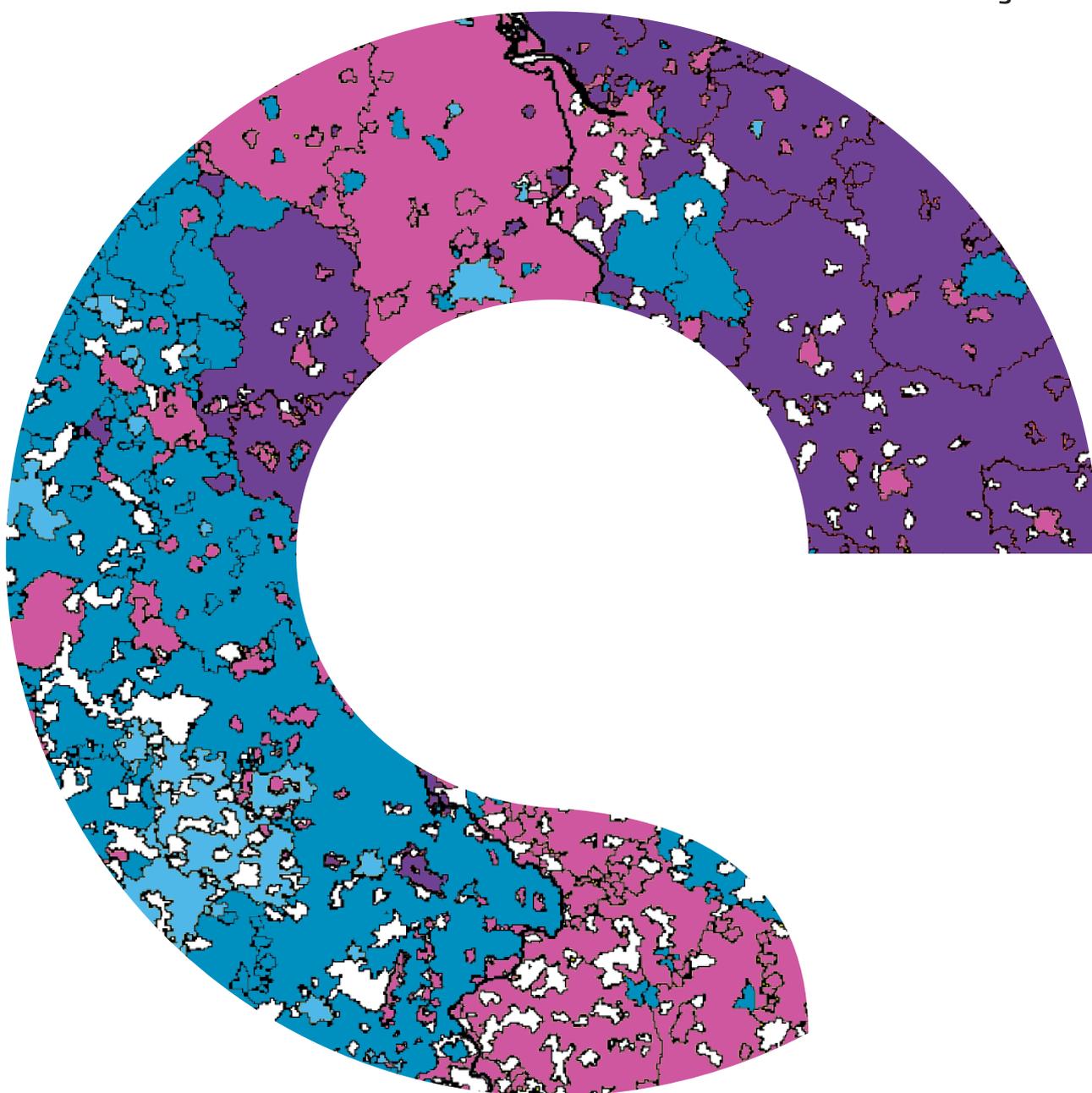

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

ANALYSE

Agora
Energiewende



Netzentgelte in Deutschland

IMPRESSUM

ANALYSE

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Dr. Barbara Praetorius
barbara.praetorius@agora-energiewende.de

Redaktion: Mara Marthe Kleiner

DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE:

The Regulatory Assistance Project
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Andreas Jahn
ajahn@raponline.org

Korrektorat: Infotext GbR | Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC | Ettlingen
Titelbild: Eigene Darstellung

054/08-A-2014/DE

Version 1.01

Veröffentlichung: Dezember 2014

Bitte zitieren als:

RAP (2014): *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Energiewende macht es erforderlich, auch viele weitere Komponenten der Stromversorgung neu zu gestalten. Das gilt auch für die Netze und das System der Wälzung der Netzkosten auf die Verbraucher über Netzentgelte. Das Grünbuch Strommarktdesign des Bundeswirtschaftsministeriums vom November 2014 kündigt folgerichtig eine genauere Prüfung der Netzentgelte an.

Netzentgelte machen in der Regel zwischen 10 und 25 Prozent der Stromrechnung aus, wobei die Spanne jedoch bundesweit – je nach Abnahmefall und Region – wesentlich größer ist und von wenigen Prozent bis zur Hälfte der Stromrechnung reicht. Nachdem die Netzentgelte von 2006 bis 2011 rückläufig waren, steigen sie seither wieder leicht an. Umso wichtiger ist es, die Netzentgelte künftig so zu gestalten, dass sie die grundlegenden Marktsignale möglichst wenig verzerren und zugleich mit den Zielen der Energiewende kompatibel sind. Ein zentrales Kriterium ist dabei die Systemdienlichkeit: die Netzentgelte sollten den flexiblen Einsatz der Erzeugungs-

und Verbrauchsoptionen honorieren und den Ausbau der erneuerbaren Energien sinnvoll unterstützen.

Die bestehende Netzentgeltsystematik enthält einige Regelungen, die gegenteilige Effekte hat: So wird etwa ein flexibles Lastmanagement von Industriekunden bestraft, anstatt es zu befördern. Zudem stellt die regionale Wälzung von Netzkosten Regionen mit niedriger Absatzdichte und hohem Ausbau der erneuerbaren Energien schlechter als den Rest der Republik. Damit stellt sich die Frage nach den Alternativen und dem Anpassungsbedarf zum gegenwärtigen System. Wir haben deshalb das Regulatory Assistance Project (RAP) beauftragt, die aktuelle Netzentgeltsystematik genauer auf ihre Energiewendetauglichkeit zu prüfen und zu bewerten, welche Reformvorschläge am ehesten dazu geeignet sind, um die Schwächen zu beseitigen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre.
Ihr Dr. Patrick Graichen

Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Netzentgelte müssen systemdienlich sein und die Integration der erneuerbaren Energien ermöglichen. Regelungen, die Inflexibilität bei Erzeugung und Verbrauch oder Eigenverbrauch anreizen, müssen entsprechend angepasst werden. Das betrifft pauschal gewährte „vermiedene“ Netzentgelte genauso wie undifferenzierte Netzentgeltbefreiungen für Großverbraucher.

2.

Die Netzentgelte für die Industrie sollten rasch reformiert werden – weg von den Entgelten auf Basis der Jahreshöchstlast hin zu zeitlich differenzierten Leistungs- und Arbeitsentgelten. So können sowohl lokale Netzengpässe adressiert werden als auch Industriebetriebe von niedrigen Börsenpreisen bei hoher Wind- und Solareinspeisung profitieren und so das System stabilisieren.

3.

Höhere Grundpreise oder Leistungskomponenten sind bei Haushaltskunden nicht zielführend. Sie wären weder verursachungsgerecht noch sozialverträglich, da die Haushalte mit dem geringsten Verbrauch die größten Zusatzkosten tragen würden.

4.

Kleinverbraucher mit Eigenerzeugung wie Photovoltaik oder Mini-Blockheizkraftwerken profitieren vom Netz und müssen an dessen Kosten beteiligt werden. Zeitlich differenzierte Netzentgelte sind auch hier mittelfristig der richtige Ansatz; kurzfristig kann eine differenzierte Netzservicepauschale aushelfen.

5.

Die Netzkosten sollten bundeseinheitlich gewälzt werden. Die Energiewende und der Ausbau der erneuerbaren Energien sind ein nationales Projekt. Ein System, das die Kosten für Netzausbau und Engpassbewirtschaftung einseitig den ländlichen Ausbauregionen auflastet, führt zu Fehlanreizen.

Inhalt

1	Einführung	5
2	Grundsätze der Netzentgeltgestaltung	7
3	Das System der Netzentgelte in Deutschland	9
a.	Kosten und Erlöse der Netzbetreiber	9
b.	Kostentragung durch die Stromverbraucher	10
4	Herausforderungen für das aktuelle Netzentgeltsystem	13
a.	Anreize für Eigenerzeugung und -verbrauch	13
b.	Netzentgeltbefreiung für dezentrale Erzeugung	13
c.	Stadt-Land- und West-Ost-Gefälle bei den Netzkosten	14
d.	Effizienz und Flexibilität	15
5	Optionen für eine zeitgemäße Netzkostenallokation	17
a.	Wer entrichtet die Entgelte?	17
i.	Entgelte für den Verbraucher	17
ii.	Entgelte für Erzeuger	17
iii.	Entgelte für den Lieferanten/Transporteur (entsprechend der Transportdistanz)	19
b.	Wofür sollen Entgelte entrichtet werden?	20
i.	Festes Entgelt/Grundgebühr	21
ii.	Leistungspreis	24
iii.	Arbeitspreis	25
iv.	Dynamisches Entgelt	26
c.	Lokale oder bundesweit einheitliche Entgelte?	28
6	Reformbedarf der deutschen Netzentgeltsystematik	31
a.	Transparenz	31
b.	Vermiedene Netzentgelte	31
c.	Beteiligung der Erzeugung an den Netzkosten	32
d.	Bundesweiter Kostenausgleich	33
e.	Leistungs- und Grundpreise bei Kleinverbrauchern	33
f.	Netzentgelte bei Großverbrauchern	34
g.	Dynamisches Netzentgelt	35
7	Zusammenfassung und Resümee	37
	Literaturverzeichnis	39

1 Einführung

Für Betrieb, Erhalt und Ausbau des Stromnetzes in Deutschland fallen jährlich mehr als 17 Milliarden Euro an.¹ Gemessen an der gesamten Stromversorgung ist dies ein erheblicher Kostenblock, dessen Entstehung und Finanzierung volkswirtschaftlich effizient gestaltet werden muss, um Fehlanreize zu vermeiden.

Stromnetze sind aus ökonomischer Sicht natürliche Monopole. Es ist volkswirtschaftlich nicht effizient, mehrere Netze parallel zu bauen und miteinander in Wettbewerb treten zu lassen. Dies liegt in erster Linie an den hohen Fixkosten und den geringen Betriebskosten des Netzbetriebs. Für einen Regulierer, der bei natürlichen Monopolen erforderlich ist, stellen sich damit zwei Aufgaben: Erstens sind

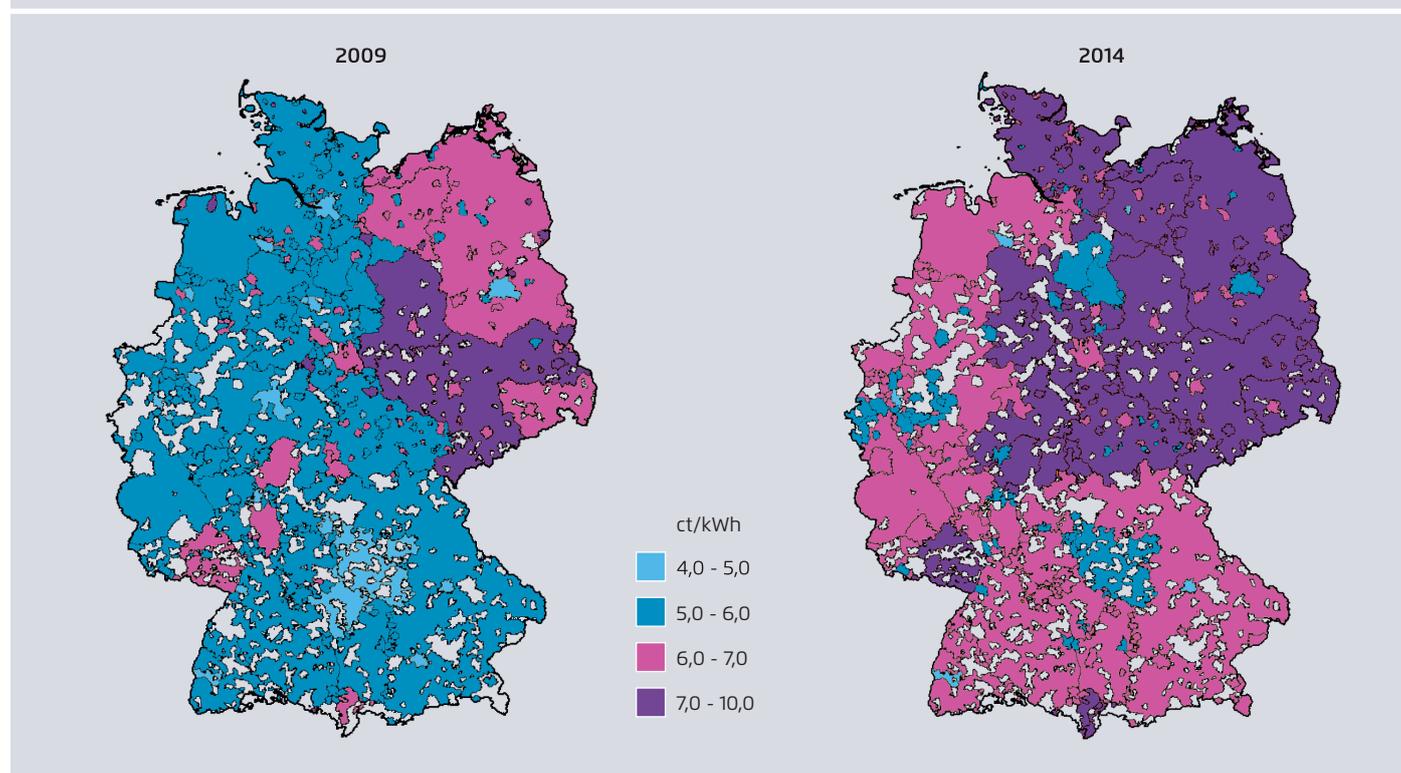
Regeln notwendig, die Monopolrenditen unterbinden, den Netzbetreibern aber trotzdem eine ausreichende Kostendeckung ermöglichen und einen effizienten Netzbetrieb sicherstellen. Zweitens muss entschieden werden, wie die Kosten des Stromnetzes auf die Gesellschaft – das heißt auf die Kunden, die Wirtschaft und den Staat – allokiert werden.

In dieser Expertise geht es ausschließlich um die zweite Aufgabenstellung. Die Gestehung oder gar die Berechtigung der zu tragenden Kosten sind nicht Gegenstand dieses Beitrags. Vielmehr wird praxisnah betrachtet, welche Konzepte realistische Anknüpfungspunkte bieten, um die Netzentgeltsystematik an die bestehenden Herausforderungen der Energiewende anzupassen.

1 Bundestagsdrucksache 18/536

Netzentgelte Haushaltskunden 2009 und 2014

Abbildung 1



Das heutige System der Entgelte für die Nutzung der Stromnetze wurde nach 1998 im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes und der Regulierung der Netze aufgebaut. In diesem System werden den Netzbetreibern regulierte Erlöse für Erhalt, Investition sowie Bewirtschaftung der Netze zugestanden. Es berechtigt die lokalen Netzeigentümer, von den Netzkunden Entgelte gemäß den veröffentlichten Preisblättern zu erheben. Im Zuge der Energiewende gerät das System jedoch zunehmend unter Druck. Bis 2009 sind die durchschnittlichen Netzentgelte gesunken, seit 2011 steigen sie jedoch für alle Verbrauchergruppen an und geraten daher wieder in die Diskussion.² Die Veränderungen vollziehen sich allerdings nicht gleichmäßig; systemimmanente Vorteile einzelner Nutzergruppen gehen immer stärker zulasten anderer Nutzergruppen. Als Beispiel seien hier die vermiedenen Netzentgelte und der Eigenverbrauch genannt (siehe Kapitel 4).

Dies hat Auswirkungen auf die lokalen Netzentgelte, die sich zunehmend auseinanderentwickeln, maßgeblich zwischen Stadt und Land sowie zwischen Ost und West (vergleiche hierzu die Karten in Abbildung 1).

Die asymmetrische Verteilung der Systemkosten hat bereits heute für die einzelnen Verbraucher sehr unterschiedliche Belastungen zur Folge. Für die Zukunft ist noch eine weitere Zunahme dieser Asymmetrie zu erwarten³. Daher wird die Forderung erhoben, das System der Netzkostenallokation zu überarbeiten. Dies fordert beispielsweise die ostdeutsche Industrie⁴, die die Netzkosten zunehmend als Wettbewerbsnachteil sieht. Selbst die Bundeskanzlerin hat bekundet, dass „unverhältnismäßige Belastungen [durch den Umbau des Energieversorgungssystems] einzelner Regionen und Verbrauchergruppen vermieden werden müssen“.⁵

Vor diesem Hintergrund beschreibt dieses Papier zunächst die heutige Regulierung in Bezug auf die Netzentgeltbil-

dung als auch deren Gestaltung und Ausnahmen. Die Herausforderungen der Energiewende werden im Kontext der Netzentgeltsystematik diskutiert. Abschließend erörtern wir die aktuellen Reformvorschläge mit ihren Wechselwirkungen und leiten daraus mögliche Handlungsempfehlungen ab.

2 Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2013

3 TU Dresden 2014

4 Mitteldeutscher Rundfunk, 10. September 2014, www.mdr.de

5 Lausitzer Rundschau, 11. September 2014, www.lr-online.de

2 Grundsätze der Netzentgeltgestaltung

Seit Infrastrukturen reguliert werden, stellt sich die Frage, wie die Kosten festgestellt werden und wer für diese aufkommt. Die einfachste Art der Umsetzung ist die Wälzung der minimal erforderlichen Aufwendungen auf den Nutzer. Im Detail wirft schon diese einfache Formel vielfältige Fragen auf.

In Deutschland werden heute keine Kosten, sondern Erlöse reguliert. Für die Genehmigung der Erlöse müssen allerdings weiterhin die zu deckenden Kosten des Netzbetreibers und Investors ermittelt und belegt werden. Diese können jedoch nicht grundsätzlich losgelöst von den Interessen der Nutzer betrachtet werden. Denn die Art und Weise der Kostenwälzung sowie die Bildung der Entgelte haben Einfluss auf die Inanspruchnahme der Netze. Zum einen reagiert der Nutzer zumindest theoretisch unterschiedlich auf verschiedene Entgelte (und Strompreise). Zum anderen gibt es bei der Preisgestaltung im natürlichen Monopol neben tech-

nisch-ökonomischen Kriterien (wie zum Beispiel dem Verursacherprinzip) weitere Aspekte, wie Gerechtigkeits- und Akzeptanzfragen, die beachtet werden müssen. Diese Erkenntnis hat James C. Bonbright schon Anfang der 1960er-Jahre veranlasst, eine Liste von Ansprüchen an die Tarifgestaltung zu formulieren, auf die bis heute in den Debatten Bezug genommen wird (Abbildung 2).

Hauptanliegen dieser Aufstellung war, die facettenreichen Anforderungen der Tarifgestaltung aufzuzeigen, um eine Abwägung zwischen einzelnen, sich teilweise widersprechenden Aspekten zu ermöglichen. Beispielsweise sind im heutigen deutschen System die in Punkt zwei benannten, planbaren Erlöse optimal erfüllt, da Erlösabweichungen durch Verbrauchsschwankungen vollständig auf die nächste Kalkulationsperiode übertragen werden. Diese Regelung geht jedoch zulasten der unter Punkt drei aufgeführten stabilen Entgelte.

Prinzipien der Tarifgestaltung

Abbildung 2

1. Erlösgewinnung bei fairen Renditen ohne unerwünschte Grundkostenerhöhung oder sozial bedenkliche Produktqualitäten und -sicherheiten
2. planbare und stabile Erlöse (für Netze)
3. planbare und stabile Entgeltkomponenten (für Verbraucher)
4. effiziente Tarifklassen bezüglich des angebotenen Services (Netz) und für einen rationellen Umgang mit Ressourcen (für Verbraucher)
5. Berücksichtigung aller aktuellen, zukünftigen, internen und externen Kosten und Erlöse für Kosten- und Erlösbestimmung
6. faire Entgelte zwischen den verschiedenen Kundengruppen, insbesondere horizontalen und vertikalen Gruppen, potenziellen und tatsächlichen Kunden
7. Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit im Tarifdesign, auch gegenüber einer Substitution des Strombezugs
8. dynamische Effizienz für Innovationsunterstützung und für ökonomisches Handeln, um das sich ändernde Angebot und die sich ändernde Nachfrage optimal zusammenzubringen
9. praktikable, das heißt einfache, verlässliche, angemessene Tarife mit minimierten Transaktionskosten und öffentlicher Akzeptanz
10. widerspruchsfreie, verständliche Tarife

Zusammenstellung in Anlehnung an Bonbright (1961)

Es gestaltet sich nicht einfach, neben den technisch-ökonomischen auch den sozio-ökonomischen Anforderungen gerecht zu werden, insbesondere in historisch gewachsenen Systemen. Das deutsche Regulierungssystem ist jedoch erst eine Dekade alt und noch in der Phase der Optimierung. Auf der Seite der Erlöserkennung werden diese Optimierungspotenziale im laufenden Monitoringprozess⁶ eruiert.

Zugleich steigt mit der Energiewende auch die Komplexität und Fehleranfälligkeit bei der Allokation von Netzinfrastrukturkosten. Durch Wechselwirkungen und Überlappungen von Effekten entstehen so gewollte oder ungewollte Anreize. Die Entgeltgestaltung hat somit neben der Refinanzierung der Infrastruktur immer einen Einfluss auf die nachgelagerten Märkte. Dies kann als Risiko, aber auch als Chance gesehen werden, das Gesamtsystem zu beeinflussen. Um diese Möglichkeiten aufzuschlüsseln zu können, wird im folgenden Kapitel das heutige Regulierungs- und Netzentgeltsystem im Überblick dargestellt.

6 Entsprechend § 33 Anreizregulierungsverordnung legt die Bundesnetzagentur zum 31. Dezember 2014 dem Bundeswirtschaftsministerium einen Bericht mit Vorschlägen zur weiteren Energienetzregulierung vor.

3 Das System der Netzentgelte in Deutschland

Nachfolgend werden die für die Analyse relevante Praxis der Regulierung der (a) Kosten und Erlöse der Netzbetreiber und (b) die Kostentragung durch die Stromverbraucher in Deutschland erläutert, die maßgeblich in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) niedergelegt sind:

a. Kosten und Erlöse der Netzbetreiber

- Die Kosten jedes Netzes werden von den jeweils dort angeschlossenen Kunden getragen. In diesem Sinne sind Verteilnetze die Kunden des jeweiligen Übertragungsnetzes, die privaten und industriellen Endverbraucher sind die Kunden der Verteilnetze. Ausnahmen dieser eigentumsbezogenen Kostenzuweisung bestehen nur für die Anbindung von Offshore-Windparks sowie insgesamt für Kostenbestandteile, die per Umlage⁷ allokiert werden.
- Das System der Anreizregulierung setzt auf Basis eines sogenannten Effizienzvergleichs jährliche Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber fest. Diese Erlöse müssen die gesamten zulässigen Netzkosten einschließlich der kalkulatorischen Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung inklusive Marge abdecken. Nach Angaben der Bundesnetzagentur lagen die insgesamt von ihr genehmigten Erlöse⁸ im Jahre 2009 bei 17,2 Milliarden Euro.
- Die bewilligten Erlöse des jeweiligen Netzbetreibers werden unabhängig von den über sein Netz abgesetzten Kilowattstunden (oder maximalen Leistungen) bestimmt. Die daraus abgeleiteten Netzentgelte führen in Verbindung mit den tatsächlichen Verbräuchen faktisch immer zu Mehr- oder Mindereinnahmen im Vergleich zu den genehmigten Erlösen. Diese Differenzen werden in der nächsten Entgeltberechnung vollständig gegengerechnet.
- Die Verteilnetzstruktur ist sehr heterogen, das heißt, sie reicht vom Gemeindewerk mit einigen Tausend bis zum großstädtischen oder regionalen Netz mit mehreren Millionen Verbrauchern. Eine ähnliche Heterogenität ist zum Beispiel auch bei der Absatzdichte⁹ festzustellen.
- Die rund 860 Betreiber¹⁰ von Stromnetzen werden nicht alle von der Bundesnetzagentur beaufsichtigt; unabhängig von dieser genehmigen neun Landesregulierungsbehörden¹¹ die Erlösobergrenzen inklusive der Investitionspläne für kleine und lokale Netze.
- Veröffentlicht werden die Preisblätter für die Netznutzung. Die Erlösobergrenzen oder Kosten der einzelnen Netze sind nicht bekannt.
- Netzbetreiber sind zum Netzausbau entsprechend des Nutzungsbedarfs verpflichtet. Auch wenn dieser Ausbau durch einen einzigen Netznutzer (gleich ob Verbraucher oder Erzeuger) verursacht wird, werden die Kosten von allen Nutzern im jeweiligen Verteilnetz gemeinsam getragen.
- Netzentgelte enthalten neben den direkten Netzkosten auch Komponenten der Systembereitstellung. Dies sind im Einzelnen:
 - auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber die Kosten für Systemdienstleistungen, also für die Bewirtschaftung von Netzengpässen¹² (*Redispatch*¹³, Abregelung¹⁴ von EEG-Anlagen) und die Vorhaltung der Regelleistung¹⁵ – ausgenommen die Arbeitspreise der Regelleistung;

9 § 24 Stromnetzentgeltverordnung

10 Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2013*

11 Sieben Bundesländer haben ihre Aufgaben der Bundesnetzagentur übertragen.

12 § 13 (1) Energiewirtschaftsgesetz

13 § 13 (1a) Energiewirtschaftsgesetz; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014: 115 Millionen Euro im Jahr 2013

14 2012 betragen die Kosten der EEG-Abregelung 33,1 Millionen Euro.

15 Die Kosten für Systemdienstleistungen lagen 2012 bei 1.077 Millionen Euro, im Vergleich zu den 1.152 Millionen Euro für die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur des Übertragungsnetzes.

7 Für abschaltbare Lasten, Kraft-Wärme-Kopplung, Offshore-Haftung und Ermäßigung industrieller Netzentgelte existieren bundesweite Umlagen, die alle Kunden gleichmäßig belasten.

8 Durch die Kostenwälzung sind darin Doppelzahlungen enthalten und Genehmigungen der Landesbehörden unberücksichtigt.

- auf Ebene der Verteilnetze die Ausgleichskosten der Kleinkunden mit Standardlastprofil.¹⁶

→ Die genehmigten Erlöse eines Netzbetreibers werden entsprechend der Kosten der jeweiligen Spannungsebene und Umspannung zugeordnet. Die daran anschließende Bildung der Netzentgelte wird im folgenden Absatz erläutert.

b. Kostentragung durch die Stromverbraucher

- Alle Kosten des öffentlichen Netzes werden von den angeschlossenen Nutzern, das heißt den Verbrauchern getragen. Die Erzeugung ist davon ausgenommen. In Analogie zu den (ursprünglichen) physikalischen Flüssen von der höchsten Spannungsebene hin zum Verteilnetz/Verbraucher werden die Kosten an die Verbraucher weitergereicht. Das Entgelt einer Entnahmestelle inkludiert somit über die gewälzten Kosten alle in Anspruch genommenen, vorgelagerten Spannungsebenen.
- Die genehmigten Erlöse werden in Form von Netzentgelten über einen Leistungspreis, einen Arbeitspreis, ein Abrechnungsentgelt, die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sowie einen optionalen Grundpreis erhoben.¹⁷ Über die unterschiedliche Unterteilung in diese Komponenten wird dabei einerseits der individuelle Beitrag an der Netzbelastung¹⁸ in Entgelte umgesetzt, andererseits die regulatorische Steuerung der Verbrauchsseite beabsichtigt. Praktisch bedeutet dies für höhere Spannungsebenen und große Verbraucher hohe Leistungspreise und geringe Arbeitspreise. Je geringer der Verbrauch und je niedriger die genutzte Spannungs-

ebene, desto höher wird der Anteil des Arbeitspreises an den insgesamt zu entrichtenden Netzentgelten. Für die große Kundengruppe der Haushalte und Kleingewerbe, die standardmäßig keine Leistungsmessung haben, bedeutet dies einen ausschließlichen Arbeitspreis, der oft durch eine pauschale Grundgebühr ergänzt wird. Hinzu kommt für alle Verbrauchsstellen ein Abrechnungsentgelt, das nicht nach Spannungsebene, sondern nur nach Lastgangmessung beziehungsweise Arbeitsmengenmessung unterschieden wird.

- Haushaltskunden und kleineres Gewerbe mit einem Stromverbrauch bis 100.000 Kilowattstunden pro Jahr zahlen ausschließlich einen Arbeitspreis von vier bis neun Cent je Kilowattstunde.
- Gewerbe und Handel mit Lastgangmessung und geringen jährlichen Vollbenutzungsstunden (unter 2.500) zahlen einen signifikanten Anteil der Netzentgelte als Arbeitspreis und zudem einen Leistungspreis.
- Die Industrie zahlt bei hohen jährlichen Vollbenutzungsstunden (über 2.500) maßgeblich nach in Anspruch genommener Höchstleistung. Entsprechend ist der Arbeitspreis hier verhältnismäßig gering.
- Maßgeblich ist jeweils ein Jahresleistungspreis. Bei starken Höchstlastschwankungen, beispielsweise bei saisonalem Betrieb, können für den Verbraucher auch Monatsleistungspreise interessant sein.

Tabelle 1 verdeutlicht diese Struktur und die Größenordnung der Netzentgelte am Beispiel Berlin für das Jahr 2014.

Ausnahmen von der Zahlung regulärer Netztarife in Form von Jahres- oder Monatsleistungspreisen und durchgängigen Arbeitspreisen erhalten folgende Kundengruppen:

- Verbraucher, deren maximale Bezugsleistung eine vor-hersehbare und erhebliche **Abweichung von der zeitgleichen Jahreshöchstlast** aller Entnahmen dieser Netzebene hat, erhalten nach § 19 (2) 1 StromNEV über diese sogenannte atypische Netznutzung bis zu 80 Prozent Ermäßigung.¹⁹

16 Kleinkunden werden über vorab definierte Verbrauchskurven beliefert, deren Abweichungen werden vom Verteilnetzbetreiber im sogenannten Differenzbilanzkreis aggregiert.

17 Die Kombination der (faktisch) drei Komponenten (1) Grundpreis plus Abrechnungsentgelt in Euro pro Abnahmestelle und Jahr, (2) Leistungspreis in Euro pro Kilowatt maximalen Leistungsbezug oder Leistungsbereitstellung und Jahr sowie (3) der Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde bestimmen das Tarifdesign, also nicht nur die Kostendeckung, sondern auch die damit verbundenen Anreize.

18 Gleichzeitigkeitsfaktor nach § 16 Stromnetzentgeltverordnung, siehe auch Kapitel 5.b

19 § 19 (2) 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

Netto-Netzentgelte in Berlin (2015 - vorläufig)

Tabelle 1

Entnahmespannungsebene	Jahresleistungspreis [€/kW*a]	Monatsleistungspreis [€/kW*M]	Abrechnungsentgelt/ Grundpreis [€/a]	Arbeitspreis [ct/kWh]
Benutzungsdauer über 2.500 h/a				
Hochspannung	37,90	7,52	192,51	0,90
Mittelspannung	37,58	7,45	192,51	1,81
Niederspannung	59,83	11,86	192,51	2,51
Benutzungsdauer unter 2.500 h/a				
Hochspannung	2,09		192,51	2,19
Mittelspannung	3,42		192,51	2,89
Niederspannung	4,89		192,51	4,30
Lastprofilkunden bis 100.000 kWh/a	-		10,12	5,13

Stromnetz Berlin 2014

- Bei **sehr hohen und gleichmäßigen Verbräuchen**²⁰ (ab zehn Gigawattstunden pro Jahr) werden nach § 19 (2) 2 StromNEV 80 bis 90 Prozent der regulären Netzentgelte erlassen. Der Umfang der Entlastung liegt 2014 insgesamt bei etwa 630 Millionen Euro.²¹
- Bei sogenanntem Stickleitungsbau, also ausschließlicher Selbstnutzung der Betriebsmittel einer Netz- oder Umspannungsebene, ist nach § 19 (3) StromNEV ein gesondertes Entgelt festzulegen.
- **Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ohne Leistungsmessung** in der **Niederspannung** (Speicherheizungen und Wärmepumpen), die vom Verteilnetzbetreiber während der Lastspitzen abgeschaltet werden, zahlen um bis zu 80 Prozent ermäßigte Netzentgelte. Bei 1,5 Millionen Nachtspeicherheizungen haben diese einen Umfang von geschätzten mehreren Hundert Millionen Euro.
- Für **Eigenerzeugung** müssen keine Netzentgelte entrichtet werden. Da die private Stromerzeugung bei gleichzeitigem Verbrauch das öffentliche Netz nicht in Anspruch nimmt, wird dieser auch nicht mit Netzkosten belastet. Gleiches gilt pauschal auch für Kraftwerkseigenverbrauch, der zeitungleich saldiert werden kann.
- **Dezentrale Erzeuger** erhalten vom Netzbetreiber ein Entgelt.²² Diese sogenannten **vermiedenen Netzentgelte** werden nach Leistungs- und Arbeitsentgelt für die vorgelagerten, vermiedenen Spannungsebenen ausgeschüttet, je nach Höhe der im jeweiligen vorgelagerten Netz gültigen Entgelte für Verbraucher.
- Entsprechend § 118 (6) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind nach 2008 neu errichtete **Speicher** für 20 Jahre und bestehende Pumpspeicher, bei denen die Leistung erhöht wurde, für 10 Jahre von Netzentgelten gänzlich befreit. Ansonsten können die vorher geschilderten Sonderregelungen in Anspruch genommen werden.

20 §19 (2) 2 StromNEV: Abnahmestellen mit einem Verbrauch über 7.000, 7.500 beziehungsweise 8.000 Benutzungsstunden zahlen nur 20, 15 beziehungsweise 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes.

21 Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber für 2014 auf www.netztransparenz.de

22 § 18 StromNEV begrenzt die Ausschüttung an den Anlagenbetreiber auf die Fälle, in denen keine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorliegt.

Genauere Daten zu den damit von den regulären Netzentgelten ausgenommenen und auf die restlichen, nicht privilegierten Verbraucher gewälzten Volumina – mit Ausnahme von 19 (2) 2 StromNEV – und den regionale Verteilungen der Ausnahmeregelungen als auch deren jeweiligen Kosten-Nutzen-Verhältnisse sind allerdings nicht bekannt.

4 Herausforderungen für das aktuelle Netzentgeltsystem

Die aktuelle Diskussion über die Struktur und die Reform der Netzentgelte hat mehrere konkrete Treiber, die zum Zeitpunkt ihrer Einführung unbedeutend waren und aufgrund des dynamischen Ausbaus der dezentralen Erneuerbaren Energien unerwünschte Anreize generieren. Im Folgenden werden diese Herausforderungen detailliert geschildert.

a. Anreize für Eigenerzeugung und -verbrauch

Steigende Bezugskosten und sinkende Gestehungskosten machen es für Industrie, Gewerbe und Haushalte zunehmend interessant, Strom für den eigenen Bedarf selbst zu erzeugen. Die betriebswirtschaftliche Rentabilität dieses Eigenverbrauchs ergibt sich aus dem Vergleich mit den Bezugskosten aus dem öffentlichen Netz. Da Netzentgelte nur für den bezogenen Strom zu entrichten sind, ist der Anreiz zur Eigenerzeugung in Gebieten mit hohen Netzentgelten am größten. Teure Netze haben damit ein Potenzial zu einer selbstverstärkenden Umverteilungsdynamik: Je höher die Entgelte, die für aus dem Netz bezogenen Strom zu bezahlen sind, desto größer ist der Anreiz für den Eigenverbrauch, für den diese Kosten nicht anfallen. Dies führt für die verbleibenden Verbraucher zu steigenden Netzentgelten, da die Netzinfrastruktur weiterhin für alle, das heißt weitgehend verbrauchsunabhängig vorgehalten und betrieben werden muss. Dies erhöht erneut den Anreiz zur Eigenerzeugung und zum Eigenverbrauch etc.

Zusätzlich zum (traditionellen) industriellen und gewerblichen Eigenverbrauch geht die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Umlageberechnung 2015 von zwei Terawattstunden Eigenverbrauch aus.²³ Aktuell stellt dies für die gesamte Summe der genehmigten Netzerlöse

23 Schätzung der Prognos AG für die Berechnung der EEG-Umlage 2015: www.netztransparenz.de

noch keine wesentliche Größenordnung dar, denn selbst bei diesem Wert würden nur rund 130 Millionen Euro an Netzentgelten umverteilt.²⁴ Zudem sind keine Informationen bekannt, dass dies in einzelnen Netzen zu nennenswerten Auswirkungen führt. Nichtsdestotrotz ist bei unveränderten Rahmenbedingungen davon auszugehen, dass der Eigenverbrauch zunehmen und zu signifikanten Umverteilungen der lokalen beziehungsweise regionalen Netzentgelte führen wird.

b. Netzentgeltbefreiung für dezentrale Erzeugung

Die Zunahme der dezentralen Erzeugung ist ein Charakteristikum der Energiewende in Deutschland. So sind die über 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen fast ausschließlich am Verteilnetz angeschlossen. Mit Ausnahme sehr großer Windenergieparks trifft dies auf alle anderen Erneuerbaren Energien und auf das Gros der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu. Damit werden heutige Verteilnetze, insbesondere ländliche Netze, durch erneuerbare Erzeugung in Verbindung mit geringem Absatz immer häufiger zu Einspeisenetzen. Entsprechend werden auch der Netzausbau und die Netzerweiterung zunehmend durch diese verlagerte Einspeisung bedingt.

Bei der Etablierung des Entgeltsystems wurde die dezentrale Erzeugung pauschal, also ohne Betrachtung der tatsächlichen Wirkungen, als entlastend für die vorgelagerten Netzebenen eingestuft. Dieser vermutete Systemnutzen wird seither über die vermiedenen Netzentgelte²⁵ der vorgelagerten Netzstufen ausgezahlt. Die Bundesnetzagentur weist für das Jahr 2011 vermiedene Netzentgelte in Höhe von

24 2 Terawattstunden mal 6,52 Cent je Kilowattstunde (Durchschnitt 2013) sind 130 Millionen Euro gegenüber 17 Milliarden Euro insgesamt genehmigter Netzerlöse.

25 § 18 Stromnetzentgeltverordnung

907 Millionen Euro²⁶ aus. Zwischenzeitlich ist die gesamte Ausschüttung an vermiedenen Netzentgelten auf rund 1,6 Milliarden Euro²⁷ im Jahr 2014 angestiegen. Das sind rund neun Prozent der gesamten Netzerlöse von etwa 17 Milliarden Euro.

Dabei ist zu beachten, dass insgesamt 44 Prozent oder 750 Millionen Euro der vermiedenen Netzentgelte der erneuerbaren Erzeugung²⁸ zufließen. Dieser Betrag reduziert heute die EEG-Umlage von 24,3 auf 23,6 Milliarden Euro, also um knapp drei Prozent. Beachtenswert ist der Verteilungseffekt dieser Regelung. Das Instrument der EEG-Umlage²⁹ zielt eigentlich darauf, die Investitionen in erneuerbare Erzeugung über alle Verbraucher und Regionen hinweg gleichmäßig zu refinanzieren. Dies wird durch die Auslagerung von EEG-Förderkosten über die vermiedenen Netzentgelte in die Netzentgelte konterkariert. Denn dieser EEG-Vergütungsanteil wird ausschließlich von den Verbrauchern des jeweiligen Verteilnetzes getragen, in denen die Anlagen installiert werden – mutmaßlich in sehr unterschiedlicher Höhe. Denn je weniger dezentrale Erzeugung vorhanden ist und je geringer die vorgelagerten Netzentgelte sind, desto geringer fallen auch die vermiedenen Netzentgelte aus. Das Volumen der vermiedenen Netzentgelte heute ist heute weder in Bezug zu den Erlösen nach Verbrauchsgruppe, Netzebene oder Netzbetreiber bekannt. Es ist jedoch aufgrund des signifikanten Umfangs der vermiedenen Netzentgelte und der sehr heterogenen Netzstruktur zu vermuten, dass es durch vermiedene Netzentgelte schon zu signifikanten Entgelterhöhungen gekommen ist, speziell in ländlichen Regionen mit hohem Anteil dezentraler Einspeisung.

c. Stadt-Land- und West-Ost-Gefälle bei den Netzkosten

Die Netzkosten und Netzentgelte hängen elementar mit der Netzstruktur zusammen. Betreiber urbaner Netze mit hoher Absatzdichte erheben grundsätzlich niedrigere Entgelte als Betreiber ländlicher Netze, in denen die Netzkosten bei regelmäßig längeren Distanzen (und entsprechend höheren Infrastrukturkosten) auf einen geringeren Verbrauch umgelegt werden müssen.

Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien werden maßgeblich in ländlichen Gebieten zugebaut, das heißt in Netzen mit geringem Verbrauch und wenigen Verbrauchern. Die Netzkosten für diese Windparks, Biomasse- und Photovoltaikanlagen werden somit ausschließlich von den Verbrauchern des jeweiligen Verteilnetzes getragen.

Eine Ursache für die Ost-West-Unterschiede sind die nach der Wiedervereinigung im Osten verstärkter durchgeführten Investitionen in die Netze. Diese befinden sich noch stärker in der Abschreibung als die länger zurückliegenden Investitionen im Westen. Diese Kostendifferenzen werden durch den demografischen Wandel tendenziell noch verstärkt, da die höheren Investitionen von einer schrumpfenden Bevölkerung getragen werden müssen. Allerdings steigen absehbar auch die Investitionen in die Netze in den früheren westdeutschen Regionen, um sie zu modernisieren. Dieser anstehende westfokussierte Investitionszyklus kann zu einem Angleichen der Netzentgelte in Ost- und Westdeutschland führen. Aber auch perspektivisch bleiben Differenzen, wenn auch weniger zwischen West und Ost als zwischen Stadt und Land. Zu diesem Ergebnis kommt unter anderem die TU Dresden³⁰ in ihrem Gutachten für die Sächsische Staatskanzlei, in dem auf Landkreisebene insbesondere die Netzinvestition und der demografische Wandel betrachtet wurden.

Zu den unterschiedlichen Netzausbaukosten addieren sich die unterschiedlichen Kosten der Engpassbewirtschaftung (*Redispatch* und Abregelung von EEG-Anlagen), die eben-

26 Bundestagsdrucksache 18/536

27 Vortrag der Bundesnetzagentur auf der Netzentgeltkonferenz in Göttingen am 19. März 2014

28 Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Umlageberechnung 2015

29 § 37 Erneuerbare-Energien-Gesetz

30 Technische Universität Dresden 2014

falls beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber und den nachgelagerten Verteilnetzen verbleiben. Im Verteilnetz selbst sind die beschriebenen Effekte des Eigenverbrauchs und der vermiedenen Netzentgelte auszugleichen.

In der Praxis ergeben sich damit regional sehr unterschiedliche Netzentgelte für gleiche Abnahmefälle. Sie reichen von 4,75 Cent je Kilowattstunde in Düsseldorf bis hin zu 9,88 Cent je Kilowattstunde im nördlichen Brandenburg.³¹ Diese starke Spreizung (siehe auch Abbildung 1 in Kapitel 1) verstärkt sich tendenziell und wird von den betroffenen Netzbetreibern, Kommunen, Regionen und Verbrauchern zunehmend als Standortnachteil betrachtet.³²

d. Steigerung der Effizienz und Flexibilität

Für eine Kostenoptimierung der Energiewende ist ein effizienter Umgang mit Energie unerlässlich.³³ Entsprechend hat die Politik konkrete Effizienzziele benannt.³⁴ Obwohl Energieeffizienz sowohl für den Investor als auch für das Energieversorgungssystem und die Gesamtwirtschaft³⁵ meist rentabel ist³⁶, bleibt die Umsetzung im angestrebten Maße aus. Zwar soll in diesem Papier nicht im Schwerpunkt behandelt werden, wie das ökonomische Potenzial der Effizienz in den Energiemärkten und den Wertschöpfungsstufen entfaltet werden kann. Beachtenswert ist jedoch, dass auch in Deutschland schon mit Einführung der Anreizregulierung 2005 die genehmigten Netzerlöse von den abgesetzten Strommengen entkoppelt wurden und damit die Auswirkung der Energieeffizienz auf die Refinanzierung der Netzinfrastruktur und damit für die Netzbetreiber beseitigt wurde. Ein ähnliches Vorgehen ist ebenso für andere Erlöse

erstrebenswert, die ebenfalls an die Strommenge geknüpft sind. Zu nennen ist hier zum Beispiel die Konzessionsabgabe.³⁷

In Deutschland sind Wind und Sonne die maßgeblichen erneuerbaren Erzeugungsressourcen.³⁸ Da diese nur fluktuierend zur Verfügung stehen und nur durch Abregelung an die Nachfrage angepasst werden können, bedarf es einer Flexibilisierung der übrigen Ressourcen, um die Lastdeckung effizient sicherstellen zu können. Aufgrund der verbleibenden steuerbaren Erzeugung kommt damit eine neue Herausforderung auf die Nachfrage zu. Verbrauchsseitige Flexibilität wird zum Erfolgsfaktor. Je besser eine Flexibilitätsadaption über die Nachfrage im Energiemarkt³⁹ gelingt, desto weniger muss für die Vorhaltung der Versorgungssicherheit, zum Beispiel in Form von Überkapazitäten sowie Speicherung, aufgewendet und ausgegeben werden.

Wie in der Abbildung 3 ersichtlich, kommt es zukünftig in Deutschland in einzelnen Stunden zu Situationen, in denen mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt als verbraucht wird (gelbe Fläche über der roten Linie). Ein kostenoptimierter Weg, das System auszugleichen, wird unter anderem darin bestehen, den Verbrauch stärker an das Angebot anzupassen, also in diesen Zeiten den Verbrauch zu erhöhen und in anderen abzusenken. Dazu müssen passende ökonomische Signale gefunden und eingesetzt werden.

Die heutige Tarifierung des Netzes erfolgt jedoch anhand der höchsten Entnahme, weitestgehend unabhängig von der aktuellen lokalen Verteilnetzbelastung und damit ohne Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage.⁴⁰ Im Gegenteil: Faktisch werden heute Verbraucher, die ihren Bedarf aufgrund von kurzfristigen Marktpreissignalen anpassen, gegenüber Verbrauchern mit Bandbezug benachteiligt. Im Hinblick

31 Preisblätter 2015 (vorläufig) der Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH und E.dis AG für alle Entgeltkomponenten der Netznutzung eines Haushaltskunden, umgerechnet auf 3.500 Kilowattstunden im Jahr.

32 Matthias Machnig, Wirtschaftsminister Thüringen, 11/2013 thuringen.de

33 Prognos/IAEW 2014

34 Einsparungen 2013 vs. Ziele 2020

35 siehe Fußnote 24

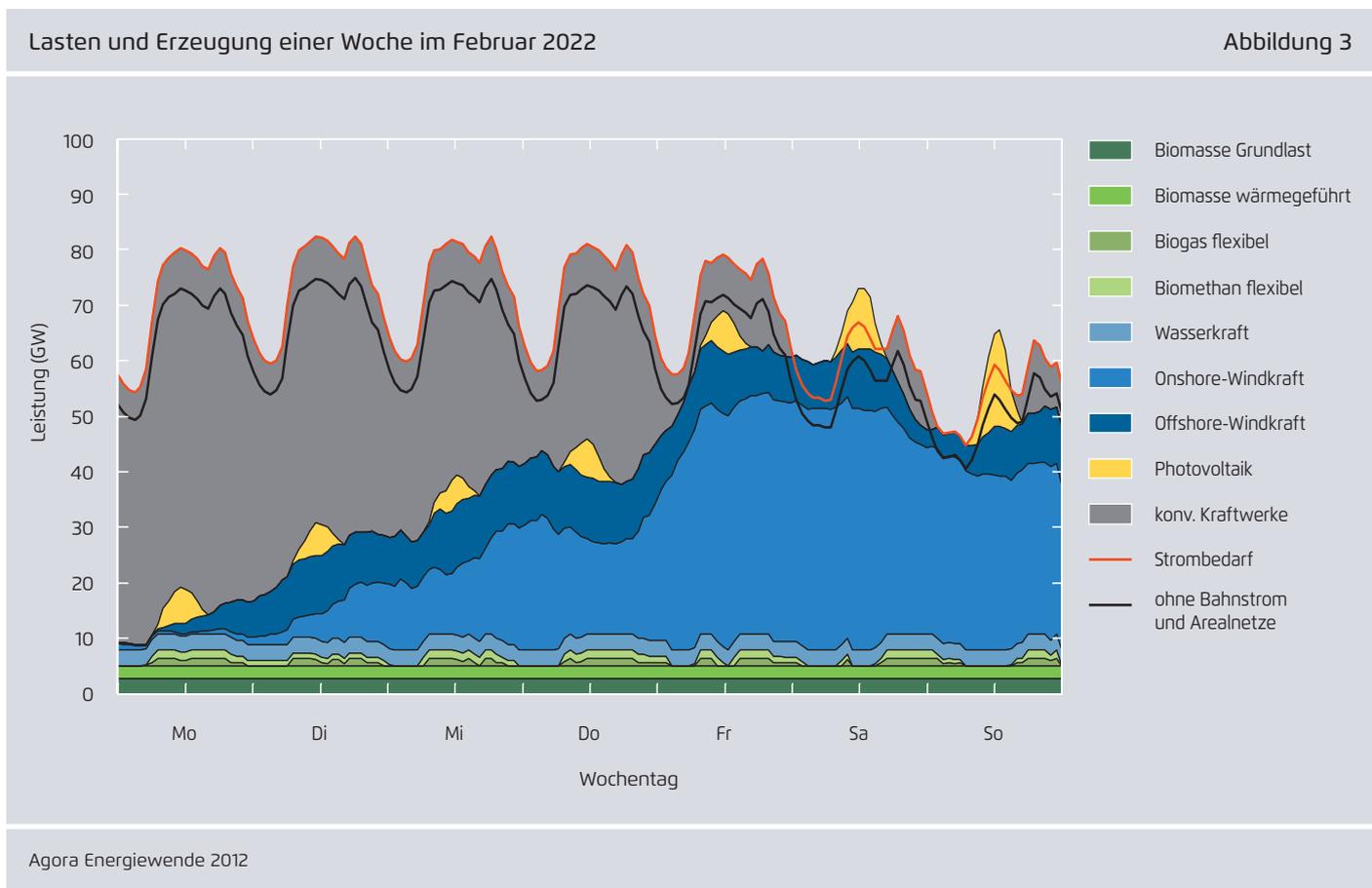
36 McKinsey 2007

37 Raue LLP 2013

38 Agora 2012: 12 Thesen zur Energiewende

39 Energiemärkte sind somit der *Energy-only*-Markt, der Regenergiemarkt als auch ein potenzieller Kapazitätsmechanismus.

40 RAP 2013



auf die sehr großen Netzentgeltlücken führt dies zu einer regelrechten Bestrafung von flexiblem Verhalten. Um in dieser Situation einen betriebswirtschaftlichen Anreiz für systemdienliches, flexibles Verhalten zu erhalten, müsste die Netzentgeltreduktion für den Bandbezug kompensiert werden, die bis zu 90 Prozent der regulären Netzentgelte beträgt. Einen solchen alternativen Erlösfluss gibt es nicht; entsprechend wird industrielle Flexibilität dem System heute nur eingeschränkt zur Verfügung gestellt.

Eine mit der Energiewende kompatible Systematik der Netzentgelte darf die Transformation des Systems nicht behindern. Eine nachhaltige Systematik braucht deshalb Komponenten, durch die der systemdienliche Verbrauch oder die lokale Speicherung von Überschüssen gegenüber fossilem Eigenverbrauch über eine Netzentgeltreduktion angereizt werden. Umgekehrt müssten die zu diesen Zeiten entgangenen Netzerlöse den Netzkunden insbesondere

dann angelastet werden dürfen, wenn sie Kosten für das Gesamtsystem verursachen.

Eine derartige zeitlich angepasste Gestaltung der Netzentgelte geht zwar über die heute praktizierte anteilige Kostentragung der Netzinfrastruktur hinaus. Das Energiewirtschaftsgesetz nennt jedoch explizit als Ziel eine kostengünstige, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität. Hieraus kann man ableiten, dass auch die Anreizwirkung der Netzentgeltgestaltung als maßgebliche, hoheitliche Möglichkeit so eingesetzt werden sollte, dass eine maximale volkswirtschaftliche Effizienz des angestoßenen gesamten Transformationsprozesses gewährleistet wird.

5 Optionen für eine zeitgemäße Netzkostenallokation

Das vorangegangene Kapitel hat gezeigt, dass das gegenwärtige System der Kostenverteilung über die Netzentgelte nur teilweise die richtigen ökonomischen Anreize für Erzeugung, Verbrauch und Netzausbau setzt. In diesem Kapitel werden bestehende Alternativen diskutiert.

Diese Möglichkeiten werden im Folgenden zunächst dargestellt, dann anhand internationaler Erfahrungen erörtert und abschließend im Hinblick auf die Passgenauigkeit für die spezifischen Herausforderungen der deutschen Energiewende diskutiert.

a. Wer entrichtet die Entgelte?

Die grundsätzliche Frage besteht darin zu entscheiden, wer die Kosten der Netze zu tragen hat. Derzeit ist dies in Deutschland eindeutig geregelt, denn alle Netzkosten sind an die Stromentnahme gekoppelt. Für Einspeisungen und die Transportdistanz werden hingegen keine Netzkosten fällig. Nachfolgend werden die verschiedenen Alternativen diskutiert.

i. Entgelte für den Verbraucher

Dem deutschen System liegt die Annahme zugrunde, dass der Verbraucher die Kosten des Versorgungssystems trägt, da dies für ihn errichtet wurde und betrieben wird. Diesem Ansatz liegt historisch ein klassisches Verursacherprinzip im Rahmen eines öffentlichen Versorgungsauftrages zugrunde. Netzkostenallokationen an den Erzeuger oder den Transporteur kommen über die Produkte, in die diese Kosten eingepreist werden, zum Verbraucher zurück. Eine direkte Kostenübernahme durch den Verbraucher ist im Verhältnis transparenter und ihre Anreizwirkungen sind besser zu steuern.

Erfahrungen: Fast alle internationalen Systeme weisen eine hohe bis sehr hohe Beteiligung der Verbraucher an den Netzkosten auf. Ausnahmen bilden insbesondere Systeme, in denen der Staat einen Teil der Kosten für die Stromversorgung und der Versorgungsinfrastruktur direkt trägt.

Diese sind jedoch weniger durch energiewirtschaftliche als durch Kriterien der Fürsorge⁴¹ determiniert.

Vorteil: Der Vorteil der Kostenzuordnung beim Verbraucher liegt im Verursacherprinzip. Die anderen an der Energieversorgung beteiligten Akteure, also Erzeuger und Transporteure, werden nicht mit zusätzlichen Kosten belastet und können unverfälscht miteinander in den Wettbewerb treten. Im *Energy-only*-Markt können somit Erzeuger und Lieferanten (als Verantwortlicher der Transportdistanz) Energie für alle Verbraucher ohne Ansehen der Netzkosten bundesweit (und darüber hinaus) einheitlich handeln. Eine alleinige und direkte Zuweisung der Kosten an die Endkunden hat eine relative Vergleichbarkeit dieser zur Folge. Voraussetzung ist, dass gleiche Netzkosten bei gleichen Verbräuchen und Kundenstrukturen auch zu identischen Entgelten führen. Ob die Freiheitsgrade bei der Entgeltbildung dies heute annähernd gewährleisten, kann in Ermangelung entsprechender Informationen jedoch nicht geprüft werden.

Nachteil: Die ausschließliche Kostenzuweisung an den Verbraucher führt dazu, dass der Endkundenmarkt regional oder lokal stark von diesen unterschiedlichen Belastungen geprägt wird, abhängig von den vor Ort gültigen Netztarifen.

Fazit: Die Kostentragung durch den Verbraucher ist eine zweckmäßige Lösung. Hierfür spricht auch, dass kein System einen vollständig gegenläufigen Ansatz aufweist.

ii. Entgelte für Erzeuger

Alternativ zum Verbraucher könnten auch die Energieerzeuger mit den Netzkosten belastet werden. Begründet werden kann dies dadurch, dass die Ortswahl der Einspeisung unterschiedliche Systemkosten verursacht und die Erzeuger entsprechend unterschiedlich an diesen Kosten beteiligt werden müssen. Theoretisch können der Erzeugung dabei

⁴¹ zum Beispiel Katar mit Endverbraucherpreisen von zwei bis drei Eurocent je Kilowattstunde www.km.com.qa oder Indonesien mit günstigen Sozialtarifen für Geringverbrauch www.pln.co.id

die gesamten Netzkosten zugeordnet werden. Bei einer anteiligen Zuordnung wäre hingegen eine geeignete Trennlinie zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanteil zu ziehen.

Erfahrungen: Die bekanntesten Beispiele für eine Kostenbeteiligung der Erzeuger sind in vielen anderen europäischen Stromsystemen wie zum Beispiel in Norwegen oder Schweden⁴² und international im PJM-Strommarkt⁴³ in den USA⁴⁴ zu finden. Auch das deutsche Gassystem ist ein Beispiel dafür, dass Einspeiser auch Netzkosten übernehmen müssen. Die genannten Systeme haben alle gemeinsam, dass die Trennlinie der Kostenzuweisung zwischen Einspeiser und Verbraucher auf der Transportebene, also dem Übertragungsnetz – beziehungsweise dem Ferngasnetz –, angesiedelt ist. Die Einspeiser werden also nur an den Kosten der obersten Netzebene beteiligt. Die Kosten der nachgelagerten Verteilnetze, aber auch zum Teil die des Übertragungsnetzes, werden direkt von den Verbrauchern finanziert. Aus dieser Systematik ergibt sich für Erzeugungsanlagen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, kein eindeutiger Ansatz.

Für dezentrale Erzeugung gilt: Je stärker sie an den Netzkosten beteiligt wird, desto weniger ist sie gegenüber zentraler Erzeugung rentabel. Soll diese darüber nicht grundsätzlich behindert werden, sind Förderinstrumente zur Kompensation dieses Nachteils nötig. Darüber hinaus ist der Umgang mit dezentraler verbrauchsseitiger Erzeugung interessant. Die Photovoltaikeinspeisung in den USA wird beispielsweise über das sogenannte *Net-Metering* berücksichtigt.⁴⁵ Das Netz fungiert dabei faktisch als Batterie für den Photovoltaikerzeuger, der gleichzeitig Verbraucher ist. Ihm wird erlaubt, innerhalb eines definierten Zeitraums den eigenen Verbrauch mit der (zeitungleichen) Erzeugung zu saldieren. Die restlichen Verbraucher profitieren aus Netzsicht von

der Investition und vom Betrieb dieser dezentralen Erzeugung, sofern damit Netzausbau und Betriebskosten vermieden werden. Ergänzend verlagern Verteilnetzbetreiber in den USA die Netzzahlungen hin zu sogenannten *Time-of-Use*-Tarifen. Dadurch müssen Verbraucher mit Photovoltaiksystemen höhere Netzbeiträge entrichten in den Zeiten, in denen die Eigenerzeugung nicht ausreicht. Insgesamt wird die Diskussion über den Nutzen der dezentralen Erzeugung in den USA jedoch nicht auf das Netz beschränkt. Weitere positive Systemeffekte wie beispielsweise Emissionsreduktionen werden bei der Anreizgestaltung des Netztarifs regulatorisch ebenfalls betrachtet.⁴⁶

In Deutschland ist die Auffassung vorherrschend, dass Erzeugung und Verbrauch deutschlandweit und einheitlich am Großhandelsmarkt agieren sollen, somit also von möglichen Netzrestriktionen losgelöst sind. Das entspricht der Vorstellung einer sogenannten Kupferplatte.⁴⁷ Im Ergebnis wurde ein Engpassmanagement aufgebaut, das auf den physischen Abbau der Engpässe (durch Netzausbau) und nicht auf deren Bewirtschaftung ausgerichtet ist. Konkret werden tatsächlich auftretende Engpässe durch einen entschädigungspflichtigen Eingriff in den *Dispatch* (geplanten Kraftwerkseinsatz), den sogenannten *Redispatch*, gelöst.⁴⁸ Die daraus resultierenden Kosten werden über die Netzentgelte sozialisiert.

Regulierte, lokale Netzentgelte für die regionale Standortwahl oder den bundesweiten *Dispatch* heranzuziehen, ist nicht sinnvoll. Erschwerend kommt hinzu, dass das Zusammenkommen von Angebot und Nachfrage durch den hoheitlichen Erzeugungseingriff des *Redispatches* weiterhin verzerrt bleibt. Für neue Verbraucher würden damit tendenziell weiter die Regionen mit niedrigen Netzentgelten interessant bleiben (Städte in West- oder Süddeutschland).

42 ENTSO-E 2013

43 PJM ist der regionale Zusammenschluss der Übertragungsnetzbetreiber von Pennsylvania, New Jersey und Michigan (und 11 weiteren Bundestaaten) im Osten der USA und damit die Basis für einen gemeinsamen Großhandelsmarkt. www.pjm.com

44 RAP 2011

45 RAP 2013: *Designing Distributed Generation Tariffs Well*

46 Crossborder Energy 2013: *Evaluating the benefits and Costs of Net Energy Metering in CA*

47 § 12 Energiewirtschaftsgesetz

48 Die Kosten werden über die Netzentgelte allokiert. Obwohl damit keine Anreize gesetzt werden sollen, gibt es heute eine konträre Anreizwirkung: Da die *Redispatch*-Kosten nicht vollständig horizontal ausgeglichen werden, verbleiben diese Kosten in den „regelnden Zonen“ zugunsten des Verbrauchs in den anderen Zonen.

Regionale Systemwerte gegenüber den Netzausbaukosten kenntlich zu machen, ist dennoch sinnvoll. Hierfür haben sich Märkte als das geeignete Mittel herausgestellt, da sich diese Werte durch verändernde Erzeugungs- und Verbrauchkonstellationen beständig ändern. Je mehr inflexible beziehungsweise nicht steuerbare Erzeugung vorhanden ist, desto größer wird der nachfrageseitige Flexibilitätswert sein. In Texas und Kalifornien wird dies beispielsweise durch ein *Locational Marginal Pricing* erreicht. Solche regionalen Grenzkosten ergeben sich durch regionale Transportnetzentgelte oder vorgegebene Angebotszonen.

Vorteil: Die hier aufgeführten Möglichkeiten verdeutlichen, dass eine Netzkostenzuweisung an die Erzeugung neben der Kostentragung diverse Anreizwirkungen entfalten kann. Dabei ist zwischen grundsätzlich unterschiedlichen Anreizzielen zu unterscheiden:

- a) die langfristige (Übertragungs-)Netzauslastung durch optimierte Standortwahl,
- b) die kurzfristige (Übertragungs-)Netzauslastung durch die abgestimmte Betriebsführung der einzelnen Erzeugungsanlagen (*Dispatch*) und
- c) die Energiebereitstellung entsprechend der Nachfragesituation, unabhängig von dadurch verursachten Netzentgeltpässen oder *Redispatch*-Kosten.

Über geeignete Netzkostensignale könnten Erzeugungsanlagen optimal in das Netzsystem eingepasst werden. Einige Ökonomen gehen davon aus, dass solche regulierten Signale besser planbare Investitionen in Erzeugungseinheiten zulassen als eine Marktpreisgestaltung über Gebotszonen.⁴⁹

Nachteil: Alle Szenarien, die mit den Zielen der deutschen Energiewende übereinstimmen, weisen im konventionellen Kraftwerkssektor keinen Zubau, sondern eine Stilllegungsnotwendigkeit aus. Lediglich für Pumpspeicher und offene Gasturbinen⁵⁰ wird es einen Neubaubedarf geben. Eine optimierte Standortwahl aus Stromnetzsicht konkurriert hier folglich mit der Gasnetzbetrachtung. Letztendlich ist die

Standortwahl nicht nur für Gasturbinen, sondern noch mehr für Pumpspeicher und erneuerbare Erzeugung von der Topologie und Genehmigungsfähigkeit des Standortes abhängig. Die Effizienz der Lenkungswirkung durch Netzentgelte wird hier maßgeblich durch die damit verbundenen Transaktionskosten bestimmt.

Eine Beteiligung der Stromerzeugung an den Netzkosten wird außerdem die Strommarktgebote verteuern. Da die Einpreisung dieser Netzkosten von den jeweiligen Betriebsstunden der Erzeugung abhängig ist, wird dies zu einer Änderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke im nationalen Markt führen. Ob eine solche Änderung im Sinne der Energiewende wäre, bleibt offen.

Weiterhin muss beachtet werden, dass der deutsche Markt mit den Nachbarmärkten gekoppelt ist. Werden gekoppelten Angebotskurven verändert, führt dies zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz. Bei einer signifikanten und ausschließlichen Belastung der Erzeugung auf einer Marktseite – wie hier für Deutschland diskutiert – würde dies Vorteile für die Erzeugung in den Nachbarstaaten bedeuten.⁵¹

Zusätzliche Kosten für die konventionelle Erzeugung führen grundsätzlich zu steigenden Großhandelspreisen. Der Verbraucher muss diese weiterhin tragen, auch wenn sie für ihn nicht mehr als solche erkannt werden können.

Fazit: Anreize für die geografisch optimierte Erzeugung sind durchaus wünschenswert, jedoch kaum über eine Allokation von Netzkosten innerhalb der heutigen Netzstrukturen effizient zu erreichen.

iii. Entgelte für den Lieferanten/Transporteur (entsprechend der Transportdistanz)

Zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch befindet sich der Transporteur. Dieser zeichnet für das Zusammenkom-

49 Haucap 2014

50 Prognos/IAEW 2014

51 In der RAP-Publikation *Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation* (2011) werden diese Effekte und Wechselwirkungen in gekoppelten Märkten ausführlich diskutiert.

men von Angebot und Nachfrage und die damit verbundene Transport- oder Übertragungsdistanz und deren Kosten verantwortlich. Eine solche Entgeltvariante bezieht die lokale (Kosten-)Situation nur implizit ein. Faktisch wird diese über eine konkrete Entfernungsdistanz oder für den Transport über definierte Engpassstellen hinweg berechnet. Relevant ist diese Komponente in Systemen mit großem Transportbedarf, aber geringen Transportkapazitäten. Auch hier gilt, dass die Kosten eingepreist werden müssen. Produkte, denen kürzere Transportstrecken zugrunde liegen, haben somit einen Wettbewerbsvorteil.

Erfahrungen: Die Liberalisierung der Energiemärkte in Deutschland wurde von Bedenken begleitet, dass ein ausufernder Handel mit langen Transportstrecken zu massiven Engpässen führen könnte. Entsprechend wurde der Strommarkt zumindest mit Entgelten für Transportdistanzen begonnen, die einen zentralen Großhandel jedoch verhierten. Da das hiesige Stromnetz im Verhältnis zu anderen Systemen jedoch gut ausgebaut ist und zudem relativ geringe Transportdistanzen aufweist, waren diese Bedenken unbegründet. Zugunsten eines liquiden Handelsplatzes, bei dem ausschließlich Energie gehandelt wird, wurden die Transportentgelte auf ein Überschreiten der Handelszonenengrenze beschränkt und 2001 zugunsten eines liquiden Großhandelsmarktes ganz abgeschafft.⁵² Analog verlief bisher die Regulierungsgeschichte der deutschen Gasinfrastruktur. Um liquide Handelsplätze zu etablieren, wurde das Entgelt für die Transportdistanz auf ein Entgelt für das Überschreiten von Handelszonen reduziert.⁵³

Vorteil: Bei Systemen mit großen Transportdistanzen, die am Übergang vom Monopol zum freien Markt stehen, lässt sich mit dieser Entgeltsystematik der Transport besser kanalisieren. Zusätzlich entsteht ein Anreiz für mehr räumli-

che Nähe von Angebot und Nachfrage, also ein beidseitiger Ansiedlungs- und *Dispatch*-Anreiz.

Nachteil: Der liquide Großhandelsmarkt würde damit eingeschränkt beziehungsweise fragmentiert, mit allen Nachteilen der Marktkonzentration, potenziellen Monopolgewinnen und Intransparenz für den Verbraucher. Auch der beschriebene Vorteil der räumlichen Nähe ist selektiv, also auf bestimmte Konstellationen begrenzt.

Fazit: Eine solche, implizite Bewirtschaftung von potenziellen Engpässen kann nur den Ausgangspunkt eines effizienten Marktdesigns darstellen. Auch bei Grenzkuppelstellen wird sie nach und nach durch Marktkopplung ersetzt. Eine neuerliche Erwägung dieser Variante in Deutschland wäre entsprechend kaum zu vermitteln.

b. Wofür sollen Entgelte entrichtet werden?

Die vom Netznutzer zu entrichtenden gesamten Netzentgelte unterteilen sich in Deutschland in die Komponenten Leistungspreise beziehungsweise Grundgebühr (inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) sowie den Arbeitspreis.⁵⁴ Dabei erfolgt die maßgebliche Zuweisung der Netzkosten grundsätzlich anhand des Leistungspreises, bei Kleinverbrauchern faktisch aber über den Arbeitspreis.

Die Netzkosten bestehen zum großen Anteil aus Kapitalkosten, also aus Fixkosten, die über die maximale individuelle Jahresnutzung (Leistungspreis) in Entgelte übersetzt werden (mit Ausnahmen für Monatsleistungspreise oder Spitzenlasten zu lokalen Schwachlastzeiten). Wie in Kapitel 4 dargestellt, wird in Deutschland erst in den niedrigeren Spannungsebenen und hier besonders beim geringeren Verbrauch der Arbeitspreis maßgeblich. Dieses Aufteilungsverhältnis ist bei allen Netzbetreibern über zwei Geraden definiert, die einen Knickpunkt bei 2.500 Benutzungsstunden haben. In Abbildung 4 sind diese als Näherung aus der Punktwolke der individuellen Verbräuche dargestellt. Abzulesen ist daran, dass mit zunehmenden Benutzungsstun-

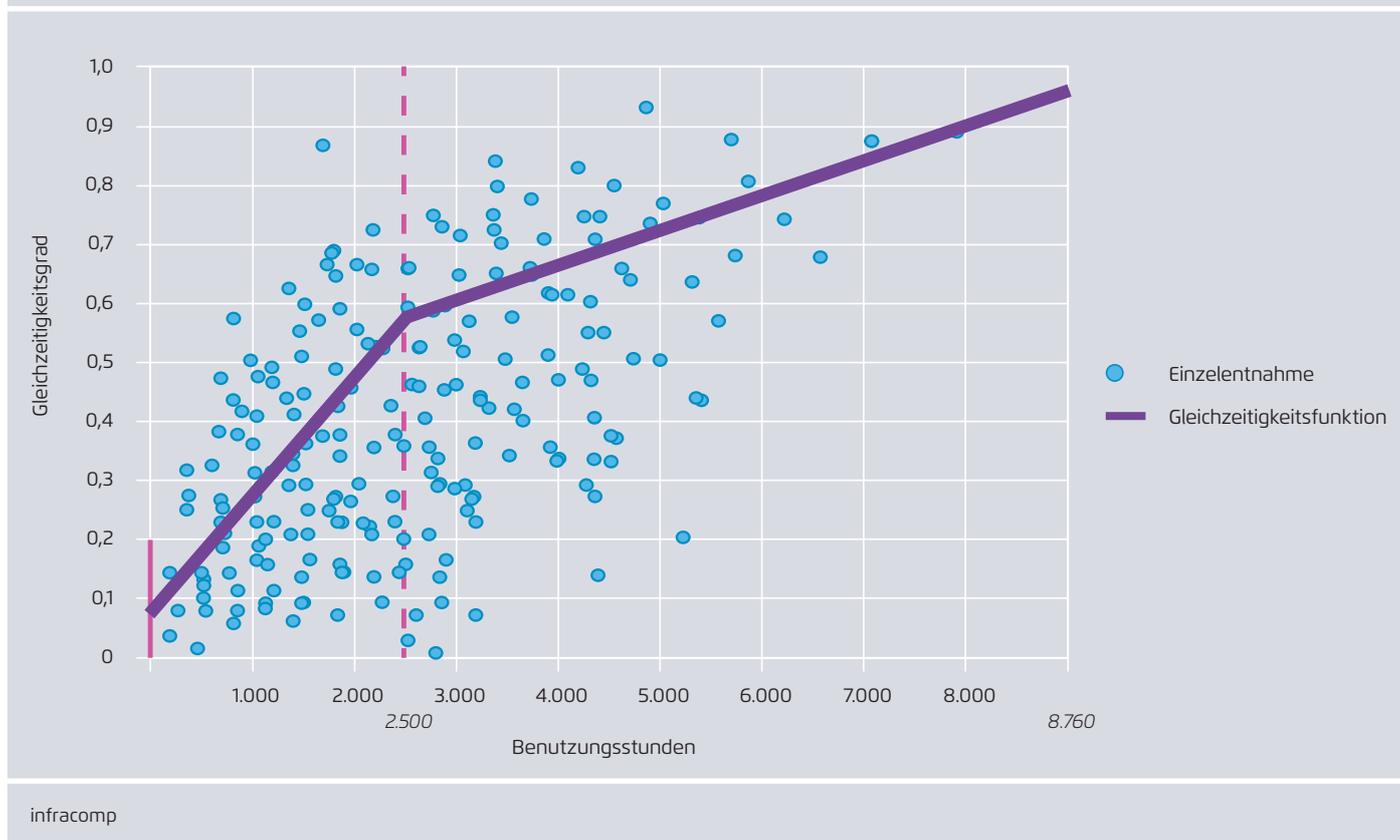
52 Verbändevereinbarung (VV) I (1998): In Abhängigkeit der Transportdistanz; VV II 1999 bis 2000: Bei Überschreiten der Nord-Süd-Handelszone und den Grenzkuppelstellen der Nachbarstaaten

53 Entwicklung sowohl im Stromsektor von VV I zu VV II und zu VV II plus als auch im Gassektor von VV (Punkt-zu-Punkt-Modell) zu einem ausschließlichen *Entry-Exit*-System innerhalb der einzelnen Marktgebiete

54 § 17 Stromnetzentgeltverordnung

Knickpunkt in der Gleichzeitigkeitsfunktion nach Benutzungsstunden

Abbildung 4



den die Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Netznutzung (Gleichzeitigkeitsfaktor) steigt.

Der Leistungspreis stellt im rechten Bereich (oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden) eine recht gute Näherung für die Netzkostenbeteiligung dar. Für die Geringverbraucher im linken Bereich wäre dies jedoch eine übermäßige Belastung. Ihre Verbräuche überschneiden sich weniger stark, sie nutzen das Netz zu unterschiedlichen Zeiten, also stärker nacheinander. Durch diese bessere Durchmischung sind sie nach individuellem Leistungsbezug je Kilowatt weniger für die Systemspitzen verantwortlich als die Großverbraucher. Entsprechend fällt für diese der Leistungspreis geringer aus. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, ist dieser Knickpunkt bei 2.500 Jahressvollaststunden einheitlich definiert.

Allen Abnahmestellen, die über keine registrierende Leistungsmessung verfügen⁵⁵, wird kein Leistungspreis berechnet. Neben dem Arbeitspreis wird hier zunehmend der Grundpreis relevant, das heißt unterschiedlich nach Netzgebieten und absoluter Höhe.

i. Festes Entgelt/Grundgebühr/Abrechnungsentgelt

In den letzten Jahren sind sowohl die Anzahl von Netzen mit Grundpreisen als auch die Grundpreise selbst angestiegen. Laut Bundesnetzagentur erheben nur 26 Netzbetreiber für Standardlastprofilkunden noch keinen formalen Grundpreis.⁵⁶ Der formale Grundpreis betrug für diese Kunden

⁵⁵ etwa 40 Millionen Standardlastprofilkunden mit einem Jahresverbrauch bis zu maximal 100.000 Kilowattstunden

⁵⁶ Hinter der geringen Anzahl von Netzen verbirgt sich (noch) eine signifikante Anzahl von Kunden, da hierzu Hamburg und Berlin zu zählen sind. Flächendeckende Daten liegen hierzu jedoch nicht vor.

2013 durchschnittlich 36,50 Euro.⁵⁷ Faktisch haben heute jedoch alle Verteilnetze einen Grundpreis, da auch die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb (im Jahr 2013 etwa 12 Euro, 3,2 Euro und 8,8 Euro⁵⁸) für den Endverbraucher fixe Kosten und für den Netzbetreiber feste Einnahmen bedeuten. Die tatsächliche Spanne des Grundpreises bewegt sich damit etwa von 23 bis zu 65 Euro im Jahr.

Erfahrungen: Grundgebühren gibt es in vielen Systemen, wenn auch nicht in allen. Bei Haushaltskunden werden sie häufiger genutzt als bei großen Abnehmern. Die Grundgebühr wird durch andere Entgeltkomponenten ergänzt, maßgeblich durch Arbeitspreise (Kapitel 4.c.iii). In einigen Regionen der USA versucht man sich derzeit an Systemen, die maßgeblich aus festen Kostenkomponenten bestehen. Eine

57 Göttinger Energietage, H. W. Gottlob, Bundesnetzagentur

58 Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2013*

ausschließliche Allokation der Netzkosten über Grundgebühren ist nicht bekannt.

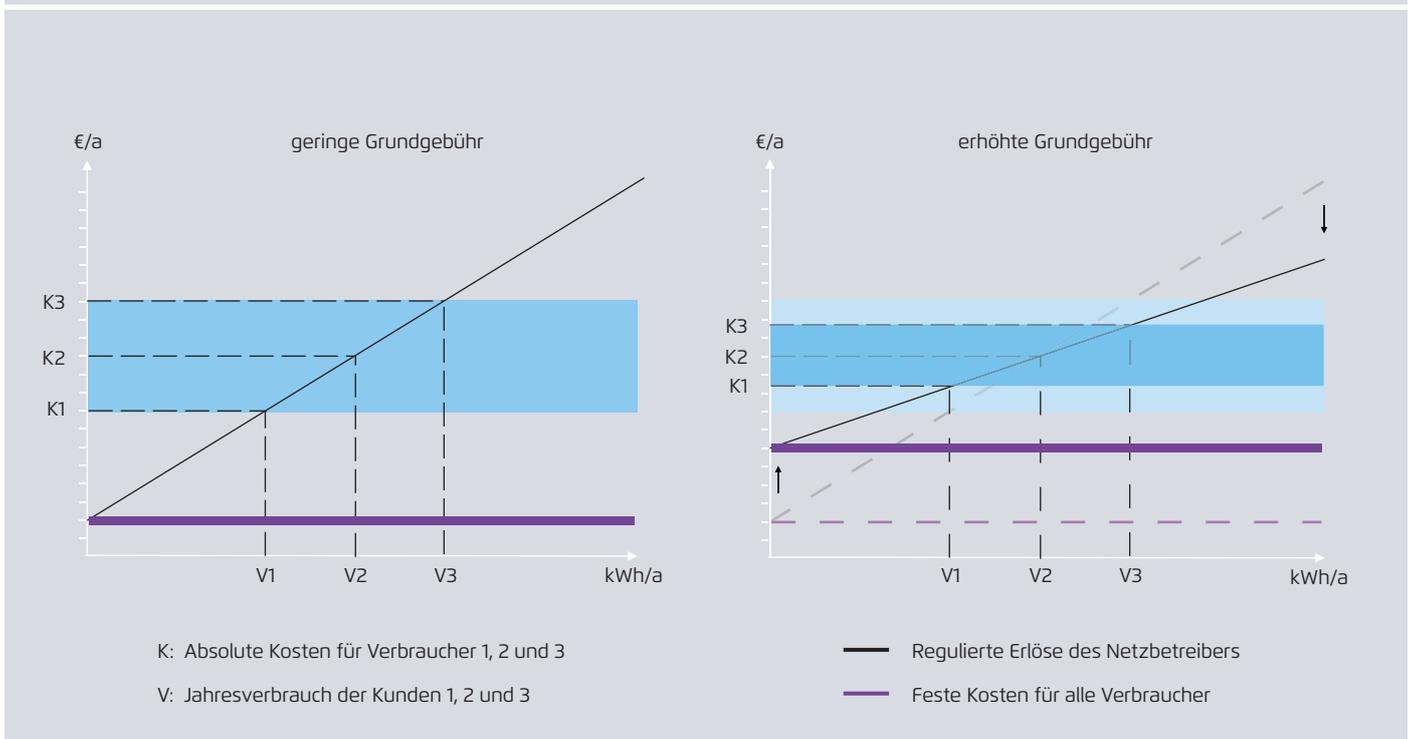
Vorteil: Die einfachste Methode der Kostenallokation sind feste monatliche Preise für jede Abnahmestelle. Diese sind langfristig gut planbar und stehen im Einklang mit den Fixkosten des Netzes. Aus Netzsicht würde bei einer ausschließlichen Anwendung dieses Prinzips die Leistungs- und Energiemengenmessung überflüssig. Je größer dieser feste Preisblock ist, desto einfacher und risikoärmer wird die Kalkulation der Netzentgelte für die Netzbetreiber.^{59 60}

59 Der Einbezug der Leistungs- und Mengenbepreisung bei regulierten Erlösobergrenzen macht eine sogenannte Verprobungsrechnung nötig. Hiermit muss geprüft werden, ob die voraussichtlichen Erlöse in einem angemessenen Verhältnis zu den genehmigten Obergrenzen stehen.

60 SWU Netze GmbH auf Göttinger Energietagung am 19. März 2014 in Göttingen

Entgeltverschiebungen durch Leistungs- beziehungsweise Festpreiserhöhung innerhalb der regulierten Erlöse

Abbildung 5



eigene Darstellung

Nachteil: Da Arbeits- und Leistungsbezug und damit die variablen Kosten des Netzes sowie der Höchstlastbeitrag bei einem ausschließlichen Festpreisen völlig unbeachtet bleiben, wird ein solcher Fest- oder Grundpreis nur in Mischsystemen angewendet.⁶¹

Ansteigende beziehungsweise hohe Grundpreise gehen mit einem abnehmenden Anreiz für den Verbraucher einher, sich energieeffizient zu verhalten. Die eingesparte Kilowattstunde hat einen geringeren monetären Wert, die Amortisationszeit für Investitionen in energieeffiziente Geräte verlängert sich.

Eine Umstellung hin zu hohen Grundgebühren bedeutet zudem Umverteilungen zulasten der Geringverbraucher. In

Abbildung 5 sind die gesamten Netzkosten für den Kunden dargestellt. Die waagrechte rote Linie stellt den Grundpreis dar, der in der rechten Abbildung angehoben wurde. Damit die regulierten Gesamterlöse nicht ansteigen, muss gleichzeitig die Steigung der schwarzen Diagonalen verringert werden, das heißt, der Arbeitspreis muss abgesenkt werden.

Für den durchschnittlichen Verbraucher (V2) verändern sich die jährlichen Gesamtkosten (K2) nicht. Größere Verbraucher (V3) profitieren (K3) von der Umstellung, Geringverbraucher (V1) zahlen die Differenz (K1). Betroffen sind von einer solchen Umstellung häufig Geringverdiener beispielsweise in Mietwohnungen, wohingegen der Eigenheimbesitzer profitieren würde, sofern er oberhalb des Durchschnittsverbrauchs liegt.

61 Eurekalectric 2013; RAP 2013

Auswirkung höherer Grundpreise für die verschiedenen Geringverbraucher

Abbildung 6

Auswirkung höherer Grundpreise auf Eigenverbrauch und Kleinstverbraucher:

Ein durchschnittlicher Hausbesitzer mit einem

- Jahresverbrauch von 3.500 kWh zahlt 6 ct/kWh Netzentgelt = 210 Euro
- Mit einer Photovoltaikanlage kann dieser rund ein Drittel an Netzentgelten „sparen“.

Sollen diese „eingesparten“ 70 Euro Netzkosten durch die Grundgebühr kompensiert werden, ist (bei 3.500 kWh/a Durchschnittsverbrauch)

- ein Grundpreis von 140 Euro nötig,
- da die Netzerlöse gedeckelt sind und damit gleichzeitig
- der Arbeitspreis um 50 Prozent also um 3 auf 3 ct/kWh sinken muss.

Die Summe der Netzentgelte für den Photovoltaikeigenverbraucher betragen nun 140 Euro Grundgebühr plus 2.333 kWh/a mal 3 ct/kWh = 210 Euro

Auswirkungen auf Kleinverbrauch (Einpersonenhaushalt)

bisher 1.500 kWh mal 6 ct/kWh = 90 Euro

dann 1.500 kWh mal 3 ct/kWh = 45 Euro plus 140 Euro = 185 Euro/a

Auswirkungen auf Einzelhändler

bisher 30.000 kWh mal 6 ct/kWh = 1.800 Euro

dann 30.000 kWh mal 3 ct/kWh = 900 Euro plus 140 Euro = 1.040 Euro/a

Fazit: Ein angemessener, geringer Grundpreis stellt insbesondere für die Kundengruppe ohne Leistungspreis eine adäquate Möglichkeit zur Beteiligung an den Services des Netzes dar. Darüber hinausgehende Grundpreise lassen die individuelle Netznutzung und daran zu richtende Anreize außen vor. Erhöhungen des Grundpreises führen zudem zu Umverteilungen (innerhalb der jeweiligen Kundengruppen) zulasten der Geringverbraucher und verringern den Effizienzanzreiz. Folglich sollten in einem zukunftsorientierten Entgeltsystem Grundpreise nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen.

ii. Leistungspreis

Sowohl die individuelle Spitze des Leistungsbezuges als auch der damit verbundene Leistungspreis als Beitrag an den festen Netzkosten sind grundsätzlich als der höchste Leistungsbezug innerhalb des Kalenderjahres definiert. Davon abweichend gibt es zwei Ausnahmen: Zum einen Monatsleistungspreise, die bei gleichmäßigem Bezug in Summe den Jahresleistungspreis darstellen und bei einem saisonalen Betrieb entsprechend günstiger sind. Zum anderen die atypische Netznutzung. Für diese Vergünstigung muss während der lokalen Verteilnetz höchstlasten der individuelle Bezug unterhalb der individuellen jährlichen Bezugsspitzen liegen.

Erfahrungen: Schon vor über 50 Jahren hat man erkannt, dass die individuellen Spitzen des Leistungsbezugs ein adäquates Mittel sein können⁶², um die Kostenbeteiligung des Verbrauchers an den Infrastrukturkosten des Stromsystems zu gestalten. Tendenziell weisen Regulierungssysteme mit längeren Entwicklungshistorien signifikantere, aber auch differenziertere Leistungsbestandteile aus. Allgemein gilt, mit abnehmendem Verbrauch steigt die Pauschalisierung über den Arbeitspreis an. Eine Ausnahme bildet das neu eingeführte niederländische System⁶³, in dem auch die kleinsten Abnahmestellen über einen Kapazitätstarif an den Netzkosten beteiligt werden. Ausgangsbasis sind hier vorhandene, leistungsabgestufte Sicherungen, anhand derer die große Gruppe der Geringverbraucher unterteilt werden

konnte. Trotzdem waren durch die geringen Volllaststunden Umverteilungen zulasten der geringsten Verbräuche absehbar. Um den ökonomischen Effekt für diese abzumildern, wurde das Stromsteuersystem hinzugezogen, über das nun eine Ermäßigung⁶⁴ für diesen Netztarif gewährt wird. Darüber hinaus verringern Verbraucher zur Kostenreduktion die Sicherungsgröße, ohne dass damit zwangsweise ein energiewirtschaftlicher Nutzen verbunden ist.

Auch in Frankreich und Italien gibt es Leistungstarife für Kleinkunden, wie Haushalte. Bei Zustimmung des Kunden zu diesem Angebot wird die Bezugsleistung kostenbestimmend. Sofern dies durch eine Sicherungsgröße dargestellt werden muss, wird selbst bei einer höheren Bezugsleistung im Sekundenbereich die Belieferung komplett unterbrochen. Diesen Nachteil versucht man über *Smart Meter* zu begegnen, mit denen die tatsächlich verbrauchte Strommenge in einer Stunde in einen Stundenleistungspreis umgerechnet und in Rechnung gestellt werden kann.

Vorteil: Leistungspreise über die Gleichzeitigkeitsfunktion stellen für mittlere und höhere Verbräuche eine gute Näherung für die anteiligen, fixen Netzkosten dar. Mit zeitlich differenzierten Leistungspreisen können neben der anteiligen Spitzenbelastung auch kurzzeitige Netzengpässe oder die Betriebskosten des Netzes verursachungsorientiert weitgereicht werden.

Nachteil: Bei geringeren Verbräuchen steigen die Transaktionskosten für die benötigte Leistungsmessung überproportional zum Nutzen. Zudem gilt, je geringer der Verbrauch, desto höher ist dessen Leistungsspitze im Verhältnis zum Verbrauch. Entsprechend ist für diese Verbraucher die Durchmischung der individuellen Leistungsspitzen relevant. Da jedoch die verursachungsgerechte Nutzung des öffentlichen Netzes adressiert werden soll, ist man in Italien bestrebt, die Leistungspreise des Verknüpfungspunktes zum öffentlichen Netz zur Basis zu machen. Die Verbraucher in Mehrfamilienhäusern beziehungsweise großen Wohnblöcken würden dann nur noch einen einzigen Leistungspreis

62 RAP 2013: *Designing Distributed Generation Tariffs Well*

63 Göttinger Energietagung 2014, Eurelectric 2013

64 Von 2007 bis 2009 betrug diese 199 Euro, seitdem 318 Euro im Jahr. www.belastingdienst.nl

angerechnet bekommen. Die Durchmischung der Leistungsspitzen kann somit gegenüber der eines Einfamilienhauses, die direkt im Netz wirksam wird, berücksichtigt werden.

Grundsätzlicher Nachteil von undifferenzierten (Jahres-) Leistungspreisen ist die Einengung der verbrauchsseitigen Flexibilität.⁶⁵ In einem effizienten System mit zunehmender fluktuierender Erzeugung wird auch der Verbrauch zunehmend flexibel. Jahresleistungspreise schränken dies stark ein, ohne dass darüber die tatsächlichen Netzrestriktionen adressiert werden. Zeitlich differenzierte Leistungspreise wie beispielsweise für atypische Netznutzung berücksichtigen hingegen die Lasten des jeweiligen Verteilnetzes. Aber auch hier bleiben die Zustände des Übertragungsnetzes unberücksichtigt und die Leistungspreisanreize stehen im ungeklärten Wettbewerb mit den notwendigen Anreizen des *Energy-only*-Marktes. Auch Leistungspreise anhand der physischen Größe des Netzanschlusses⁶⁶ lösen nur vermeintlich das Flexibilitätsproblem. Denn durch den damit verbundenen steigenden Anreiz zur Minimierung der Anschlussleistung, insbesondere bei hohen Leistungspreisbestandteilen und gleichzeitiger, unsicherer sowie geringer Volatilität des Marktpreises, werden industrielle Verbrauchern faktisch weiterhin zur Inflexibilität angereizt.

Fazit: Das Konfliktpotenzial der Leistungspreise gegenüber den Flexibilitäts- und Effizienzanforderungen der Energiewende liegt maßgeblich in dessen Pauschalisierung über längere Zeiträume begründet. Eine anzustrebende zeitliche Differenzierung verursacht zusätzliche Kosten. Insbesondere aufgrund der hohen Sicherheitsstandards und der damit einhergehenden Kosten für *Smart Meter* in Deutschland wäre ein flächendeckender Einsatz kaum angemessen. Jedoch zeigen Beispiele aus anderen Ländern, dass ein sogenanntes *Real Time Pricing* auch für Kleinkunden sinnvoll sein kann. Bei heute schon leistungsgemessenen Verbräuchen stellt sich die Situation auch in Deutschland einfacher dar. Hier gibt es diese Investitionshürde nicht, beziehungsweise sie spielt eine untergeordnete Rolle.

65 RAP 2013: *Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem*

66 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014: *Ein Strommarkt für die Energiewende* (Grünbuch)

iii. Arbeitspreis

Als dritte Komponente der Netzentgelte sind Arbeitspreise zu diskutieren. Die Entgelte je Kilowattstunde werden innerhalb einer Abrechnungsperiode gleich erhoben. Das heißt, die Netznutzung kostet – innerhalb der Verbrauchergruppe – je Energieeinheit gleich viel, unabhängig von der Netzlast oder der Nachfragesituation. Eine Ausnahme besteht im Bereich der nicht leistungsgemessenen Abnahmestellen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.⁶⁷ Diesen wird je nach Verteilnetz eine bis zu 80-prozentige Arbeitspreisermäßigung gewährt.

Erfahrungen: Arbeitspreise stellen in den meisten Systemen für Geringverbraucher die dominante Komponente für die Netzkostenallokation dar.⁶⁸ Häufig erfolgt auch für Geringverbraucher eine zeitlich differenzierte Bepreisung.⁶⁹ Da für eine solche Differenzierung eine andere Messinfrastruktur nötig ist, wird die Überwindung der Transaktionskosten zu meist durch Regulierungsvorgaben erreicht, die im Regelfall vom Monopol umzusetzen sind.

Vorteil: Die Arbeitspreiskomponente liegt bezüglich der Transaktionskosten zwischen Grundpreis und Leistungspreis. Sie hat durch die messtechnisch einfach zu erfassende Energiemenge insbesondere bei Geringverbräuchen ein gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis. Nicht zu vernachlässigen ist, dass Energieeffizienz durch einen hohen Arbeitspreis maximal unterstützt wird. Eine zeitliche Differenzierung führt auch bei Arbeitspreisen zu einem Systemnutzen. Analysen zeigen, dass damit ein um bis zu 35 Prozent niedrigerer Spitzenlastbezug zu erreichen ist als bei einer undifferenzierten Bepreisung.⁷⁰

Nachteil: Zeitlich undifferenzierte (hohe) Arbeitspreise reflektieren nur unzureichend die Netz- und Systemvorbereitung im Endkundentarif. Kundenseitige Effizienzmaßnahmen oder Eigenstromerzeugung können somit über das

67 § 14 a Energiewirtschaftsgesetz

68 Eurelectric 2013

69 RAP 2013: *Designing Distributed Generation Tariffs Well*

70 RAP 2012: *Time-Varying and Dynamic Rate Design*

volkswirtschaftlich sinnvolle Maß angereizt werden. Flexibilität wird über einen undifferenzierten Arbeitspreis jedoch nicht adressiert. Für eine zeitliche Differenzierung ist jedoch eine *Smart-Meter*-Messeinrichtung unumgänglich, die in Deutschland mit hohen Kosten verbunden ist.

Fazit: Im Sinne einer akzeptierten Zweckerfüllung war der einheitliche Arbeitspreis bisher angemessen. Ein solcher wird jedoch nicht ausreichen, um neben der Effizienz auch die Eigenerzeugung und die verbrauchsseitige Flexibilität zu berücksichtigen. Insbesondere die Rentabilität des PhotovoltaikEigenverbrauchs hat die kritische Diskussion der Arbeitspreise ausgelöst. Diese Kritik muss jedoch relativiert werden, denn der industrielle Eigenverbrauch beträgt heute mehr als das 15-Fache der Photovoltaik.⁷¹

Grundsätzlich ist eine verursachungsgerechte und nachhaltige Beteiligung aller (Eigen-)Verbraucher an den Netz-, aber auch Energiewendekosten anzustreben, gleich über welche Entgeltkomponente. Dazu muss das Arbeitsentgelt (oder der Leistungspreis) zeitlich differenziert werden, um den Verbrauchern den richtigen Anreiz zu geben, um die vorhandenen Ressourcen des Netzes und der Erzeugungsanlagen von allen Verbrauchern volkswirtschaftlich optimal zu nutzen. Ein Vorschlag zur Differenzierung durch Dynamisierung wird nachfolgend vorgestellt.

iv. Dynamisches Entgelt

Die Diskussion der Arbeits- wie auch Leistungspreise zeigte, dass bei beiden die zeitliche Undifferenziertheit kritisch zu sehen ist. Wenn die Netzsituation sich durch die Veränderung der Erzeugung und Nachfrage ändert, kann ein statisches Preisgefüge nicht die richtigen Anreize geben.

Ein zeitlich differenziertes Entgelt kann dieser Netzsituation hingegen gerecht werden. Unter dieser weit gefassten Formulierung sind vorab fixierte Zeitperioden bis hin zu einer vollständig dynamischen Echtzeitbepreisung zu verstehen. Eine ex ante fixierte Preisdifferenzierung erlaubt es, wie bei der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung und

der atypischen Netznutzung, auf die planbaren Netzrestriktionen einzugehen. Sofern diese maßgeblich dynamisch bedingt sind, ist ein dynamisches Preissystem einer fixierten Differenzierung vorzuziehen. Wenn zu den Stresszeiten des Systems entsprechend höhere Beiträge für die Nutzung verrechnet werden, kann mit einem solchen *Real Time Pricing*⁷² eine angemessene Kostentragung erreicht werden.

Abzuwägen ist die Bemessungsgröße eines solchen dynamischen Entgeltes. Die Nutzungssituation des Netzes kann nach Spannungsebene oder Netzstrang stark differieren. Die Netzentgelte werden jedoch nach Spannungsebene innerhalb des Netzeigentums einheitlich gebildet. Eine Dynamisierung wäre deshalb entsprechend der lokalen Situation kaum sinnvoll darstellbar und für das Netzeigentum ebenfalls nicht zwangsweise logisch. Losgelöst von der lokalen Situation kommt beispielsweise eine Dynamisierung anhand der Großhandelspreise infrage. Ein solcher Vorschlag wurde von Ecofys bereits für die EEG-Umlage entwickelt⁷³ und von Eurelectric auch für Netztarife erwähnt.⁷⁴

Erfahrungen: Praktische Erfahrungen liegen nur für ex ante differenzierte Preiszeiträume vor. Eine dynamische Ausgestaltung von Netzentgelten, insbesondere mit Großhandelspreisen als Bemessungsgröße, gibt es bisher nicht. In Dänemark werden verschiedene Optionen diskutiert, eine Einführung steht jedoch nicht unmittelbar bevor.

Vorteil: Über dynamische Entgelte würden sowohl Effizienz als auch Flexibilität im gleichen Maße adressiert. Variierende Großhandelspreise sind für den Markt nicht neu, einzig die heutige Dynamik der Großhandelspreise würde verstärkt. Eigenerzeugung würde über Netzentgelte nur dann mitfinanziert, wenn sich der Besitzer zeitlich differenziert und damit einen Systemnutzen liefert. Wenn der Markt Nullpreise liefert, würden entsprechend keine Netzentgelte aufgeschlagen und folglich bei Eigenerzeugung keine Netzkosten eingespart werden können. Die limitierende Wirkung auf den Eigenverbrauchsanreiz gilt gleichfalls für neue

71 Berechnung der EEG-Umlage durch die Übertragungsnetzbetreiber: r2b, Energy Brainpool

72 RAP 2013: *Designing Distributed Generation Tariffs Well*

73 Ecofys 2014

74 Eurelectric 2013, S. 16

Geschäftsmodelle, die auch maßgeblich auf Basis gesparter Gemeinkosten⁷⁵ beruhen. Gleichfalls erhalten Verbraucher die Möglichkeit, von niedrigen Marktpreisen direkt zu profitieren (in Abhängigkeit von ihrem Liefervertrag und der Messeinrichtung). Mittelfristig bekommen *Smart Meter* damit einen höheren Marktwert. Die in Abbildung 7 dargestellten Effekte einer Dynamisierung der EEG-Umlage auf die Eigenerzeugung sind im Grundsatz auch auf Netzentgelte übertragbar.

Ein solches System kann nicht vom Erfolg überholt werden; auch wenn wider Erwarten der gesamte Verbrauch an die

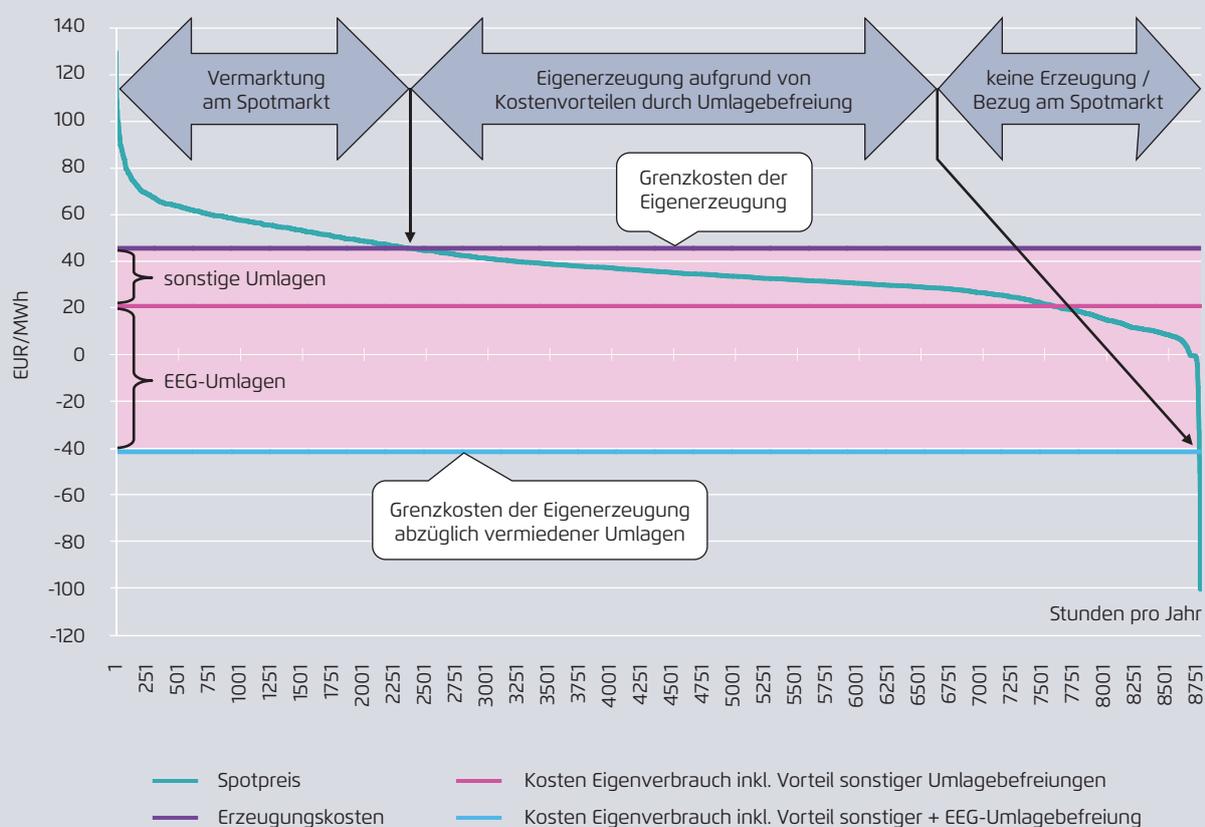
Erzeugung angepasst würde, entstünde maximal ein einheitlicher, durchgängiger Marktpreis und ein ebensolcher Netztarif.

Nachteil: Vermutlich wird eine Umstellung bedeutende Transaktionskosten mit sich bringen. Im Anfangs- beziehungsweise Übergangsstadium können nur gemessene Verbraucher von der dynamischen Netzkostenkomponente tangiert werden. Für Kleinverbraucher ist zudem eine *Smart-Meter*-Investition notwendig. Ein dynamisches Netzentgelt kann je nach Ausgestaltung, das heißt entsprechend des dynamischen Hebefaktors, unabhängig davon, ob an Netz- oder Energiepreise gekoppelt, Flexibilität in einem ökonomisch ineffizienten Maß adressieren.

75 www.lbd.de; www.energate-messenger.de oder www.energate-messenger.de

Reaktion der Eigenerzeugung bei Dynamisierung der Entgelte

Abbildung 7



Fazit: Die Vorteile dynamischer Tarife liegen in der Stärkung des kurzfristigen *Energy-only*-Preissignals. Eine dynamische Tarifierung entlang der tatsächlichen Netzrestriktionen wäre zu kleinteilig und würde zu mehr Transaktionskosten als effizienter Verbrauchsanpassung führen,⁷⁶ eine Ausgestaltung entlang der heutigen eigentumsbedingten Entgeltbildung würde die tatsächliche, sich heterogen entwickelnde Netzsituation nicht angemessen abbilden. Bekannt sind heute maßgeblich nur Ergebnisse aus einer integrierten Preisbildung von Netz und Strom. Durch ein *Critical Peak Pricing* konnten hierbei Lastreduktionen von bis zu 30 Prozent erreicht werden.⁷⁷ Grundsätzlich besteht jedoch noch Forschungs- und Erprobungsbedarf, um die Netzauswirkungen von dynamischen, an den Energiepreis gekoppelten Entgelten zu klären.

c. Lokale oder bundesweit einheitliche Entgelte?

Heute differieren die Entgelte geografisch je nach Netzeigentum. Die Endkunden eines lokalen Verteilnetzes müssen die regulierten Erlöse dieses Netzeigentums (inklusive eines Anteils des vorgelagerten Netzes) aufbringen. Die sehr heterogene Netzstruktur und die damit verbundenen heterogenen Kosten münden somit auch in unterschiedlichen Erlösen beziehungsweise Netzentgelten. Die Netzentgelte variieren in der Niederspannung heute um mehr als 100 Prozent beziehungsweise um mehr als vier Cent je Kilowattstunde⁷⁸. Die Netznutzer eines Verteilnetzes, in dessen Gebiet besonders viele Erneuerbare-Energien-Anlagen angeschlossen werden, müssen die damit verbundenen Netzkosten tragen.

Auch zukünftig ist eher von einer Verstärkung als von einer Abschwächung dieser Differenzen auszugehen, zum einen wegen des asymmetrischen Ausbaus der Erneuerbaren Energien besonders in ländlichen Gebieten, zum anderen wegen der Heterogenität der Verteilnetze. Viele regionale

Netze umfassen auch städtische Netze, die größer sind als manches eigenständige lokale Netz. Daraus folgt ein ökonomisches Interesse der Städte, die urbanen Netze aus dem Verbund herauszulösen und niedrigere Entgelte zu ermöglichen. Eine solche Zersplitterung der Eigentums- und Betriebsstruktur kann volkswirtschaftlich jedoch nicht begründet werden.

Denkbar sind verschiedene Optionen, um die Lasten gleichmäßiger zu verteilen. Diese könnten innerhalb von geografisch zu bestimmenden Regionen ausgeglichen werden. Alternativ könnten Strukturen definiert werden, anhand derer grundsätzliche Entgeltunterschiede zugelassen sind, zum Beispiel zwischen Städten und ländliche Bereichen. Weiterhin sind Ausgleichsmechanismen entlang der netztechnischen Gegebenheiten denkbar. Neben den Kosten des Netzes beziehungsweise des Betriebs könnten die anerkannten Erlösobergrenzen horizontal ausgeglichen werden. Ein solcher Ausgleich liegt für die vier Übertragungsnetzbetreiber nahe, da es sich zu einem größeren Anteil um Kosten für den Transport und nicht um die Energieverteilung handelt.

Die Technische Universität Dresden⁷⁹ hat einen nationalen Horizontalausgleich aller Verteilnetze vorgeschlagen. Technisch müssen hierfür alle regulierten Erlöse zusammengeführt und durch die Summe aller Verbräuche dividiert werden, sodass sich ein bundeseinheitliches Netzentgelt (je Spannungsebene) ergibt. Die Ansprüche an die Regulierung bezüglich Kostenprüfungen, Effizienz- oder Qualitätsanreize bräuchte nicht geändert zu werden, da nur die Kostenallokation verändert werden würde. Die folgende Diskussion wird anhand dieses weitreichendsten Vorschlages geführt, da er am besten ausformuliert ist und die Effekte am deutlichsten aufzeigt.

Erfahrungen: Bei den Übertragungsnetzbetreibern werden einige Kostenbestandteile horizontal zwischen den Betreibern ausgeglichen. Andere Kosten werden über Umlagen an alle Endkunden gleichmäßig allokiert. Beispiel für das Erstgenannte sind die Offshore-Anbindungskosten, für das Zweitgenannte die Entgeltbefreiungen der Großverbraucher

76 RAP (2014): Offene Fragen zur Netzampel/zu regionalen Flexibilitätsmärkten www.raponline.org

77 beispielsweise in Sacramento, siehe www.smartgrid.gov

78 zum Beispiel Düsseldorf vs. Brandenburg-Land, siehe Fußnote 17

79 Technische Universität Dresden 2014

oder die Offshore-Haftungsumlage. Ein Verteilnetz-Kostentreiber ist das vermiedene Netzentgelt, folglich wäre hier eine gesonderte Umlage ebenfalls denkbar.

Aber auch innerhalb eines jeden Verteilnetzes, insbesondere aber innerhalb regionaler Netze, findet heute schon ein vollständiger Horizontalausgleich statt. Verbraucher in dessen urbanen Zentren finanzieren bei identischen Netzentgelten die Netzteile in den ländlichen Gegenden mit. Institutionell, das heißt über das Netzeigentum hinweg, findet ein solcher Ausgleich zum Beispiel in Ungarn⁸⁰ statt. Maßgeblich zwischen Stadt und Land, aber eben auch zwischen den zufälligen Eigentumsstrukturen wird damit eine Angleichung der Lebensverhältnisse angestrebt.

Vorteile: Ein Kostenausgleich zwischen teuren und günstigen Netzen könnte die Netzentgeltlasten und damit auch die Energiewendekosten gleichmäßiger verteilen. Verbraucher würden bundesweit einen identischen Beitrag an der Netzinfrastruktur und der Energiewende tragen. Auf Verteilnetzebene würden Transaktionskosten für die individuelle Kalkulationen und Bekanntgabe eingespart. Der Lieferantenwettbewerb würde gestärkt, da identische Entgelte Endkundertarife vergleichbarer machen und das Problem der wettbewerbsverzerrenden individuellen Veröffentlichung entfallen würde.

Nachteile: Ein politischer Nachteil des Ausgleichs liegt in der Umverteilung, die durch eine Vereinheitlichung entsteht. Einige Regionen würden zwar relativ stark entlastet, die Mehrheit müsste jedoch mit steigenden Netzentgelten rechnen, insbesondere die Verbraucher im Süden, Westen und in den städtischen Netzen. Weiterhin werden die Preisblätter mit den Entgelten des Verteilnetzes als Indikator der Effizienz des jeweiligen Netzbetreibers angesehen. Somit wird gefolgert, dass ein Wegfall dieser Veröffentlichung den Rechtfertigungsdruck des lokalen Netzes und damit dessen Effizienz verringert.

Fazit: Wenn sowohl die heterogenen Netzstrukturen als auch die Nichtbelastung der Erzeugung mit (lokalen) Netz-

anschlusskosten als Prämisse gelten, entspricht ein einheitliches Netzentgelt einem Solidarprinzip für das bundesweite Projekt der Energiewende. Damit kann der ungünstigen Kostenentwicklung entgegengewirkt werden, die beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in der ländlichen Region entsteht. Da fraglich ist, ob die lokale Entgelthöhe im Hinblick auf die Effizienz des Netzbetreibers überhaupt signifikant ist, wäre dies vermutlich kein großer Verlust. Die Freiheitsgrade des Netzbetreibers bei der „angemessenen Kostenzuordnung“ zwischen den einzelnen Kostenpositionen, Kundengruppen und Spannungsebenen führen vermutlich schon heute zu sehr unterschiedlich geprägten Preisblättern. Transparenz über die Kostenstruktur und Effizienz ist elementar, daher sollte Transparenzanforderungen nicht mit den unausweichlichen lokalen Kosten vermischt, sondern separat mit den Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Anreizregulierung adressiert werden.

80 Hungarian Energy Office 2011

6 Reformbedarf der deutschen Netzentgeltsystematik

In diesem Kapitel sollen die vorher diskutierten Optionen bewertet und theseartige Handlungsoptionen abgeleitet werden, die für eine sachdienliche und lösungsorientierte Herangehensweise notwendig sind. Grundsätzlich erscheint es erforderlich, die Systematik der Netzentgelte zu überprüfen und den aktuellen Herausforderungen der Energiewende anzupassen. Die zentralen Stellschrauben einer zukunftsfähigen Netzentgeltsystematik werden nachfolgend ausgeführt und im Hinblick auf notwendige flankierende Maßnahmen diskutiert.

a. Schaffung von Transparenz

Innerhalb des Stromsystems hat sich die Datengrundlage bezüglich konventioneller und erneuerbarer Erzeugungskosten, der Preisbildung und dessen Tarifbildung in den letzten Jahren stark verbessert. Einzig für das regulierte natürliche Monopol herrscht bei dieser Entwicklung Stillstand. Um die anstehenden Herausforderungen optimal adressieren zu können, braucht die Fachöffentlichkeit Daten, anhand derer sich sachgerecht analysieren und diskutieren lässt. Hierzu gehören die genehmigten Erlös- und Mengenstrukturen, die Volumina der Sonderentgelte für den Strombezug und die Speicherung sowie die dezentrale Einspeisung.⁸¹

Die bestehende Netzkostenzuordnung über Jahresleistungspreise kann für das bisherige System grundsätzlich als angemessen und akzeptiert bezeichnet werden. Doch ist nur für einige Sonderregelungen (vermiedene Netzentgelte, § 19 (2) StromNEV-Umlage) heute das Volumen der dadurch verursachten Umverteilung bekannt. Aufgrund dieser Größenordnung kann jedoch vermutet werden, dass mindestens in einigen Netzen das Leistungspreissystem mehr Ausnahme als Regelfall ist. Eine sachliche Diskussion, beispielsweise über die Anreizwirkung von zeitlich variierten Leistungspreisen für einzelne Spannungsebenen eines Netzes, kann

nur gelingen, wenn ein Paradigmenwechsel hin zu mehr Transparenz erfolgt. Sofern diese Daten erfolgreich als Geschäftsgeheimnisse unter Verschluss bleiben, werden die Nachfrageintegration und damit die Energiewende nicht effizient gelingen können.

In anderen Staaten liegen wesentliche Regulierungsdaten öffentlich vor.⁸² In Deutschland sind einige Diskussionen nur zu führen, sofern der Regulierer hoheitlich aufbereitete Ergebnisse vorlegt. Eigeninitiative aus wissenschaftlicher und Verbraucherperspektive, wie sie bezüglich der EEG-Diskussionen völlig normal ist, ist hier bisher ausgeschlossen. Entsprechende Veröffentlichungspflichten sollten folglich vom Regulierer und wenn nötig vom Gesetzgeber zügig geschaffen werden.

b. Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte

Vermiedene Netzentgelte werden bisher maßgeblich an Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ausgeschüttet. Je höher das lokale Netzentgelt ist, desto höher ist auch die Ausschüttung. Damit wird die Rentabilität einer Investition aus Netzmitteln gesteigert, ohne auf dessen Kosten eine positive Wirkung haben zu müssen. Die Vergütungsunterschiede beitragen zwischen günstigen und teuren Netzen heute schon mehr als einen Cent pro Kilowattstunde in der Niederspannung. Folglich wird es bei einer Investition in dezentrale Erzeugung nahe einer Netzeigentums- und damit Entgeltgrenze interessant, den Anschlusspunkt zum teureren Netz herzustellen. Erlössteigernd ist zudem auch die Wahl des Netzebenen-Anschlusspunktes. Da mit abnehmender Spannungsebene das Netzentgelt steigt, steigt folglich auch die Ausschüttung für die Investition, wenn eine niedrigere Spannungsebene gewählt wird. Diese Vergütungsregel führt somit zu geografisch falschen Anreizen und produziert zusätzliche Netzausbaukosten.

81 Entsprechende gesetzliche Grundlagen fordert auch die Bundesnetzagentur; Siehe BT-DS 18/536.

82 beispielsweise Ofgem, United Kingdom www.ofgem.gov.uk

Da auch die Berücksichtigung der Transportkosten entfällt, hat Dezentralität bei einem homogenen Gut neben dem energiewirtschaftlichen auch keinen grundsätzlichen volkswirtschaftlichen Wert. Entsprechend ist eine Abschaffung der pauschalen vermiedenen Netzentgelte zu empfehlen. Eine Abschaffung wirkt auf erneuerbare und fossile Erzeugung jedoch unterschiedlich:

Eine Abschaffung der vermiedenen Entgelte hätte heute für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen selbst keine Auswirkungen. Diese werden nur ausgezahlt, wenn keine EEG-Förderung stattfindet. Solange die Förderung besteht, erfolgt die Ausschüttung in das EEG-Konto.⁸³ Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte würde folglich die bundesweit umzulegenden Kosten des EEG-Kontos erhöhen. Erst für erneuerbare Erzeugungsanlagen, die nicht oder nicht mehr nach EEG gefördert werden, spielen die vermiedenen Netzentgelte direkt eine Rolle. Eine Abschaffung ist somit einfacher, bevor diese für Investoren und Betreiber signifikante Bedeutung erlangt.

Für die konventionelle, dezentrale Erzeugung – maßgeblich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen – hätte eine Abschaffung erhebliche, direkt finanzielle Auswirkungen. Entsprechend sollte bei einer Abschaffung eine Kompensation für Bestandsanlagen, beispielsweise innerhalb des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG), erwogen werden. Für Neuanlagen sollte es über das Netz nur eine Förderung geben, wenn sichergestellt ist, dass in einem Teilnetz mit zunehmendem Verbrauch notwendiger Netzausbau durch dezentrale Erzeugung tatsächlich vermieden wird.⁸⁴ Dies könnte durch Einzelprüfung auf Antrag erfolgen. Darüber hinausgehende, politisch gewollte Investitions- oder Betriebshilfen sollten als solche erkenntlich sein und direkt über das entsprechende Fördergesetz erfolgen.

83 siehe Veröffentlichung der Übertragungsnetzbetreiber www.netztransparenz.de

84 DNV KEMA: Zuhause-Kraftwerke als Alternative zum Netzausbau für Lichtblick SE, www.lichtblick.de

c. Keine Beteiligung der Erzeugung an den Netzkosten

Die zunehmende Verursachung des Netzausbaus durch Erzeugung hat die Diskussion über deren Beteiligung an den Netzkosten ausgelöst. Eine Netzkostenbeteiligung als Optimierungsanreiz wäre grundsätzlich richtig. Aufgrund der unklaren Zielkriterien (Standort für optimierten Ausbau des Übertragungsnetzes, Verteilnetzes und/oder kurzfristige Engpassvermeidung) und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Technologien und Erzeugungsanlagen ist ein solches Vorgehen augenblicklich nicht empfehlenswert.

Die heutige nationale Gebotszone wurde zur Liquiditätsmaximierung geschaffen. Potenzielle Engpässe sollten auf das Gebotsverhalten der Kraftwerke gerade keinen Einfluss haben, also auch nicht mit der daraus resultierenden Engpassbewirtschaftung. Mit der uneingeschränkten Priorisierung des Netzausbaus wird als Übergangslösung auf Übertragungsnetzebene heute in nennenswertem Umfang *Redispatch* legitimiert. Dessen Kosten werden über die Netzentgelte sozialisiert. Sollte von diesem Ansatz zukünftig abgewichen werden, ist es sinnvoll, alle Ressourcen, also Erzeugung und Verbrauch entsprechend ihres geografischen Netz- und Systemwerts, gleichberechtigt gegeneinander antreten zu lassen. Selbst dann wären Verteilnetzentgelte entsprechend der netztechnischen Anforderungen nur schwerlich transparent und diskriminierungsfrei an die einspeisenden Erzeuger in der Verteilnetzebene zu richten. Zudem würden Netzentgelte für die Erzeugung⁸⁵ das gleichberechtigte Zusammenkommen aller Ressourcen weiter erschweren. Eine regulierte Entgeltbildung für den Verbraucher und Erzeuger innerhalb der heutigen Verteilnetze würde umfangreiche Festlegungen und systematische Vorarbeiten benötigen und kann leicht zu einem falschen Anreiz führen. Märkte können diese Aufgaben gegenüber administrativen Netzkostenzuweisungen zweckmäßiger erfüllen. Transnationale, gekoppelte Märkte, die bei Engpässen regionale Preise für den effizienten Errichtungsort und den Betrieb der Anlagen generieren, sind zur Verwirkli-

85 Haucap 2014

chung eines europäischen Energiebinnenmarktes die favorisierte Variante.⁸⁶

Sofern der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in überlasteten Teilnetzen begrenzt werden soll, kann dies mittelfristig über zu tragende Netzanschlusskosten besser als innerhalb des Fördergesetzes gesteuert werden. Eine grundsätzliche Beteiligung der Erzeugung an den Netzkosten würde die Transparenz jedoch erschweren. Vergleichsrechnungen für Grundversorgungstarife, wie von Energy Brainpool⁸⁷ durchgeführt, würden an Aussagekraft verlieren. Entsprechend ist heute keine Notwendigkeit ersichtlich, das bestehende System der Kostentragung durch Verbraucher umzubauen, noch ist eine annähernde Logik ersichtlich, in die es zu transformieren wäre.

d. Bundesweiter Kostenausgleich

Die Differenzen der Netzentgelte und auch die Schwierigkeiten, diese zu rechtfertigen, nehmen zu. Energiewirtschaftlich sind die Anreizwirkungen sogar konträr zu den Herausforderungen eines effizienten Systems: So wird Verbrauch dort angereizt, wo die Entgelte niedrig sind, also zunehmend fern der erneuerbaren Erzeugung. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte würde die Differenzen zwar verringern. Auch wenn hierzu keine Daten vorliegen, würde dies die Differenzen aber wohl nicht nachhaltig begrenzen können. Diese zunehmenden Unterschiede weist auch die Abschätzung der Netzkostenentwicklung auf Basis der Landkreisstrukturen durch die Technische Universität Dresden aus. Ein dauerhafter Ausgleich würde im Jahr 2023 für einige Verbraucher mit einer deutlicheren Entlastung einhergehen, für die Mehrzahl hingegen eine begrenzte Mehrbelastung bedeuten.⁸⁸ Vor dem Hintergrund der heterogenen Netzstrukturen sind ein solcher bundesweiter

Ausgleich und die Einführung eines einheitlichen Netzentgelts zu empfehlen.

Es ist kein volkswirtschaftliches oder regulatorisches Argument bekannt, das gegen einen solchen horizontalen Kostenausgleich und einheitliche Netzentgelte je Spannungsebene spricht. Je länger ein solcher Ausgleich hinausgezögert wird, desto größer sind die damit verbundenen Umverteilungen und die möglichen Widerstände. Zu prüfen ist jedoch, ob es Einzelfälle gibt, die einer tatsächlichen Sonderbehandlung bedürfen. Davon abgesehen gibt es natürlich auch hier individuelle Interessen, die bei einer gemeinsam getragenen Energiewende überwunden werden müssen. Als erster Schritt ließe sich ein solcher Horizontalausgleich bei den Netzentgelten der vier Übertragungsnetzbetreiber testen, bevor alle Verteilnetze einbezogen werden.

e. Grundpreise bei Kleinverbrauchern niedrig halten

Richtungsweisend sind für Kleinverbraucher zeitlich variierte Arbeitspreise in Verbindung mit Grundpreisen, die ausschließlich die fixen Grundkosten, also die des Netzanschlusses und der Abrechnung, abdecken. Über Grundpreise fixe Netzkosten zu allokalieren ist weder verursachungsgerecht noch zielführend.

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht vor, Verbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen weniger stark aus der Beteiligung an den Netzkosten zu entlassen. Entsprechend sollen Leistungspreiskomponenten als Mittel der Wahl geprüft werden.⁸⁹ Leistungspreise sind im betreffenden Segment aufgrund der fehlenden Messinfrastruktur nicht kurzfristig zu etablieren. Aber auch für diese gilt, dass sie nur bei einer zeitlichen Variierung zukunftsorientiert sind. Andernfalls wären sie nicht verursachungsgerecht und könnten auch nicht das anvisierte Ziel der angemessenen Kostenbeteiligung der Eigenerzeuger adressieren.

⁸⁶ RAP 2011; Marc Bettzüge (EWI) am 25. Februar 2014 im *Handelsblatt*

⁸⁷ Energy Brainpool 2013

⁸⁸ Dies würde heute (in Klammern die Werte für 2023) eine Entlastung von 64 (133) Euro je Haushalt in Mecklenburg-Vorpommern, von 44 (69) Euro in Sachsen und Mehrbelastungen von 20 (29) in Baden-Württemberg bedeuten.

⁸⁹ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Dezember 2013, Seite 59

Solange in diesem Segment keine zeitvariable Arbeitsbepreisung erfolgt, kann weder ein Grundpreis noch ein Jahresleistungspreis diese Lücke füllen. Grundpreise sollten deshalb nur die Kosten der Messung, des Messstellenbetriebs und der Abrechnung umfassen. Auch wenn kein bundeseinheitliches Entgelt vorliegt, müssten diese faktisch in allen Verteilnetzen auf sehr ähnlichem Niveau liegen. Mittelfristig ist die Kombination des Grundpreises mit zukunftsorientierten also zeitlich gestaffelten Entgeltkomponenten anzustreben.

Darüber hinaus wäre es sinnvoll zu prüfen, ob der Eigenverbrauch durch das heutige System übermäßig entlastet wird. Sofern dies der Fall ist, könnte übergangsweise eine Netzservicepauschale⁹⁰ nach Erzeugungsleistung für Netz- und Systemkosten erhoben werden.

f. Leistungspreise bei Großverbrauchern

Das System der (Leistungs-)Netzentgelte für Großverbraucher und Speicher ist maßgeblich durch Sonderregelungen und Ausnahmen geprägt. Dieses fortzuschreiben und neue Ermäßigungen zum Beispiel für Flexibilitätsanforderungen hinzuzufügen, ist wenig effizient. Vielmehr bedarf es eines Systemumbaus, Privilegien sind zugunsten von systemkonformen Anreizen abzuschmelzen:

Bei leistungsgemessenen Verbrauchern, insbesondere in den höheren Spannungsebenen, dominiert schon heute das (Jahres-)Leistungsentgelt. Dieses wirkt prohibitiv auf Lasterhöhungen, unabhängig davon, ob Netzrestriktionen vorliegen. Für die Bereitstellung negativer Regelleistung und als Reaktion auf negative Preise sind Lasterhöhungen zwar volkswirtschaftlich sinnvoll, aber betriebswirtschaftlich nicht darstellbar.⁹¹ Diese prohibitive Wirkung der Jahresleistungsentgelte ist bei Erlass der *Verordnung zu abschaltbaren Lasten* erkannt worden. Entsprechend gibt es hier

⁹⁰ Karsten Bourwieg (Bundesnetzagentur) in *Energie & Management*, Mai 2014

⁹¹ beispielsweise um im *Intra-Day*-Markt während der Rampenstunden, die zum Teil sehr hohen Preisunterschiede in den 15 Minuten vor und nach einer vollen Stunde aufzufangen

Ausnahmeregelungen, die auch auf die Bereitstellung der Regelleistung übertragbar und kurzfristig zu realisieren wären.⁹² Notwendig ist hierfür der verbraucherseitige Nachweis der Lastanpassung.

Ein solcher Ansatz ist für die freiwillige Lastanpassung aufgrund von Spotpreissignalen jedoch nicht möglich. Um marktgetriebenes Lastmanagement zu ermöglichen, muss das Tarifsysteem dahingehend geändert werden, dass die Bemessungsgrundlage der individuellen Höchstlast zeitlich gestaffelt in einen Bezug zu den Systemanforderungen gesetzt wird. Ein solcher Bezug ist hinsichtlich des lokalen Netzes oder des Marktpreises denkbar:

- a. Lokale Netze: Hierfür könnte die heutige atypische Netznutzung entsprechend der Stromnetzentgeltverordnung § 19 (2) 1 weiterentwickelt werden. Für die (verschiedenen) definierten (Höchst-)Lastzeitfenster jeder Spannungsebene müssten dann andere, höhere Leistungspreise gelten als außerhalb dieser Zeitfenster. Sichergestellt werden müsste, dass die Höhe der dabei gewährten EntgeltNachlässe sich nach der Netzentlastung richtet. Eine Verallgemeinerung der heutigen, bis zu 80-prozentigen Nachlässe würde dem sicherlich nicht gerecht.
- b. Marktpreis: (Viertel-)Stunden, für die sich im Spotmarkt negative Preise ergeben, werden bei der Leistungspreisberechnung des Netzes nicht berücksichtigt. Voraussetzung ist, dass der Netzbetreiber keine Netzengpässe für diese Stunden angekündigt hat.

Eine Kombination beider Optionen würde zu einem optimierten lokalen Netzbezug und zu Berücksichtigung der Angebotssituation führen. Je feiner diese Unterteilung ist, desto dichter kämen wir damit an ein anzustrebendes *Real Time Pricing*.⁹³ Ein solcher zeitlich variierter Leistungspreis ist auch innerhalb eines bundesweit einheitlichen Netzentgeltes auf die lokale Netzsituation anpassbar. Über die Zeitfenster (a) oder mittels angekündigter Netzrestriktionen (b) kann die lokale Netznutzung gesteuert werden, ohne von ei-

⁹² RAP 2013

⁹³ Eurelectrics 2013

nem einheitlichen Preis abweichen zu müssen. Damit bleibt auch die Komplexität für den Wettbewerb und den einzelnen Netzbetreiber beherrschbar, da sich die finanziellen Auswirkungen nicht direkt auf seine Erlöse auswirken.

g. Dynamisches Arbeitspreis-Netzentgelt

Aufgrund der problematischen Anreizwirkung der heute genutzten Entgeltkomponenten wird auch für den Arbeitspreis eine zeitlich gestaffelte Erhebung⁹⁴ bis hin zur dynamischen Bepreisung anhand von Großhandelspreisen⁹⁵ diskutiert. Nach einem bundeseinheitlichen Netzentgelt ist mittelfristig eine Dynamisierung des Arbeitspreisentgeltes zu erwägen. Insbesondere bei geringen Verbräuchen, bei denen die Transaktionskosten für eine Reaktion auf kurzfristige Marktpreise höher sind, stellen die Arbeitspreise den maßgeblichen Anteil der Netznutzungsentgelte. Mit einer solchen Umstellung könnten wirtschaftlich interessante Verbraucher nach und nach aus der heutigen Standardisierung in eine Einzelbetrachtung überführt werden, für die sich gesonderte Verträge lohnen und eine neue Messinfrastruktur am Markt refinanzieren können. Für industrielle Großverbraucher hat der Arbeitspreis nur eine untergeordnete Bedeutung, eine Dynamisierung desselben würde deren Preisspreads folglich wesentlich weniger erhöhen (siehe Tabelle 1, Netzentgelte Berlin, beispielsweise Arbeitspreis in der Hochspannung von 0,9 ct/kWh im Verhältnis zum Standardlastprofilkunden mit 5,13 ct/kWh). Entsprechend sind für diese Kunden nur geringere Verbrauchsanpassungen an das mäßig verstärkte Marktpreissignal von Interesse, da weiterhin die wirtschaftlichen Auswirkungen des Leistungspreises überwiegen.

Die Kombination von zeitlich differenzierten, netzbezogenen Leistungsentgelten und marktpreisbezogenen Arbeitsentgelten ermöglicht eine maximale verbrauchsseitige Reaktion auf Marktpreise, ohne die lokalen Netzrestriktionen außer Acht zu lassen. Auch neue Verbrauchsanwendungen wie Elektromobilität können in dieses Schema eingeordnet

werden. Eine stärkere netzoptimierte Einpassung, also über die dynamischen Arbeitspreise hinaus, ist über die geschilderten Leistungspreise bei einer *Smart-Meter*-Messinfrastruktur auch für solche Kundengruppen denkbar.

Da die Verbrauchsanpassungen und damit einhergehenden Wirkungen auf das Netz durch marktpreisabhängige Netzentgelte bisher kaum bekannt sind, besteht hier Forschungsbedarf. Neben der lokalen Netzauswirkung betrifft dies insbesondere folgende Punkte:

- Welche Effekte sind für die wettbewerbliche Stromlieferung zu erwarten?
- Welche Mehrwerte entstehen damit für Smart-Metering-Angebote?
- Wie weit verringert eine verbesserte Verbrauchsreaktion negative und niedrige Großhandelspreise?
- Verringert sich damit die netzseitige Abregelung von EEG-Anlagen?
- Welche Auswirkungen sind durch verringerte Differenzkosten der erneuerbaren Erzeugung auf die EEG-Umlage zu erwarten?
- Ergeben sich damit Anreize für Speichertechnologien, die zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Ausbau führen?
- Kann durch dynamische Netzentgelte (plus zeitlich differenzierte Leistungspreise) eine Begrenzung der Regelleistungsvorhaltung oder deren Kosten erwartet werden?

Parallel zur wissenschaftlichen Forschung sollten über lokal begrenzte Vorhaben praktische Erfahrungen gesammelt werden. Auf deren Basis sollte eine Entscheidung über die flächendeckende Einführung eruiert und gegebenenfalls anschließend vorbereitet werden.

94 RAP 2014: *Teaching the Duck To Fly*

95 Eurelectric 2014; Dänemark, Energitilsynet, siehe <http://energitilsynet.dk>

7 Resümee

Ziel der vorliegenden Analyse war es, das deutsche System der Netzkostenallokation auf seine Fähigkeit zu prüfen, die Netzkosten angemessen zu wälzen und dabei Anreize zu setzen, die mit den Herausforderungen der Energiewende kompatibel sind.

Die Analyse hat gezeigt, dass das System in seinen Grundzügen gut geeignet ist, dieses Ziel zu erreichen. In den konkreten Regelungen lassen sich jedoch strukturelle und systematische Schwachstellen finden, die in unterschiedlichem Maße negative Effekte verursachen. Ihre Beseitigung sollte im Fokus künftiger Reformen der Netzentgelte stehen. Dies sind insbesondere die folgenden Aspekte:

- **Mehr Transparenz:** Zu den Grundzügen des Systems, die Kosten der Spannungsebene über die Gleichzeitigkeit der Nutzung an die Verbraucher zu allokalieren, bedarf es augenblicklich keiner wirklichen Alternative. Die Fülle der Ausnahme- und Sonderregeln, insbesondere für industrielle Verbraucher und Speicher, lässt aber die Vermutung zu, dass die richtigen Prinzipien teilweise nur noch theoretisch gelten. Transparenz ist erforderlich, um im Zuge neuer Anreizsetzung die falschen parallel abbauen zu können. Die Transparenz, die sich heute weitestgehend auf die Preisblätter beschränkt, sollte deshalb dringend verbessert werden.
- **Systemdienlichkeit der Netzentgelte erhöhen:** Das heutige System der Netzentgelte stößt an seine Grenzen, weil es Inflexibilität durch Nachlässe bei den Netzentgelten belohnt; die Ausschüttung von sogenannten vermiedenen Netzkosten an dezentrale Erzeugungsanlagen führt bei steigenden Anteilen der dezentralen, Erneuerbaren Energien ebenfalls zu Fehlanreizen. Innerhalb der Systematik werden nur begrenzte Verbesserungen bei hohem Aufwand erreichbar sein. Eine Ablösung der vermiedenen Netzentgelte sowie der Kostenallokation innerhalb des lokalen Verteilnetzes ist deshalb zu empfehlen. Sofern die vielfältigen Sonderregelungen beibehalten werden sollen, ist eine Optimierung der damit verbundenen Anreize hinsichtlich der Flexibilität geboten.

- **Nationale Wälzung:** Die Energiewende, insbesondere der Ausbau und Anschluss der dezentralen Erzeugung, verursacht erhebliche Netzkosten. Diese werden zu einem großen Teil (Netzausbau und sogenannte vermiedene Netzentgelte) den Stromverbrauchern des lokalen Verteilnetzes angelastet und führen zu zunehmenden Preisunterschieden. Netzentgeltunterschiede machen damit den Verbrauch zunehmend günstiger, je weiter er von der Erzeugung entfernt ist. Ein radikaler Schritt hin zu einem einheitlichen Netzentgelt scheint deshalb eine gerechtfertigte Lösungsoption.

Hingegen stehen Jahres- und Monatsleistungspreise für die Industrie, unabhängig ob bemessen an der individuellen Höchstlast oder an der Größe des Netzanschlusses, genauso wenig mit den Energiewende-Herausforderungen in Einklang wie Grundpreiserhöhungen für Haushaltskunden. Für die Industrie ist damit kein erhöhter Flexibilitätsanreiz verbunden – ganz im Gegenteil erhöht sich sogar der Anreiz zu einem inflexiblen Lastverhalten. Die analog diskutierte Anhebung des Grundpreises und die Senkung des Arbeitspreises bei Haushaltskunden belastet Geringverbraucher und mindert den Anreiz für Energieeffizienz.

Weitergehende Verbesserungen der Netzentgeltsystematik zur Erhöhung ihrer Systemdienlichkeit sind letztlich nur über die **zeitliche Differenzierung der Entgelte** zu erzielen. Denn die zunehmende fluktuierende Erzeugung macht eine direkte Reaktion der Nachfrageseite unumgänglich. Entsprechend müssen auch die Entgeltbestandteile des Netzes die zeitliche Differenzierung der Auslastungen widerspiegeln können. Dies gilt damit nicht nur für den Arbeitspreis, sondern ebenso für den Leistungspreis der Großverbraucher. Da sowohl die Marktpreise als auch die Netzauslastung für die Gesamtoptimierung bis zum Verbraucher relevant sind, empfiehlt sich eine Kombination der beiden hin zu marktpreisorientierten Arbeitspreisen und Leistungskomponenten in Bezug zum lokalen Netz. Dies entspricht im Übrigen auch der Zuordnung der Komponenten, die die Bundesnetzagentur vorgenommen hat, um die angestrebte

Smart-Meter-Messinfrastruktur zu einem größeren Anteil aus dem Markt heraus finanzieren zu können.⁹⁶ Über die Kombination der beiden zeitlich differenzierten Entgelte lassen sich der Eigenverbrauch sowie die Flexibilität der Nachfrage systemoptimiert anreizen.

Diese Überlegungen sollten deshalb in einem nächsten Schritt einer vertiefenden, auch quantitativen Analyse ihrer Auswirkungen und Realisierungschancen unterworfen werden.

96 Bundesnetzagentur 2011: *Smart Grid und Smart Market*

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2012): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. www.agora-energiewende.de

Agora Energiewende (2013): *12 Thesen zur Energiewende*. www.agora-energiewende.de

BIZZ Energy-Today (8. Mai 2014): Statement des Ministerpräsidenten des Landes Sachsen, Stanislaw Tillich. <http://bizzenergytoday.com>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): *Ein Strommarkt für die Energiewende* (Grünbuch).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013): *Plattform zukunftsfähige Energienetze, AG Intelligente Netze und Zähler*. www.bmwi.de

Bundesnetzagentur (2011): *Smart Grid – Smart Market*, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. www.bundesnetzagentur.de

Bundesnetzagentur (2013): *Monitoringbericht 2013*. www.bnetza.de

Consentec (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende. www.agora-energiewende.de

Crossborder Energy (2013): *Evaluating the benefits and Costs of Net Energy Metering in CA*, Studie im Auftrag von The Vote Solar Initiative. votesolar.org

Deutscher Bundestag (2014): Drucksache 18/536 vom 12.02.2014 – 18. Wahlperiode: Bericht der BNetzA zur ARegV. dip21.bundestag.de

Diekmann, J.; Leprich, U.; Ziesing, H.-J. (2007): *Regulierung der Stromnetze in Deutschland*, Gutachten im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung. www.boeckler.de

Ecofys (2014): *Dynamische EEG-Umlage im Kontext des Eigenverbrauchs*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende. www.agora-energiewende.de

Energy Brainpool (2013): *Zusammenhang von Strombör-senpreisen und Endkundenpreisen*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende. www.agora-energiewende.de

ENTSO-E (2013): *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2013*

Eurelectric (2013): *Network tariff structure for a smart energy system*. www.eurelectric.org

Giessing, Frederik-Hubertus (2010): *Ein Beitrag zum Kapazitätstarif für die Netznutzung von Standardlastprofil-kunden*.

Göttinger Energietagung (27. und 28. März 2014), Energie-Forschungszentrum Niedersachsen mit Bundesnetzagentur. www.efzn.de

Haucap, Justus; Pagel, Beatrice (2014): *Ausbau der Strom-netze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte*, Studie des Düsseldorfer Instituts für Wettbewerbsökonomie. www.uni-duesseldorf.de

Hinz, F. et al. (2014): *Abschätzung der Entwicklung der Netz-nutzungsentgelte in Deutschland*, Gutachten der TU Dres-den. <http://nbn-resolving.de>

Hungarian Energy Office (2011): *Annual report to European Commission*. www.mekh.hu

McKinsey (2007): *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, Gutachten im Auftrag des BDI.

Prognos/IAEW: *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor*, Studie im Auftrag von Agora Ener-giewende, European Climate Foundation und Regulatory Assistance Project. www.agora-energiewende.de

Literaturverzeichnis

Raue LLP: *Reform des Konzessionsabgabenrechts*, Gutachten im Auftrag von Agora Energiewende, European Climate Foundation und Regulatory Assistance Project.
www.agora-energiewende.de

Regulatory Assistance Project (2011): *Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider*. www.raonline.org

Regulatory Assistance Project (2013): *Designing Distributed Generation Tariffs Well*. www.raonline.org

Regulatory Assistance Project (2013): *Nachfragesteuerung, die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit*. www.raonline.org

Regulatory Assistance Project (2014): *Teaching the Duck to fly*. www.raonline.org

Regulatory Assistance Project (2012): *Time-Varying and Dynamic Rate Design*. www.raonline.org

Simshauser, Paul (2012): *Dynamic Pricing and Peak Load Problem*. www.aemc.gov.au

Übertragungsnetzbetreiber (2013): *Datenbasis zu § 19 StromNEV Umlage 2014*, 18.10.2013. www.eeg-kwk.net

Übertragungsnetzbetreiber (2013): *EEG-Umlageberechnung 2014 nach AusglMechV*, 15.10.2013. www.kwk-eeg.net

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Publikationen von Agora Energiewende

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

Auf Englisch

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO₂ Emissions, 2010-2030

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

