. die Möglichkeit sehen, auch vermeintlich unflexible Verbrauchseinrichtungen so einzusetzen, dass sie damit Einsparungen bei den zeitvariablen Entgelten erzielen können, steht dem nichts entgegen. Und auch für den Einsatz von Batteriespeichern in Verbindung mit Eigenerzeugungsanlagen kann hierdurch ein netzdienlicher Anreiz gesetzt werden. Dies dürfte – obwohl hier eindeutig Flexibilität besteht – mit Instrumenten wie der „Spitzenglättung“, die eine Steuerung durch den Netzbetreiber vorsehen, nämlich deutlich schwieriger sein, da hierfür die netzbetreiberseitige Steuerung mit der verbraucherseitigen Steuerung zur Eigenverbrauchsoptimierung koordiniert werden müsste.
- **Zeitvariable Entgelte können über ein iMSys vollständig abgerechnet werden.** Dieses Instrument wirft daher auch nicht die Frage nach der notwendigen Zahl der Zähler auf. Die zeitvariablen Entgelte würden sich stets auf den *gesamten* Verbrauch eines Verbrauchers beziehen, der über das beim Verbraucher installierte iMSys gemessen wird.

- **Zeitvariable Entgelte kommen ohne Verpflichtungs- und Pönaleregulungen aus.** Sie bieten den Verbrauchern sehr viel klarer als ein dirigistisches Instrument zusätzliche Chancen, ihre Flexibilitäten mit einem Nutzen für das Gesamtsystem einzusetzen und hierbei zugleich einen individuellen Kostenvorteil zu erzielen.
- **Zeitvariable Netzentgelte können dazu beitragen, dass Verbraucher durch ihr Verhalten ihre Präferenzen hinsichtlich der Flexibilitätsnutzung offenbaren.** So können sie zu dem herausfordernden Suchprozess nach dem optimalen Trade-off zwischen Netzausbau und den unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Flexibilität beitragen.
- Simulationsergebnisse lassen erwarten, dass **Netzbelastungsspitzen an Engpassstellen durch zeitvariable Netzentgelte signifikant gedämpft werden können und somit auch der verbleibende Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen sinkt.** Dies wäre klar zu begrüßen, da hiermit der Einfluss netzbetreiberseitiger Entscheidungen auf den Einsatz von Verbrauchseinrichtungen zurückgedrängt würde. Dass dies zu erwarten ist, geht übrigens auch aus den Simulationsergebnissen von EY/BET hervor, auf die gemäß Information des vzbv in einem Workshop zur „Spitzenglättung“ verwiesen wurde. Die dabei von EY/BET gezogene Schlussfolgerung, dass zeitvariable Netzentgelte die Problematik verbrauchsgetriebener Netzengpässe nicht *vollständig* lösen können, ist gar nicht zu bestreiten. Sie spricht aber keineswegs dagegen, einen *möglichst großen Teil* des Engpassmanagements *präventiv* durch ein weniger dirigistisches Instrument wie zeitvariable Netzentgelte zu vermeiden.
- **Zeitvariable Netzentgelte können so gestaltet werden, dass sie den Einfluss etwaiger lokaler EE-Erzeugung auf die Netzbelastung berücksichtigen und hierzu passende Anreize für das Verbrauchsverhalten vermitteln.** Sie können somit *verbrauchs- und erzeugungsseitige* Treiber für die Netzbelastung abbilden und so die Netzintegration von EE-Anlagen verbessern. Dies kann ein ausschließlich auf die Begrenzung von Verbrauchsspitzen ausgerichtetes Instrument wie die „Spitzenglättung“ nicht leisten.
- **Fehlentwicklungen bei zeitvariablen Netzentgelten sind vergleichsweise leicht zu korrigieren.** Wenn sich herausstellen sollte, dass dieses Instrument zu Fehlentwicklungen führt oder so wenig Nutzen stiftet, dass der damit verbundene laufende Aufwand nicht gerechtfertigt erscheint, kann es jederzeit angepasst oder schlimmstenfalls wieder abgeschafft werden. Der dann bereits geleistete Aufwand für die Anpassung der IT-Systeme, um Preiszeitreihen verarbeiten zu können, dürfte angesichts der Forderung der Binnenmarktrichtlinie nach dynamischen Stromtarifen ohnehin früher oder später anfallen und wäre daher nicht als gravierender Fehlaufwand zu werten.
- **Zeitvariable Netzentgelte werfen keine Anforderungen an den bilanziellen Ausgleich von Eingriffen durch den Netzbetreiber auf, da solche Eingriffe nicht stattfinden.** Darüber hinaus dürfte es unter der Voraussetzung, dass Preisanpassungen nicht extrem kurzfristig vor dem Lieferzeitpunkt stattfinden, nach einer gewissen Lernphase auch für Lieferanten möglich sein, die Auswirkungen der zeitvariablen Entgelte auf das Verbrauchsverhalten ihrer Kunden abzuschätzen und bei ihren Bewirtschaftungsentscheidungen zu berücksichtigen.

Diesen positiven Aspekten steht als **Nachteil** in erster Linie der bereits diskutierte **Einführungsaufwand** bei verschiedenen Akteuren und – insbesondere bei Netzbetreibern – der **laufende Aufwand** für die Bestimmung der Preiszeitreihen gegenüber. (Dieser Nachteil besteht aber auch bei dem Modell der „Spitzenglättung“.)

Hinsichtlich des letztgenannten Aspekts wird oft argumentiert, dass Netzbetreiber gar nicht über die notwendigen Informationen über den aktuellen und v. a. den voraussichtlichen Zustand

ihres Netzes verfügen, um sachgerechte Preiszeitreihen für den oder die jeweils nächsten Tage zu bestimmen. Dieses Argument ist sicherlich beim heutigen Stand der Netzleitsysteme nicht von der Hand zu weisen, betrifft aber gleichermaßen auch das Modell der „Spitzenglättung“: Auch hier stellt sich die Frage, wie Netzbetreiber Engpassmanagementmaßnahmen bestimmen sollen, wenn sie keine ausreichenden Informationen über den Netzzustand haben. In beiden Fällen muss daher voraussichtlich zunächst auf eine rudimentäre Informationsgrundlage aufgebaut werden, die u. a. aus punktuellen Messwertreihen an kritischen Stellen aufgebaut und mit der Zeit immer weiter verbessert wird. Es wird aber voraussichtlich auch eine gewisse Pauschalität bei der Anwendung des Instruments in Kauf genommen werden müssen. Dies erscheint bei einem solchen Ansatz, der „nur“ einen preislichen Anreiz für Verhaltensentscheidungen liefert, immer noch besser vertretbar als bei einem Instrument, mit dem „harte Eingriffe“ vorgenommen werden.

Gleichwohl soll die Bedeutung des Umsetzungs- und des laufenden Aufwands für die Bewertung dieses Instruments hier nicht in Abrede gestellt werden. Es ist auf jeden Fall erforderlich, diesen Aufwand genauer zu untersuchen und gegen den erhofften Nutzen – der allerdings sicherlich auch nur sehr grob abschätzbar ist – abzuwägen.

**Die Zunahme der Komplexität der Netzentgeltsystematik sollte bei zeitvariablen Netzentgelten begrenzt bleiben.** Ein weiteres häufig geäußertes Argument gegen zeitvariable Netzentgelte betrifft die damit einhergehende Zunahme der Komplexität der Netzentgeltsystematik. Hier stellt sich allerdings die Frage, für welche Akteure diese Komplexität tatsächlich problematisch wäre. Die Verbraucher würden hiermit im Wesentlichen nur dann konfrontiert, wenn sie aufgrund vorhandener Flexibilität 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 ist davon auszugehen, dass Verbraucher mit dem Konzept zeitlich veränderlicher Preise grundsätzlich durchaus vertraut sind, anders als etwa mit dem für sie vollkommen neuen Konzept von Bestelleistungen. Zudem werden sie hiermit in Zukunft durch das Aufkommen dynamischer Stromtarife ohnehin konfrontiert werden. Die professionellen Akteure wie Netzbetreiber und Marktteilnehmer dürften mit diesem Komplexitätsaspekt ebenfalls keine prinzipiellen Probleme haben, sondern in erster Linie den hiermit verbundenen Aufwand sehen, wie oben diskutiert. Dieser Einwand erscheint uns daher nicht allzu schwerwiegend. Er ist angesichts der zukünftigen Anforderungen an Lieferanten, dynamische Stromtarife anzubieten, auch nur noch begrenzt zeitgemäß.

Unter dem Strich erscheint das Modell der zeitvariablen Netzentgelte somit als eine – und unter den betrachteten Optionen die beste – Möglichkeit, verbrauchsseitige Flexibilität in ausgewogener Weise sowohl der **netzdienlichen Nutzung** zuzuführen als auch **anderen Nutzungen** offen zu halten und hierbei dem Verbraucher in verschiedener Hinsicht **echte Wahlfreiheit** zu bieten. Das Modell kommt **ohne Verpflichtungen und Pönalisierungen** aus, betont somit eher die **Chancen statt Einschränkungen** für die Verbraucher und lässt sich nahtlos in **marktbezogene Modelle** der Lieferanten/Aggregatoren integrieren. Es ist auch davon auszugehen, dass das Modell insgesamt zur Verbesserung der Kosteneffizienz der Stromversorgung und damit zur **Kostensenkung für Verbraucher** beiträgt, da es in der Lage ist, verbraucherseitige Präferenzen zu offenbaren und einen Suchprozess nach der optimalen Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität zu unterstützen. Diesen Vorteilen stehen außer den unvermeidlichen **Aufwandsaspekten**, die teilweise aber auch bei anderen Modellen oder aus anderen Gründen wie z. B. EU-rechtlichen Vorgaben anfallen würden bzw. werden, **keine gravierenden Nachteile oder Risiken** gegenüber, die eine Umsetzung bedenklich erscheinen lassen würden. Es werden zwar vielfach **Zweifel an der Wirkungsstärke** dieses Instruments geäußert. Diese erscheinen jedoch angesichts der

Erfahrungen mit dem ebenfalls zeitvariablen Entgeltmodell für die „atypische Netznutzung“ wie auch den früher üblichen Hoch-/Niedrigtarifmodellen nicht besonders gerechtfertigt. Zudem wären zeitvariable Netzentgelte ein **zeitgemäßes** Instrument, das dem Smart-Metering-Rollout aus Verbrauchersicht einen unmittelbaren Nutzen verleihen und Ansätze zur Digitalisierung des Verbrauchsverhaltens und der Netznutzung vorantreiben würde.



## 5 Quotierungsmodelle

Die Grundidee von Quotierungsmodellen besteht darin, dass Netzbetreiber den Verbrauchern zur Abwehr verbrauchsgetriebener Netzengpässe Einschränkungen hinsichtlich der von ihnen beanspruchbaren Netzkapazität auferlegen anstatt – wie etwa bei der „Spitzenglättung“ oder der klassischen Umsetzung von § 14a EnWG – direkt ihre Verbrauchseinrichtungen zu steuern. Der Begriff „Quotierung“ steht dabei dafür, dass diese Einschränkungen alle in Frage kommenden Verbraucher in gleichem Umfang treffen sollen. In der Regel sehen Quotierungsmodelle dabei vor, dass die quotierten Vorgaben für die beanspruchbare Netzkapazität nicht direkt den einzelnen Verbrauchern übermittelt werden, sondern den Lieferanten oder Aggregatoren, die mit den Verbrauchern in einem betroffenen Netzgebiet vertraglich verbunden sind.

Diese Modelle weisen grundsätzlich eine Nähe zu § 14a EnWG auf, v. a. weil sie ebenfalls auf die Abwehr verbrauchsgetriebener Netzengpässe fokussieren und hierzu netzbetreiberseitige Vorgaben im Sinne einer Mengensteuerung vorsehen. Im Detail weisen sie jedoch teilweise deutlich andere Merkmale auf als die Modelle auf Basis von § 14a EnWG, z.B. hinsichtlich der Freiwilligkeit der Teilnahme, der Vergütungsregelungen und der Modalitäten für den Einsatz der Flexibilität. Es liegen auch sehr unterschiedliche Ausgestaltungsvorschläge vor, so dass diese Modelle nicht in generalisierender Form bewertet werden können.

Wir haben uns in einer Studie für die Deutsche Energie-Agentur (dena) von 2019 [9] näher mit dieser Klasse von Flexibilitätsmodellen befasst und verschiedene konkrete Gestaltungsvorschläge untersucht, so z. B. die von Ecofys und Fraunhofer IWES in einer Studie für Agora Energiewende [12] vorgeschlagenen Varianten. Dies umfasst u. a. eine Variante, die eine freiwillige Teilnahme und Vergütungen auf regulierter Basis vorsieht und damit besonders starke Parallelen zu § 14a EnWG aufweist, aber auch eine Variante, die mit verpflichtender Teilnahme und der Möglichkeit eines Sekundärhandels von Netznutzungsrechten einhergeht.

In der jüngeren Vergangenheit wurden weitere Ausprägungen von Quotierungsmodellen vorgeschlagen, so etwa durch Navigant (ehemals Ecofys) und Kooperationspartnern in einer Studie für Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project [6] und durch den Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) [13]. An dieser Stelle soll nur auf den letztgenannten, erst vor wenigen Monaten veröffentlichten Modellvorschlag näher eingegangen werden, und dies auch nur in knapper Form.

Auch der bne-Vorschlag weist in verschiedenen Punkten Parallelen zu § 14a EnWG auf, etwa indem er vorsieht,

- dass Verbraucher sich freiwillig für eine Teilnahme entscheiden können,
- dass sie hierfür eine pauschale, d. h. nicht einsatzabhängige Vergütung („Flexibilitätsprämie“) erhalten,
- dass im Engpassfall die (viertelstündlich veränderlichen) „Quoten“ für die beanspruchbare Netzkapazität verbraucherscharf durch den Netzbetreiber vorgegeben werden,
- dass eine Obergrenze für den Umfang der Quotierung pro Tag und Verbraucher gesetzlich vorgegeben wird und
- dass Verbraucher – ähnlich wie bei der „Spitzenglättung“ – eine Leistungsgrenze für die maximale Einsenkung der von ihnen beanspruchbaren Netzkapazität wählen können, die sich auch auf die Höhe der Flexibilitätsprämie auswirkt.

Daneben weist der Vorschlag aber auch Elemente auf, die sich deutlich von den bisherigen Umsetzungsformen von § 14a EnWG und auch vom Modell der „Spitzenglättung“ unterscheiden:

- Die Modellbeschreibung hebt ausdrücklich das Ziel hervor, dass der Netzausbau durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung nicht beliebig weitgehend, sondern nur auf ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Maß begrenzt werden soll, und dass die verbrauchsseitige Flexibilität ansonsten möglichst weitgehend system-/marktorientiert genutzt werden soll.
- Der Einsatz der Flexibilität soll über Lieferanten oder Aggregatoren erfolgen, die mit den flexiblen Verbrauchern vertraglich verbunden sind. Hierdurch soll u. a. eine nahtlose Integration der netzdienlichen Flexibilitätseinsätze in die sonstige Nutzung der Flexibilität ermöglicht werden, um deren Wert zu maximieren. Des Weiteren erübrigen sich hierdurch Überlegungen zum bilanziellen Ausgleich von netzbetreiberseitigen Eingriffen, da dieser Ausgleich dann im Verantwortungsbereich der Lieferanten/Aggregatoren liegt.
- Die Quotenvorgaben für einen Liefertag sollen am Mittag des Vortags durch den Netzbetreiber festgelegt und übermittelt werden, damit die Lieferanten/Aggregatoren diese rechtzeitig in ihren Bewirtschaftungsentscheidungen berücksichtigen können. Die Möglichkeit von zusätzlichen ad-hoc-Eingriffen zum Lieferzeitpunkt wird nur als eine Rückfalloption vorbehalten, deren Nutzung für den Netzbetreiber über ein entsprechendes Anreizelement wirtschaftlich nachteilig sein soll.
- Die „Flexibilitätsprämie“ soll nicht durch Reduktion der Netzentgelte umgesetzt werden, sondern durch direkte, von den Netzentgelten unabhängige Zahlungen vom Netzbetreiber an die Verbraucher oder deren Lieferanten/Aggregatoren. Hierdurch soll eine Integration der Prämie in die Geschäftsmodelle der Lieferanten/Aggregatoren erleichtert werden. Zudem würden die Prämienzahlungen dann als eigenständiges Kostenelement beim Netzbetreiber sichtbar und nicht „automatisch“ durch Erhöhung der regulären Netzentgelte refinanziert. Netzbetreibern könnte dann – wie aktuell auch für andere Engpassmanagementkosten diskutiert – ein Kostensenkungsanreiz für diese Kosten gesetzt werden.

Diese Elemente des Modellvorschlags betreffen zum Teil wesentliche Kritikpunkte am Modell der „Spitzenglättung“, die wir in Kapitel 3 angesprochen haben, und sind daher aus unserer Sicht in jedem Fall beachtenswert. Dies gilt unabhängig von der Frage, ob sich dieses Quotierungsmodell *insgesamt* als eine Alternative zur „Spitzenglättung“ eignet. Wir halten dies zumindest in bestimmten Punkten für fraglich. So ist z. B. unklar, ob eine robuste Festlegung der Gesamtkapazität je Verbraucher, auf die sich die Quotenvorgaben beziehen, möglich ist, ohne hierbei Fehlanreize zu einer überhöhten Wahl der Kapazität zu schaffen. Auch die Überlegungen zur Ermittlung der Flexibilitätsprämie werfen Fragen hinsichtlich der sachgerechten Allokation der Netzkosten und der Einsparungen durch die Flexibilitätsnutzung sowie hinsichtlich möglicher Fehlanreize oder Mitnahmeeffekte auf. Diese Punkte sollen an dieser Stelle nicht umfassend vertieft werden. Wesentlich erscheint uns jedoch, dass die oben genannten Modellaspekte auch unabhängig von sonstigen Eigenschaften des Quotierungsmodells in Betracht gezogen werden können und sollten, so auch bei einer möglichen Weiterentwicklung des Modells der „Spitzenglättung“. Wir erachten dieses Quotierungsmodell jedoch *nicht* als eine Alternative zur Einführung zeitvariabler Netzentgelte. Es könnte vielmehr – soweit grundsätzlich umsetzbar – *in Kombination* mit zeitvariablen Netzentgelten in Betracht gezogen werden, analog zu den Überlegungen im nachfolgenden Kapitel zu einer Kombinierbarkeit zeitvariabler Netzentgelte mit der „Spitzenglättung“.

## 6 Kombinierbarkeit der Modelle

Wie in den vorhergehenden Kapiteln diskutiert, sind Flexibilitätsmodelle, die auf § 14a EnWG beruhen, und zeitvariable Netzentgelte zwei Instrumente, deren Zielsetzungen sich zwar überlappen, aber nicht deckungsgleich sind. **Modelle nach § 14a EnWG sind eher für das Management akuter Netzengpässe geeignet, während zeitvariable Netzentgelte eher auf eine präventive Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens hin zu einer netzdienlichen Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität zielen.**

Daher sollte untersucht werden, unter welchen Bedingungen diese Modelle miteinander kombiniert werden können. Dies ist, wie in Kapitel 4 bereits angedeutet, im Grundsatz möglich. Mit der Bereitstellung von Zugriffsrechten an den Netzbetreiber gemäß § 14a EnWG nimmt der Verbraucher in Kauf, dass in einem kleinen Teil der Zeit Vorgaben für das Verbrauchsverhalten durch den Netzbetreiber erteilt werden. In dem verbleibenden, deutlich größeren Teil der Zeit entscheidet jedoch weiterhin der Verbraucher selbst (oder ein Aggregator) über den Einsatz der Flexibilität. In diesem Teil der Zeit können zeitvariable Netzentgelte dann eine Wirkung entfalten. Die zeitvariablen Netzentgelte könnten dabei durchgehend angewandt werden, auch in Zeiträumen, in denen der Netzbetreiber steuernd auf die Flexibilität zugreift. In diesen Zeiträumen könnten die Verbraucher jedoch nicht mehr oder nur noch in reduziertem Umfang auf das Preissignal reagieren.

Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass sich bei einer derartigen Kombination zeitvariabler Netzentgelte mit einem Modell nach § 14a EnWG aus der konkreten Ausgestaltung Inkompatibilitäten ergeben oder die Modelle gegenseitig ihren Nutzungsspielraum einengen. Dies wird nachfolgend mit Blick auf den konkreten Modellvorschlag der „Spitzenglättung“ diskutiert:

- Da sowohl zeitvariable Netzentgelte als auch das Modell „Spitzenglättung“ einen Bezug zur **Netzentgeltsystematik** aufweisen, ist es denkbar, dass sie in dieser Hinsicht nicht zueinander kompatibel sind. Dies ist bei der „Spitzenglättung“ tatsächlich nicht unwahrscheinlich. Hier werden zum einen Erlösanteile durch die Entgelte für Bestelleistung gedeckt und zum anderen reduzierte Arbeitspreise für flexible Verbraucher eingeräumt. Diese beiden Anpassungen führen dazu, dass die Arbeitspreise generell abgesenkt werden, besonders stark aber für flexible Verbraucher. Es verbleibt dann entsprechend weniger Spielraum, um den Arbeitspreis mit einem zeitvariablen Preissignal auszustatten.

Es ist möglich, dass dieser Spielraum für eine angemessene Preisspreizung der zeitvariablen Netzentgelte zu klein wird, jedenfalls sofern keine negativen Arbeitspreise zugelassen werden. (Dies wäre konzeptionell zwar durchaus möglich, im deutschen Netzentgeltsystem aber völlig neu und gerade für private Verbraucher vermutlich schwer nachvollziehbar und daher auch kaum zumutbar.) Beispielsweise wäre die in Abschnitt 4.4 beispielhaft hergeleitete Preisspreizung in der Größenordnung von 3 ct/kWh (brutto) nicht mit dem ebenfalls beispielhaft von EY/BET dargestellten Arbeitspreis für bedingte Stromentnahme von 1,5 ct/kWh (netto, entsprechend ca. 1,8 ct/kWh brutto) kompatibel.

Um diese Inkompatibilität zu vermeiden, dürften die *Arbeitspreise* für flexible Verbraucher bei dem Modell „Spitzenglättung“ nicht übermäßig stark abgesenkt werden. Dies wäre aber bei einer Kombination der Modelle auch vollkommen gerechtfertigt, denn es wäre nicht sachgerecht, zwei ähnlich stark bemessene Anreize für die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung zu überlagern. Dies würde auf einen Überanreiz für flexible Verbraucher und damit zu einer ungerechtfertigten Mehrbelastung für unflexible Verbraucher hinauslaufen.

Daneben könnte erwogen werden, die Entgeltreduktion für flexible Verbraucher im Modell „Spitzenglättung“ teilweise über einen reduzierten *Grundpreis* umzusetzen.

- Im Hinblick auf ihre Wirkungsziele können sich die Modelle gegenseitig Nutzenpotenziale „abschöpfen“. Ein Netzengpass, der durch eines der Modelle umfassend abgewehrt wird, muss nicht auch noch durch das andere Modell adressiert werden. Hier sehen wir, wie bereits in Kapitel 4 diskutiert, eine klare Prioritätensetzung: **Es sollte ein möglichst großer Teil der Engpässe präventiv durch Anwendung zeitvariabler Netzentgelte und nur der verbleibende Teil durch kurzfristig vom Netzbetreiber vorgenommene „harte Eingriffe“ abgewehrt werden. In dieser Hinsicht scheint uns das Konzept der „Spitzenglättung“ weit über das vertretbare Maß hinauszugehen. Es sollte darauf beschränkt werden, *tatsächlich* nur *selten* für die Abwehr akuter Engpässe zum Einsatz zu kommen, die trotz der präventiv wirkenden zeitvariablen Netzentgelte (und trotz der selbstverständlich auch weiterhin notwendigen Ausbaumaßnahmen durch den Netzbetreiber) noch auftreten.**

## 7 Literatur/Quellen

- [1] EY, BET, WIK: Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Gutachten im Auftrag des BMWi, 28.08.2019
- [2] EY, BET: Umfrage Barometer – Instrument „Spitzenglättung“ – Teil 1: Genauere Ausgestaltung § 14a EnWG. Branchendiskussion zur Spitzenglättung im Rahmen der AG INuZ, Fragebogen 1, Oktober 2019
- [3] EY, BET: Umfrage Barometer – Instrument „Spitzenglättung“ – Teil 2: Vorbereitung der Detailworkshops und weitere Ausgestaltung § 14a EnWG. Branchendiskussion zur Spitzenglättung im Rahmen der AG INuZ, Fragebogen 2, Februar 2020
- [4] EY, BET: Digitalisierung der Energiewende – Anpassung des § 14a EnWG – Fragebogen 3: Übergangsregelungen, Mai 2020
- [5] 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.
- [6] Navigant et al.: Verteilnetzausbau für die Energiewende, Elektromobilität im Fokus (Teil 1). Abschlussveranstaltung eines Projekts für Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project, 26.08.2019
- [7] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019, 13.01.2020
- [8] Consentec, Fraunhofer ISI: Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 11.06.2018
- [9] Consentec: Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität. Gutachten für die Deutsche Energie-Agentur (dena), Juli 2019
- [10] E-Bridge Consulting, ZEW, TU Clausthal: Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018
- [11] Schuster, H.; Leberwurst, J.; Wittig, D.: Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden. e/m/w, Nr. 01/2019, S. 30-33.
- [12] Ecofys, Fraunhofer IWES: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, März 2017
- [13] Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.: Das bne-Quotenmodell für mehr Flexibilität im Verteilnetz. Positionspapier, 18.03.2020