

19.01.2016



BECKER BÜTTNER HELD

## GUTACHTEN

---

### **Gutachterliche Stellungnahme zum Instrument einer Regulatorischen Innovationszone**

**im Auftrag des**

Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft  
Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart

**erstellt durch**

Rechtsanwalt Stefan Missling  
Rechtsanwalt Heiko Lange  
Rechtsanwalt Dr. Sascha Michaels  
Rechtsanwalt Dr. Michael Weise

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbH  
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin  
T +49 (30) 611 28 40-0 · F +49 (30) 611 28 40-99 · bbh@bbh-online.de

Dieses Gutachten wurde ausschließlich für unsere Mandantin und auf der Grundlage des mit unserer Mandantin bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist ausschließlich für den eigenen Gebrauch unserer Mandantin bestimmt. Das Gutachten darf weder an Dritte weitergegeben noch als Ganzes oder in Teilen veröffentlicht, zitiert oder in Bezug genommen werden, sofern dies nicht schriftlich zwischen uns und unserer Mandantin vereinbart wurde.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserer Mandantin einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

Dort, wo im Einzelfall die Einbeziehung eines Dritten in den Schutzbereich des Mandatsvertrages erfolgt, gelten auch gegenüber dem Dritten die in dem Mandatsvertrag mit unserer Mandantin vereinbarten Haftungsbeschränkungen.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Teil 1</b>	<b>Beschreibung des Untersuchungsgegenstands.....</b>	<b>8</b>
<b>Teil 2</b>	<b>Prüfungsfragen .....</b>	<b>9</b>
<b>Teil 3</b>	<b>Gutachterliche Stellungnahme .....</b>	<b>11</b>
<b>A.</b>	<b>Grundsätzliche Prüfung des Instruments einer RIZ unter dem geltenden Rechtsrahmen.....</b>	<b>12</b>
I.	Prüfung der ersten These .....	12
1)	Betrachtung des nationalen Rechtsrahmens .....	12
	a) Rechtsnatur des Energiewirtschaftsrechts als zwingendes sektorspezifisches Regulierungsrecht.....	13
	b) Vielfalt der aufeinander treffenden Interessen.....	15
	aa) Energieversorgung als Aufgabe der Daseinsvorsorge .....	16
	bb) Verbraucherinteressen.....	16
	cc) Abnehmerinteressen .....	17
	dd) Interessen der Energieversorgungsunternehmen .....	17
	c) Verbindlichkeit des nationalen Rechtsrahmens .....	17
	aa) Bindung privater Rechtssubjekte .....	18
	bb) Bindung hoheitlicher Rechtssubjekte.....	18
	d) Bestehende Ausnahmeregelungen im Energiewirtschaftsrecht.....	19
2)	Betrachtung des europarechtlichen Rechtsrahmens .....	20
	a) Unionsekundärrecht (Europäisches Energierecht) .....	20
	b) Unionsprimärrecht.....	21
3)	Zwischenergebnis .....	22
II.	Prüfung der zweiten These .....	22
1)	Befugnisse der Regulierungsbehörden .....	22
2)	Keine Befugnis zur Differenzierung für Einführung einer RIZ.....	23
3)	Zwischenergebnis .....	23
III.	Möglichkeiten einer Umgehung der rechtlichen Hemmnisse auf Basis einer freiwilligen Beteiligung der betroffenen Marktakteure.....	24
IV.	Anpassung des gegenwärtigen Rechtsrahmens zur Ermöglichung einer RIZ.....	25
1)	Zulässigkeit einer allgemeinen Regelung für regulatorische Innovationszonen .....	25
	a) Verfassungsrechtliche Zulässigkeit.....	25
	aa) Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes .....	26
	bb) Grundsatz der Normenbestimmtheit.....	26
	cc) Grundsatz der Widerspruchsfreiheit .....	27
	b) Europarechtliche Zulässigkeit.....	28
	c) Zwischenergebnis.....	28

2)	Zulässigkeit einzelfallbezogener Regelungen zur Ermöglichung einer konkreten RIZ.....	28
	a) Verfassungsrechtliche Zulässigkeit.....	28
	aa) Diskriminierungsverbot aus Art. 3 GG .....	28
	bb) Verfassungsrechtliche Anforderungen im Übrigen .....	30
	b) Europarechtliche Zulässigkeit.....	30
	c) Zwischenergebnis.....	30
3)	Zwischenergebnis .....	30
V.	Beachtung des Beihilfenverbots nach Art. 107 AEUV.....	31
1)	Begünstigung .....	31
2)	Begünstigung bestimmter Unternehmen – Selektivität.....	34
3)	Staatliche Herkunft der Mittel .....	34
4)	(Eignung zur) Wettbewerbsverfälschung und Handelsbeeinträchtigung .....	37
5)	Schlussfolgerung .....	37
<b>B.</b>	<b>Prüfung konkreter Projektbeispiele aus dem Diskussionspapier für eine mögliche RIZ.....</b>	<b>38</b>
I.	Projektidee Netzentgeltsystematik.....	38
1)	Umschreibung möglicher Aspekte einer Variierung der Netzentgeltsystematik.....	39
	a) Netzentgelte für Einspeiser .....	39
	b) Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte .....	39
	c) Flatrate für die Netznutzung.....	40
2)	Rechtliche Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee .....	40
	a) Gesetzliche Hemmnisse.....	40
	aa) Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang nach § 21 EnWG.....	41
	(1) Allgemeine Kriterien nach § 21 Abs. 1 EnWG .....	41
	(2) Kostenorientierte Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 EnWG.....	43
	bb) Gesetzesziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs gemäß § 1 Abs. 2 EnWG.....	44
	cc) Zwischenergebnis.....	44
	b) Verordnungsrechtliche Hemmnisse.....	45
	aa) Hemmnisse für die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser .....	45
	bb) Hemmnisse für die Einführung von zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten .....	45
	(1) Zeitlich differenzierte Netzentgelte .....	46
	(2) Örtlich differenzierende Netzentgelte .....	47

	cc) Hemmnisse für die Einführung einer Flatrate für die Netznutzung.....	47
	c) Regulierungsbehördliche Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik .....	48
	d) Europarechtliche Hemmnisse .....	48
3)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	50
	a) Netzentgelte für Einspeiser .....	50
	aa) Schaffung einer Ermächtigungsgrundlage .....	50
	(1) Einspeisernetzentgelte .....	51
	(2) G-Faktor.....	52
	bb) Modifikation der StromNEV.....	52
	cc) Zwischenergebnis.....	53
	b) Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte .....	53
	c) Flatrate für die Netznutzung .....	54
II.	Projektidee Zählerstandsgangmessung .....	54
1)	Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee.....	56
	a) MessZV kennt nur RLM und SLP.....	57
	b) Marktkommunikation „kennt“ die ZGM/ZGB (noch) nicht .....	57
2)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	57
	a) Einsatz von RLM im SLP-Kundensegment? .....	58
	b) Zählerstandsgänge als Lastgänge behandeln?.....	58
	c) Freiwillige Abweichung von Festlegungen zur Marktkommunikation? .....	58
III.	Projektidee Alternativen zum Netzausbau .....	59
1)	Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee.....	59
	a) Netzausbauverpflichtung.....	59
	b) Vorgaben der Netzentgeltregulierung .....	60
2)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	62
	a) Gewährleistung der Aufgaben der Daseinsvorsorge .....	62
	b) Optionen für wirtschaftliche Anreize .....	63
	aa) Unmittelbare Weitergabe der Kosten .....	63
	c) Anpassung des Effizienzvergleichs .....	64
	d) Einführung einer besonderen Vergütung .....	65
	e) Zwischenergebnis.....	66
IV.	Projektidee Handlungsspielraum für den Verteilernetzbetreiber.....	66
1)	Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee.....	66
	a) Zuständigkeitsregelungen für die Systemsicherheit.....	67
	b) Sind marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz zulässig? .....	67

c)	Marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz rechtlich zulässig, aber praktisch nicht umgesetzt .....	68
2)	Option für die Umsetzung der Projektidee .....	68
V.	Projektidee leistungsbezogene Netzentgelte .....	69
1)	Rechtliche Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee .....	69
a)	Gesetzliche Hemmnisse.....	70
b)	Verordnungsrechtliche Hemmnisse .....	70
c)	Regulierungsbehördliche Hemmnisse.....	70
d)	Europarechtliche Hemmnisse .....	70
2)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	71
VI.	Projektbeispiel Power to Heat .....	71
1)	Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee.....	72
a)	Behandlung von Power to Heat-Anlagen als Letztverbraucher.....	72
b)	Ausnahmetatbestände .....	73
aa)	Netzentgelte.....	73
bb)	EEG-Umlage .....	74
cc)	Zwischenergebnis.....	75
c)	Primärenergiefaktor als Hemmnis für Power to Heat.....	75
2)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	77
VII.	Projektidee Kapazitätsmanagement durch Verteilernetzbetreiber .....	77
1)	Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee.....	78
2)	Optionen für die Umsetzung der Projektidee .....	78
a)	Weitergabe der Kosten .....	79
b)	Privilegierung der Maßnahmen .....	79
VIII.	Handlungsspielräume durch freiwillige Beteiligung der Akteure .....	80
1)	Möglicher Gegenstand freiwilliger Einigungen .....	80
a)	Anwendung des Grundpreis-Arbeitspreis-Modells.....	81
b)	Abweichung vom Musternetznutzungsvertrag der Bundesnetzagentur .....	81
c)	Vereinbarungen zu marktbezogenen Maßnahmen.....	82
d)	Schlussfolgerungen für die Einführung einer RIZ .....	82
2)	Einigung über theoretisches Planspiel .....	83
<b>C.</b>	<b>Prüfung der im Diskussionspapier für die RIZ aufgeführten Gestaltungsoptionen .....</b>	<b>84</b>
I.	Vergaberechtliche Anforderungen .....	85
1)	Ausschreibungspflicht .....	85
a)	Öffentlicher Auftraggeber .....	86
b)	Öffentlicher Auftrag .....	86

c)	Schwellenwert .....	86
d)	Mögliche Ausnahmen .....	87
e)	Schlussfolgerung .....	88
2)	Durchführung der Ausschreibung .....	88
<b>D.</b>	<b>Schlussfolgerungen für die Einführung einer RIZ mit Anpassung des rechtlichen Rahmens .....</b>	<b>89</b>



## Teil 1 Beschreibung des Untersuchungsgegenstands

In einer vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg (nachfolgend: „**UM BW**“) beauftragten Workshop-Reihe vom Herbst 2012 bis Sommer 2013 wurde die „Roadmap der Smart-Grids-Plattform Baden-Württemberg“ erstellt. In dieser Roadmap wird das Instrument einer Regulatorischen Innovationszone (nachfolgend: „**RIZ**“) vorgeschlagen. Das Instrument wurde zwar für die Smart Grids-Roadmap entwickelt, soll sich prinzipiell aber auch für Rahmenbedingungen eignen, die über den Bereich Smart Grids hinausgehen.

Aufbauend auf dieser Idee wurde vom Ökoinstitut e. V. sowie vom WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH ein Diskussionspapier erstellt („Konzept für das Instrument der regulatorischen Innovationszone“ vom 01.04.2015 – nachfolgend: „**Diskussionspapier**“), in dem die RIZ als solche weiter ausgearbeitet und konkretisiert wurde. Nach dem Diskussionspapier soll das Instrument dazu dienen, „spezifische Rahmenbedingungen räumlich und zeitlich begrenzt weiter zu entwickeln und zu testen“ (Diskussionspapier, 1.1., S. 6). Der Schwerpunkt der RIZ soll dabei auf der „Weiterentwicklung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens“ liegen (Diskussionspapier, 1.2., S. 8). Aus Sicht der Bearbeiter ist demnach ein weites Verständnis für die mögliche inhaltliche Ausgestaltung einer RIZ zugrunde zu legen.

Bei den nachfolgenden Untersuchungen wird in diesem Sinne davon ausgegangen, dass **Gegenstand einer RIZ daher zwar in jedem Fall die auf einen bestimmten Zeitrahmen sowie auf eine bestimmte Materie/Region beschränkte Anwendung einer neuen (innovativen) Regelung im Bereich des Energiewirtschaftsrechts sein wird**. Gleichzeitig wird zu unterstellen sein, dass eine **RIZ nicht zwingend mit einem Abweichen vom bestehenden Rechtsrahmen verbunden sein muss**, da auch solche Bereiche berührt sein können, die bislang nicht abschließend geregelt sind.

## Teil 2 Prüfungsfragen

Weder die Roadmap noch das Diskussionspapier beinhalten eine rechtliche Einordnung der RIZ. Aus diesem Grund wird das Instrument RIZ einer rechtlichen Prüfung zugeführt. Inhaltlich soll die gutachterliche Stellungnahme dabei nach Maßgabe der Leistungs- und Aufgabenbeschreibung vier Module abbilden:

### ▪ **Modul 1: Grundsätzliche Prüfung des Instrumentes RIZ**

In diesem Modul sollten die folgenden Aspekte beleuchtet werden:

- Es wird davon ausgegangen, dass eine RIZ, bei der Rahmenbedingungen variiert werden sollen, welche in geltenden Gesetzen oder Rechtsverordnungen verankert sind, im gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht möglich ist. Diese These sollte geprüft werden.
- Es wird davon ausgegangen, dass eine RIZ für nachgeordnete Regelungen, wie zum Beispiel Festlegungen der Bundesnetzagentur, ohne gesetzliche Änderungen möglich ist (sofern die Bundesnetzagentur entsprechende Ausnahmemöglichkeiten in ihren Festlegungen vorsieht). Diese These sollte ebenfalls kurz geprüft werden und Bedingungen für eine RIZ in diesem Rahmen sollten genannt werden.
- Die Hauptfrage lautet, wie der gesetzliche Rahmen angepasst werden müsste, um eine RIZ zu ermöglichen. Hierbei ist auch zu prüfen, inwieweit EU-Regelungen, z. B. zur Beihilfe, betroffen sein könnten.
- In einem weiteren Arbeitsschritt soll eine allgemeine Regelung für regulatorische Innovationszonen skizziert werden. Es wäre denkbar, dass diese im EnWG verankert wird.

### ▪ **Modul 2: Juristische Prüfung der im Diskussionspapier für die RIZ aufgeführten Gestaltungsoptionen**

Dabei sollten die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Sind die „allgemeinen Prinzipien“ in Kapitel 2.1 des Diskussionspapiers aus juristischer Sicht zu ergänzen oder zu verändern?
- Ist es notwendig, eine RIZ öffentlich auszuschreiben oder kann eine solche auch ohne Ausschreibung bewilligt werden?
- Welche der in Kapitel 2.2 des Diskussionspapiers beschriebenen Ausschreibungsoptionen sind aus juristischer Sicht nicht zu präferieren bzw. nicht möglich?

▪ **Modul 3: Juristische Prüfung konkreter Projektbeispiele aus dem Diskussionspapier für eine mögliche RIZ**

Im Diskussionspapier sind in Kapitel 3 spezifische Projektideen identifiziert, die in einer RIZ untersucht werden können. Für die folgenden Projekte sollen die rechtlichen Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektideen herausgearbeitet werden. Basierend auf dieser Prüfung sollen Vorschläge erarbeitet werden, auf deren Grundlagen folgende in den Tabellen 3-1 und 3-2 genannten Projektideen getestet werden können:

- Netzentgeltsystematik,
- Zählerstandsgangmessung,
- Alternativen zum Netzausbau,
- Handlungsspielräume für den Verteilernetzbetreiber,
- Leistungsbezogenen Netzentgelte,
- sowie die Projektbeispiele Kapitel 3.2. und 3.3. „Power-to-Heat“ und „Kapazitätsmanagement durch Verteilernetzbetreiber“.

▪ **Modul 4: Aufstellung einer Liste über Handlungsspielräume auf Basis einer freiwilligen Beteiligung von Akteuren**

Die Ausgangsfrage ist hier, welche Handlungsspielräume heute schon auf der Basis einer freiwilligen Beteiligung der Akteure bestehen. Ausgangspunkt wäre hierbei keine konkrete Projektidee, sondern vielmehr ein offener Suchprozess mit dem Ziel, Handlungsspielräume für alternative freiwillige Einigungen bzw. solche, die sich – de lege lata – auf der Ebene der Rechtsanwendung durch die zuständigen Regulierungsbehörden ergeben, zu identifizieren. Beispiele hierfür können alternative („virtuelle“) Netzentgeltabrechnungen, der Einsatz registrierender Leistungsmessung unterhalb der gesetzlichen Einbauverpflichtung oder eine Verschiebung des Verhältnisses von Grund- und Arbeitspreis in der Niederspannung sein.

Ergebnis dieses Moduls soll eine Liste möglicher Normen und Standards sein, von denen bereits heute auf freiwilliger Basis abgewichen werden könnte und die ggf. für spezifische Projektideen genutzt werden können.

Darüber hinaus ist auch zu prüfen, inwieweit eine Zwangsteilnahme der Kunden (darunter fallen auch Netzkunden/Erzeuger) überhaupt möglich ist.

### Teil 3 Gutachterliche Stellungnahme

Die nachfolgende gutachterliche Stellungnahme verknüpft die in den einzelnen Modulen aufgeworfenen Fragen, soweit dies für die Bearbeitung des Prüfauftrages sachdienlich erscheint.

So wird in einem ersten Teil (nachfolgend unter **A.**) zunächst der grundsätzlichen Frage nachgegangen werden, ob eine RIZ, bei der von dem aktuell geltenden Rechtsrahmen abgewichen würde, rechtlich zulässig wäre und unter welchen Voraussetzungen auf der Ebene der behördlichen Entscheidungen die Einführung einer RIZ in Betracht kommen könnte. In diesem Zusammenhang sollen auch etwa bestehende Möglichkeiten betrachtet werden, von den bestehenden rechtlichen Vorgaben auf freiwilliger Basis abzuweichen und damit eine RIZ zu installieren. Teil der in diesem Abschnitt vorzunehmenden Prüfung wird zudem eine Prüfung der auf europäischer Ebene geltenden Regelungen sein, die der Einführung einer RIZ entgegenstehen könnten, bzw. die bei Einführung einer RIZ zu beachten wären.

In einem zweiten Teil (nachfolgend unter **B.**) soll dann auf der Grundlage der unter Abschnitt A. gefundenen Ergebnisse untersucht werden, welche konkreten rechtlichen Hemmnisse der Umsetzung der unter Modul 3 der Aufgabenbeschreibung benannten Projektideen und Projektbeispielen entgegenstehen. Daran anknüpfend wird auch zu prüfen sein, welche Optionen bestehen könnten, um die genannte Projekte trotz der bestehenden Hemmnisse zu verwirklichen. Schließlich wird in diesem Abschnitt erörtert werden, welche Handlungsspielräume den Marktakteuren bereits unter dem geltenden Rechtsrahmen zur Verfügung stehen, um anhand freiwilliger Einigungen die konkret genannten Projektideen aber auch darüber hinausgehende Bereiche einer RIZ umsetzen zu können.

Die konkret bestehenden rechtlichen Möglichkeiten zur Gestaltung bzw. Umsetzung einer RIZ werden Gegenstand der in einem dritten Teil (nachfolgend unter **C.**) vorzunehmenden Untersuchung sein. Hierbei wird zunächst zu untersuchen sein, ob aus juristischer Sicht Bedenken gegen die unter Kapitel 2.1 des Diskussionspapiers benannten allgemeinen Prinzipien für die Umsetzung einer RIZ bestehen. Ferner wird in diesem Teil insbesondere die Frage behandelt, ob die Einführung einer RIZ zwingend mit einer vorherigen öffentlichen Ausschreibung verbunden werden muss.

In einem letzten Abschnitt (nachfolgend unter **D.**) soll zusammenfassend erörtert werden, wie der gegenwärtige Rechtsrahmen angepasst werden müsste, um eine RIZ zu ermöglichen, die auch eine verpflichtende Teilnahme der betroffenen Marktakteure zum Gegenstand hätte.

## **A. Grundsätzliche Prüfung des Instruments einer RIZ unter dem geltenden Rechtsrahmen**

### **I. Prüfung der ersten These**

Ausgangspunkt der grundsätzlichen Prüfung des Instruments einer RIZ ist die in Modul 1 formulierte These, wonach eine RIZ, bei der Rahmenbedingungen variiert werden sollen, welche in geltenden Gesetzen oder Rechtsverordnungen verankert sind, im gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht möglich ist. Für die Prüfung dieser These erscheint es zweckmäßig, zunächst den gegenwärtigen Rechtsrahmen zu skizzieren, von dem mit einer RIZ abgewichen werden könnte. Insoweit gilt es, zwischen nationalem und europäischem Recht zu differenzieren.

#### **1) Betrachtung des nationalen Rechtsrahmens**

Es gibt kaum eine Regelungsmaterie in der deutschen Rechtsordnung, die so umfassend geregelt ist, wie das Energiewirtschaftsrecht.<sup>1</sup> Das Energiewirtschaftsrecht besteht aus einer inzwischen nahezu unüberschaubaren Vielzahl von Rechtsnormen. Gesetzliche Vorgaben finden sich insbesondere im EnWG, welches das Hauptregelungswerk des Energiewirtschaftsrechts bildet, aber auch im EEG, KWKG, NABEG, EnLAG, BBPlG, EEWärmeG und anderen Bestimmungen. Allein auf der Grundlage des EnWG sind insbesondere folgende, die gesetzlichen Vorgaben konkretisierende, Verordnungen ergangen:

- Anreizregulierungsverordnung (ARegV)
- Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
- Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)
- Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV)
- Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV)
- Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)
- Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)
- Niederdruckanschlussverordnung (NDAV)
- Konzessionsabgabenverordnung (KAV)

---

<sup>1</sup> *Theobald/Theobald*, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. Aufl. 2013, S. 1.

Aufgrund des hohen Regelungsumfangs und der in nahezu allen Teilbereichen bestehenden hohen Regeldichte, beschränkt sich die nachfolgende Skizzierung des gegenwärtigen Rechtsrahmens darauf, die Rechtsnatur sowie die damit verbundenen Zielsetzungen des Energiewirtschaftsrechts kurz darzulegen und die daraus folgenden Implikationen für die Zulässigkeit einer RIZ im Sinne der hier untersuchten ersten These aufzuzeigen.

#### **a) Rechtsnatur des Energiewirtschaftsrechts als zwingendes sektorspezifisches Regulierungsrecht**

Seiner Rechtsnatur nach stellt das Energiewirtschaftsrecht sektorspezifisches, das heißt, den strukturellen Besonderheiten dieses Wirtschaftsbereichs Rechnung tragendes, Regulierungsrecht dar.<sup>2</sup> Regulierungsrecht ist als eine Form staatlicher Wirtschaftslenkung<sup>3</sup> grundsätzlich zwingendes Recht. Im Falle des Energiewirtschaftsrechts dient es den klassischen regulatorischen und zugleich wirtschaftspolitischen Zielen, aufgrund Marktversagen entstandenes Ungleichgewicht durch Herstellung oder rechtliche Gestaltung von (fingiertem) Wettbewerb zu korrigieren und Gemeinwohlanforderungen in Marktprozesse zu implementieren.<sup>4</sup> Dies verdeutlicht § 1 EnWG. Gemäß § 1 Abs. 2 EnWG liegt das Ziel der Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze in der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Gemäß § 1 Abs. 1 EnWG liegt der Zweck des Gesetzes darin, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, zu gewährleisten.

Die Regulierungsbedürftigkeit und zugleich die Besonderheit des für die Energiewirtschaft geltenden Rechtsrahmens folgen aus der Leitungsgebundenheit der Energieversorgung.<sup>5</sup> Denn die Strom- und Gasnetze stellen natürliche Monopole dar, weil eine Versorgung der Verbraucher nur über die örtlichen Leitungsnetze möglich und die Schaffung einer parallelen Netzinfrastruktur wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.<sup>6</sup> Aus der Monopolstellung der die Strom- und Gasversorgungsnetze

---

<sup>2</sup> Schmidt-Preuß, in: BK Energierecht Bd. 1, 3. Aufl. 2015, Einl. C. EnWG, Rn. 192, 193.

<sup>3</sup> Kühling, Sektorspezifische Regulierung in den Netzwirtschaften, 2004, S. 13.

<sup>4</sup> Mengerin/Steffens, DVBl 2015, 484, 484; Fehling, in: Hill, Die Zukunft des öffentlichen Sektors, 2006, S. 91, 97

<sup>5</sup> Säcker, AÖR 2005, 180, 185.

<sup>6</sup> Säcker, AÖR 2005, 180, 185.

betreibenden Unternehmen wird das Marktversagen, welches den hoheitlichen Eingriff in die Marktprozesse legitimiert, abgeleitet. Wesensmerkmal der Regulierung und zugleich dessen Legitimation ist die Marktöffnung durch staatlichen Eingriff zur Abwehr und Prävention von Wohlfahrtsverlusten. Mit anderen Worten: Die Regulierung der Energiewirtschaft erstrebt „*Freiheit durch Zwang*“.<sup>7</sup> Regulierung verengt *per definitionem* die unternehmerischen Handlungsspielräume.<sup>8</sup> Dies verdeutlicht zum Beispiel die Rechtsfolge eines Verstoßes gegen die in § 46 Abs. 2 Satz 1 EnWG angeordnete Laufzeitbegrenzung von Konzessionsverträgen auf maximal 20 Jahre. Vereinbaren die Gemeinde und der ausgewählte Neukonzessionär eine längere Laufzeit, führt dies zur *ex tunc* Nichtigkeit des Konzessionsvertrages gemäß § 134 BGB.<sup>9</sup>

Der zwingende Charakter der regulatorischen Vorgaben lässt sich anhand einer Vielzahl von Beispielen verdeutlichen. Lediglich stellvertretend sei an dieser Stelle die in § 17 Abs. 1 EnWG niedergelegte Anschlusspflicht genannt. Gem. § 17 Abs. 1 EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. Da die Anschlusspflicht ihrer Rechtsnatur nach einen Kontrahierungszwang darstellt<sup>10</sup>, hat der Anschlussnehmer einen gesetzlichen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Gewährung des Netzanschlusses, der erforderlichenfalls auch gegen den Willen des Netzbetreibers durchgesetzt werden kann.

Ein weiteres Wesensmerkmal des Energiewirtschaftsrechts sind die darin enthaltenen strengen Regeln zur Durchsetzung der regulatorischen Vorgaben beziehungsweise zur Sanktionierung von Verstößen. So hat der Gesetzgeber zur Durchsetzung der getroffenen Regelungen in den §§ 30, 31 EnWG den Mechanismus einer *ex post* Missbrauchsaufsicht verankert. Verhält sich ein Netzbetreiber missbräuchlich, indem er gegen regulatorische Vorgaben verstößt, kann die Regulierungsbehörde gemäß § 30 EnWG von Amts wegen oder gem. § 31 EnWG auf An-

<sup>7</sup> Schmidt-Preuß, in: BK Energierecht Bd. 1, 3. Aufl. 2015, § 1 EnWG, Rn. 192.

<sup>8</sup> Heller, Neue Erdgasinfrastrukturen und Freistellung von Regulierung, 2013, S. 64.

<sup>9</sup> Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, 3. Aufl. 2015, § 46 Rn. 60; Wegner, in: Säcker, BK Energierecht Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 46, Rn. 59.

<sup>10</sup> Tüngler, in: Kment, EnWG, 2015, § 17, Rn. 9.

trag eines betroffenen Marktteilnehmers im Zuge eines Missbrauchsverfahrens gegen ihn vorgehen. Die Regulierungsbehörden sind dabei befugt, den missbräuchlich handelnden Netzbetreiber zu verpflichten, die Zuwiderhandlung abzustellen, und ihm zu diesem Zweck sämtliche Maßnahmen aufzugeben, die dafür erforderlich sind.<sup>11</sup> Zusätzlich ist derjenige, der gegen gesetzliche oder verordnungsrechtliche Pflichten verstößt, gemäß § 32 Abs. 1 EnWG gegenüber dem Betroffenen zur Beseitigung einer Beeinträchtigung und bei Wiederholungsgefahr zur Unterlassung verpflichtet. Nach Maßgabe von § 32 Abs. 3 EnWG ist der Netzbetreiber dem Betroffenen darüber hinaus zum Schadensersatz verpflichtet, soweit er die Pflichtverletzung vorsätzlich oder fahrlässig begeht. Insbesondere der zivilrechtliche Schadensersatzanspruch dient dem Zweck, eine spürbare Abschreckungswirkung zu entfalten.<sup>12</sup>

Es wird somit deutlich, dass das Energiewirtschaftsrecht bereits durch seine Eigenschaft als zwingendes Regulierungsrecht vom grundsätzlichen Konzept einer Abweichung von den gesetzlichen oder verordnungsrechtlichen Vorgaben und damit einer RIZ im Sinne der hier untersuchten ersten These entgegensteht. Dieser Befund wird auch dadurch gestützt, dass das Energiewirtschaftsrecht, anders als das Telekommunikationsrecht<sup>13</sup> – welches ebenfalls als sektorspezifisches Regulierungsrecht einzuordnen ist – keine gesetzliche Zielbestimmung enthält, wonach Innovationen gefördert werden sollen.

## b) Vielfalt der aufeinander treffenden Interessen

Die Notwendigkeit der Aufrechterhaltung des durch das Energiewirtschaftsrecht geschaffenen Interessenausgleichs verengt ebenfalls die Spielräume für eine Abweichung von bestehenden gesetzlichen oder verordnungsrechtlichen Regelungen im Wege einer RIZ. Das Energiewirtschaftsrecht ist durch eine Vielfalt aufeinander treffender und teils gegenläufiger Interessen der betroffenen Marktakteure, dazu gehören insbesondere Energieerzeuger, Energiehändler, Energielieferanten, Netzbetreiber und Abnehmer, gekennzeichnet. Von der Regulierung betroffen ist letztlich die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette. Die besondere Herausforderung des Gesetzgebers liegt daher darin, die Interessen der betroffenen Marktakteure in einen sachgerechten Ausgleich zu bringen. Darüber hinaus muss der Gesetzgeber der Besonderheit Rechnung tragen, dass es sich bei der Energie-

---

<sup>11</sup> Dies folgt aus § 30 Abs. 2 EnWG, der auch bei dem besonderen Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG zur Anwendung gelangt: *Robert*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 31, Rn. 25.

<sup>12</sup> *Robert*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 32, Rn. 2.

<sup>13</sup> Vgl. § 2 Abs. 3 Nr. 4 TKG.

versorgung um eine Aufgabe der öffentlichen Daseinsvorsorge handelt. Dies erfordert ein fein austariertes Regelungssystem, dessen Balance durch Abweichungen von den getroffenen Regelungen empfindlich gestört werden könnte.

#### aa) Energieversorgung als Aufgabe der Daseinsvorsorge

In diesem Sinne ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Energieversorgung der Allgemeinheit dem Bereich der Daseinsvorsorge zuzuordnen ist.<sup>14</sup> Diese Einordnung beruht auf der Erwägung, dass es sich bei der Sicherstellung der Energieversorgung um ein „*Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges*“<sup>15</sup> handelt und zur „*Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich ist*“<sup>16</sup>. Soweit der Staat die Wahrnehmung der Daseinsvorsorge auf Private überträgt, trifft ihn eine Gewährleistungsverantwortung, vermöge dessen er zur Überwachung und Sicherstellung einer sachgerechten Aufgabenwahrnehmung verpflichtet ist.<sup>17</sup> Der durch das Energiewirtschaftsrecht geschaffene umfangreiche Pflichtenkatalog<sup>18</sup> für die betroffenen Marktakteure beruht auf der daseinsvorsorgenden Funktion von Energieversorgungsnetzen und ist Ausdruck der Gewährleistungsverantwortung des Staates.<sup>19</sup> Überdies kann bei einer Einschaltung Privater die Gefahr nicht ausgeschlossen werden, dass durch den Rückzug des Staates Machtpositionen Privater begründet werden.<sup>20</sup> Um diese Gefahr zu bannen, muss der Staat durch eine entsprechende Gesetzgebung sicherstellen, dass insbesondere die Versorgungsnetze zu diskriminierungsfreien, wettbewerbsanalogen und transparenten Bedingungen und Entgelten jedem Nutzungspetenten zur Verfügung stehen (vgl. §§ 17, 20, 21 EnWG).

#### bb) Verbraucherinteressen

Darüber hinaus sind insbesondere die Verbraucherinteressen durch den Gesetzgeber zu berücksichtigen. Dies verdeutlicht der in § 1 EnWG zum Gesetzeszweck erhobene Grundsatz einer preisgünstigen Energieversorgung. Den Verbraucherinteressen wird auch durch die Anreizregulierung Rechnung getragen. Die darin normierten Vorgaben zur Netzentgeltkalkulation dienen vor allem dem Zweck, Anrei-

<sup>14</sup> BVerfGE 66, 248, 258; *Theobald/Theobald*, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. Aufl. 2013, S. 1.

<sup>15</sup> BVerfGE 30, 292, 323 f.

<sup>16</sup> BVerfGE 66, 248, 258.

<sup>17</sup> *Theobald/Borrmann*, EnWZ 2013, 10, 13.

<sup>18</sup> Insbesondere für die Netzbetreiber, vgl. §§ 11 ff EnWG.

<sup>19</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 11, Rn. 8.

<sup>20</sup> *Säcker*, AÖR 2005, 180 (188).

ze für eine Senkung der Netzkosten zu setzen und durch die daraus resultierende Reduzierung der Netzentgelte die Verbraucher zu entlasten.

### cc) Abnehmerinteressen

Darüber hinaus hat das Energiewirtschaftsrecht dafür Sorge zu tragen, dass den Interessen bestimmter Abnehmergruppen hinreichend Rechnung getragen wird. Zu diesem Zweck, hat der Ordnungsgeber zum Beispiel in § 19 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNEV vorgeschrieben, dass Letztverbrauchern, die der stromintensiven Industrie zuzuordnen sind, ein reduziertes individuelles Netznutzungsentgelt anzubieten ist.<sup>21</sup> An diesem Beispiel wird der dem Energiewirtschaftsrecht inhärente Interessenkonflikt deutlich. Denn die gewährte Reduzierung der Netzentgelte wirkt sich zulasten der übrigen Netznutzer netzentgelterhöhend aus.

### dd) Interessen der Energieversorgungsunternehmen

Auch die Interessen der Energieversorgungsunternehmen sind im Energiewirtschaftsrecht hinreichend zu berücksichtigen.<sup>22</sup> Betroffen sind insoweit die Energieerzeugung, der Energievertrieb (Handel) und der Netzbetrieb. Hinsichtlich des Netzbetriebs muss sichergestellt werden, dass den regulierten Unternehmen ein Anreiz geboten wird, die Aufgabe der Energieversorgung trotz des engen regulatorischen Korsetts wahrzunehmen und den Netzausbau voranzutreiben. Aus diesem Grund normiert beispielsweise § 21 Abs. 2 EnWG das Gebot der Sicherstellung einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals der Netzbetreiber. Auf der Erzeugungsebene ist eine Abnahme zu angemessenen Bedingungen sicherzustellen. Hierzu findet sich insbesondere in dem EEG und dem KWKG eine Vielzahl anlagenspezifischer Regelungen.

### c) Verbindlichkeit des nationalen Rechtsrahmens

Die Unzulässigkeit einer RIZ nach Maßgabe der ersten These folgt neben den dargestellten Besonderheiten des Energiewirtschaftsrechts auch aus der allgemeinen, verfassungsrechtlich verankerten Bindungswirkung von Gesetzen und Verordnungen, welche die betroffenen Normen, von denen im Wege der RIZ abgewichen werden soll, gegenüber den jeweiligen Verpflichtungsadressaten entfalten. Fehlt es an einer materiell-gesetzlichen Ausnahmeregelung, ist der vorgegebene Rechtsrahmen verbindlich und steht einer Variation, gleich welcher Ausprägung, entgegen. Dies gilt sowohl für den Fall, dass die Variation in autonomer Entscheidung

<sup>21</sup> OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.11.2012, Az. VI-3 Kart 65/12 (V), Rz. 55.

<sup>22</sup> *Theobald/Theobald*, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. Aufl. 2013, S. 5.

von privaten Rechtssubjekten vorgenommen, als auch für den Fall, dass die Variation von hoheitlichen Rechtssubjekten angeordnet werden soll.

#### aa) Bindung privater Rechtssubjekte

Die Bindungswirkung für private Rechtssubjektive folgt aus der allgemeinen Bindungswirkung von Gesetzen und Verordnungen, deren verfassungsrechtliche Legitimation insbesondere in Art. 2 Abs. 1 GG zum Ausdruck kommt. Nach Art. 2 Abs. 1 GG hat jeder das Recht „auf die freie Entfaltung seiner Persönlichkeit, soweit er nicht die Rechte anderer verletzt und nicht gegen die verfassungsrechtliche Ordnung oder das Sittengesetz verstößt“. Unter dem Terminus der verfassungsmäßigen Ordnung versteht das Bundesverfassungsgericht in ständiger Rechtsprechung<sup>23</sup> die Summe aller Rechtsnormen – darunter fallen insbesondere die soeben angeführten Gesetze und Verordnungen – die formell und materiell mit der Verfassung übereinstimmen. Daraus folgt, dass der private Verpflichtungsadressat die aus Gesetzen und Verordnungen resultierende Beschränkung seiner allgemeinen Handlungsfreiheit hinzunehmen hat, soweit die Normen ihrerseits verfassungsmäßig sind. Die Gesetzesbindung steht grundsätzlich jeder Form der Variation von gesetzlichen oder verordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen entgegen.

#### bb) Bindung hoheitlicher Rechtssubjekte

Die Bindungswirkung für hoheitliche Rechtssubjekte folgt aus den verfassungsrechtlichen Grundsätzen des Vorbehalts und des Vorrangs des Gesetzes, welche einen Ausfluss des Rechtsstaatsprinzips aus Art. 20 Abs. 3 GG darstellen.

Der Grundsatz des Vorbehalts des Gesetzes verlangt, dass Maßnahmen der Verwaltung durch eine Ermächtigungsgrundlage legitimiert sein müssen. Daraus folgt, dass eine Behörde beispielsweise eine Variation bestehender gesetzlicher oder verordnungsrechtlicher Vorgaben nur dann vornehmen kann, wenn das Gesetz sie dazu ermächtigt. Dies gilt nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts selbst dann, wenn die Variation eine Begünstigung des Betroffenen bewirkt.<sup>24</sup> Der Vorrang des Gesetzes besagt, dass behördliches Handeln nicht den Gesetzen, worunter sämtliche Rechtsvorschriften fallen, zuwiderlaufen darf<sup>25</sup>, da die verfassungsmäßige gesetzliche Willensäußerung über der gesamten übrigen Staatstätigkeit steht.<sup>26</sup> Der Zweck des Grundsatzes der Gesetzmäßigkeit der Ver-

<sup>23</sup> BVerfG, NJW 1957, 297; NJW 1989, 2525; NJW 1994, 1577; NJW 2011, 836.

<sup>24</sup> BVerfGE 40, 237, 249 f.

<sup>25</sup> Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 13. Aufl., 2014, Art. 20, Rn. 38.

<sup>26</sup> Sachs, in: Sachs, GG, 7. Aufl., 2014, Art. 20, Rn. 112.

waltung besteht darin, „staatliches Handeln an die bestehenden Rechtsnormen zu binden, um die Rechtsstaatlichkeit und Rechtsförmigkeit des staatlichen Verhaltens zu sichern und dem Bürger Vorhersehbarkeit und Sicherheit hinsichtlich des Verhaltens der staatlichen Organe zu gewähren“<sup>27</sup>. Ein Verstoß gegen die vorgenannten Grundsätze des Art. 20 Abs. 3 GG führt zu der Rechtswidrigkeit der behördlichen Maßnahme und kann Staatshaftungsansprüche der Betroffenen auslösen.

#### d) Bestehende Ausnahmeregelungen im Energiewirtschaftsrecht

Aus alledem folgt zunächst, dass eine Abweichung von den in Gesetzen oder Verordnungen des Energiewirtschaftsrechts enthaltenen Regelungen nur dann zulässig ist, wenn dies ausdrücklich vorgesehen ist.

So ordnen zum Beispiel §§ 110 Abs. 1, 118 Abs. 6 und 28a Abs. 1 EnWG konkrete Regulierungsfreistellungen für geschlossene Verteilernetze, Energiespeicher und bestimmte Erdgasinfrastrukturen an. Der Blick auf diese Regelungen zeigt, dass der Gesetzgeber immer dann, wenn eine Abweichung von den bestehenden regulatorischen Vorgaben zulässig sein soll, dies auch ausdrücklich in den entsprechenden Gesetzen vorgesehen hat. Regelmäßig sind Regulierungsfreistellungen zugelassen worden, weil der regulatorische Zweck eine Regulierung nicht erfordert. Dies verdeutlicht die Regulierungsfreistellung sogenannter Kundenanlagen im Sinne des § 3 Nr. 24a/b EnWG. Kundenanlagen sind insbesondere deshalb vollständig von der Regulierung freigestellt<sup>28</sup>, weil sie *per definitionem* „für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung von Elektrizität und Gas unbedeutend“<sup>29</sup> sind, sodass deren Regulierung im Lichte des mit der Regulierung gemäß § 1 Abs. 2 EnWG verfolgten Zieles nicht geboten erscheint.

Bei Betrachtung der im Energiewirtschaftsrecht vorgesehenen Ausnahmeregelungen ist aber auch zu konstatieren, dass ein Freiraum zu Abweichungen vom aktuellen Rechtsrahmen speziell für die Erprobung neuer (innovativer) Regelungen nur dann eröffnet ist, wenn dies in der jeweiligen Ausnahmeregelung, wie zum Beispiel in der Ermächtigungsgrundlage aus § 21i Abs. 1 Nr. 6 EnWG, ausdrücklich vorgesehen ist. In allen anderen Fällen ist für eine nur temporäre sowie örtliche bzw. auf einen bestimmten Gegenstand begrenzte Variation der rechtlichen Vorgaben kein Raum.

<sup>27</sup> Grzeszick, in: Maunz/Dürig, GG, 73. Ergänzungslieferung 2014, Art. 20, Rn. 62.

<sup>28</sup> BT-Drs. 176072, S. 51.

<sup>29</sup> Vgl. § 3 Nr. 24a lit. c) EnWG.

## 2) Betrachtung des europarechtlichen Rechtsrahmens

Die Regulierung des Energiewirtschaftsrechts ist eng mit dem Europarecht verknüpft. Dies verdeutlicht die Klarstellung in § 1 Abs. 3 EnWG, wonach der Zweck des Gesetzes auch in der Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung liegt. Eine Vielzahl regulatorischer Vorgaben des Energiewirtschaftsrechts ist europarechtlich determiniert. Daraus folgt, dass das Europarecht nur dann einen eigenständigen Prüfungsmaßstab für die Rechtmäßigkeit der hier untersuchten RIZ zu begründen vermag, wenn dessen Vorgaben nicht bereits in nationales Recht umgesetzt wurden. Bei der Prüfung der Vereinbarkeit mit Vorgaben des Unionsrechts ist zwischen den Bestimmungen des Sekundärrechts und solchen des Primärrechts zu unterscheiden

Verstöße gegen europarechtliche Regelungen können ein Vertragsverletzungsverfahren der Kommission oder eines anderen Mitgliedstaates gemäß Art. 258 ff. AEUV sowie unionsrechtliche Staatshaftungsansprüche der Betroffenen auslösen.

### a) Unionsekundärrecht (Europäisches Energierecht)

Sekundärrechtliche Vorgaben finden sich insbesondere in dem 3. EU-Binnenmarktpaket von 2009, welches sich aus folgenden Rechtsetzungsakten zusammensetzt:

- Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
- Richtlinie (EG) Nr. 72/2009 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- Richtlinie (EG) Nr. 73/2009 über den Erdgasbinnenmarkt

Zu beachten ist insoweit, dass das europäische Primärrecht und die EU-Verordnungen in den Mitgliedstaaten unmittelbar geltendes Recht darstellen. Einer Umsetzung in nationales Recht bedarf es hierfür nicht. Demgegenüber sind die Binnenmarktrichtlinien nicht unmittelbar anwendbar. Sie bedürfen vielmehr einer Umsetzung in nationales Recht innerhalb der durch die Richtlinien bestimmten Frist. Da insbesondere das 3. Binnenmarktpaket bereits in nationales Recht umgesetzt wurde, begründet das Sekundärrecht keinen eigenständigen Prüfungsmaß-

stab. Eine Ausnahme ist nur für den Fall einer unzureichenden Richtlinienumsetzung denkbar. In diesem Fall kommt eine unmittelbare Anwendbarkeit der konkret betroffenen Richtlinienvorschrift in Betracht. Soweit vorliegend die Einführung einer RIZ nur durch die Änderung von Gesetzen, insbesondere des EnWG oder hierauf fußender Rechtsverordnungen, möglich ist, bildet das Unionssekundärrecht, namentlich die Binnenmarktrichtlinien, wiederum einen notwendigen Prüfungsmaßstab, da keine Regelungen getroffen werden können, die der Richtlinie widersprechen. Überdies ist nationales Recht im Konfliktfall richtlinienkonform auszulegen.

#### **b) Unionsprimärrecht**

Auf der Primärrechtsebene sind insbesondere die besonderen Diskriminierungsverbote der Grundfreiheiten gemäß Art. 28 ff. AEUV sowie das allgemeine Diskriminierungsverbot aus Art. 18 AEUV zu beachten, wonach mitgliedstaatliches Handeln weder offen noch versteckt zu einer überwiegenden Schlechterstellung von Angehörigen anderer EU-Mitgliedstaaten führen darf. Da mit den oben genannten Verordnungen und Richtlinien im Bereich des innergemeinschaftlichen Verkehrs mit Strom die aus den Grundfreiheiten, insbesondere der Warenverkehrsfreiheit, fließenden Diskriminierungs- und Beschränkungsverbote ausgestaltet werden, ergibt sich vorderhand keine erkennbare zusätzliche Gewährleistung. Freilich ist, soweit die Richtlinien keine Regelungen treffen, immer auf das Primärrecht zurückzugreifen.

Ebenfalls auf der Seite des Primärrechts ist das europarechtliche Beihilfenverbot gemäß Art. 107 AEUV zu beachten. Danach sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Das setzt voraus, dass in dem betroffenen Bereich überhaupt ein europaweiter Wettbewerb besteht, dessen Marktbedingungen sich durch die einseitige Begünstigung bestimmter Teilnehmer zu Lasten der anderen verschieben. Ob ein Verstoß gegen das Beihilfenverbot vorliegt, ist jeweils am konkreten Einzelfall zu prüfen.

### 3) Zwischenergebnis

Anhand des dargestellten nationalen und europäischen Rechtsrahmens sowie mit Blick auf die verfassungsrechtlich verankerte Bindung privater und hoheitlicher Rechtssubjekte an den bestehenden Rechtsrahmen wird deutlich, dass eine RIZ, bei der die rechtlichen Rahmenbedingungen variiert werden sollen, unter den gegenwärtigen Bedingungen nicht zulässig ist.

## II. Prüfung der zweiten These

Zu prüfen ist die ebenfalls in Modul 1 formulierte weitere These, wonach eine RIZ für nachgeordnete Regelungen, wie zum Beispiel Festlegungen der Bundesnetzagentur, ohne gesetzliche Änderungen möglich ist, sofern die Bundesnetzagentur entsprechende Ausnahmemöglichkeiten in ihren Festlegungen vorsieht.

### 1) Befugnisse der Regulierungsbehörden

Die Zulässigkeit einer aufgrund von behördlichen Entscheidungen eingeführten RIZ hängt von der Rechtmäßigkeit der hierzu von der jeweiligen Behörde getroffenen Entscheidung und damit maßgeblich von der Frage ab, ob die Behörde die für die RIZ notwendigen Ausnahmemöglichkeiten vorsehen durfte.

Den Regulierungsbehörden ist die Möglichkeit eröffnet, den bestehenden Rechtsrahmen in Ausübung ihrer gesetzlichen Befugnisse zu konkretisieren, wenn und soweit sie hierzu ermächtigt sind.<sup>30</sup> Die Ermächtigungsgrundlage hierzu findet sich in § 29 Abs. 1 EnWG<sup>31</sup>, wonach der Regulierungsbehörde die Befugnis zugewiesen wird, in den dort genannten Fällen Entscheidungen durch Festlegung gegenüber einem Netzbetreiber, einer Gruppe von oder allen Netzbetreibern oder den sonstigen in der jeweiligen Vorschrift Verpflichteten oder durch Genehmigung gegenüber dem Antragsteller zu treffen. Darüber, welchen materiell-rechtlichen Inhalt eine auf § 29 Abs. 1 EnWG gestützte regulierungsbehördliche Entscheidung zulässiger Weise haben kann, trifft diese Ermächtigungsgrundlage indes selbst unmittelbar keine Aussage.<sup>32</sup> Der zulässige Inhalt folgt vielmehr aus den konkreten in § 29 Abs. 1 EnWG in Bezug genommenen Vorschriften des EnWG bzw. der dort genannten Rechtsverordnungen, welche ihrerseits die Regulierungsbehörden ausdrücklich zum Erlass einer Festlegung im Sinne des § 29 Abs. 1 EnWG ermächtigen.

<sup>30</sup> Britz/Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 29, Rn. 5; Wahlhäuser, in: Kment, EnWG 2015, § 29, Rn. 6.

<sup>31</sup> Schmidt-Preuß, in: Säcker, BK Energierecht Bd. 1. 3. Aufl. 2014, § 29, Rn. 12.

<sup>32</sup> Wahlhäuser, in: Kment, EnWG 2015, § 29, Rn. 6.

Machen die Regulierungsbehörden in zulässiger Art und Weise von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch, sind die behördlichen Entscheidungen für die betroffenen Marktakteure rechtsverbindlich.<sup>33</sup>

## 2) Keine Befugnis zur Differenzierung für Einführung einer RIZ

Die von § 29 Abs. 1 EnWG eröffnete Möglichkeit zum Erlass von Festlegungen gibt keinen Raum dafür, dass mit der Festlegung auch Ausnahmen für die Einführung einer RIZ geschaffen werden könnten.

Soweit § 29 Abs. 1 EnWG davon spricht, dass die Regulierungsbehörden Festlegungen gegenüber „*einem Netzbetreiber, einer Gruppe von Netzbetreibern oder allen Netzbetreibern*“ erlassen kann, ist damit ausschließlich die Bestimmung des möglichen Adressatenkreises einer regulierungsbehördlichen Entscheidung gemeint.<sup>34</sup> Zu einer – für die Schaffung einer RIZ notwendigen – differenzierten Regelung innerhalb des Adressatenkreises ermächtigt § 29 Abs. 1 EnWG gerade nicht. Von Bedeutung sind insoweit vielmehr die den materiell-rechtlichen Inhalt einer Festlegung vorgebenden Normen des EnWG oder der auf der Grundlage der §§ 17 Abs. 3, 21a Abs. 6, 21i und 24 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen. Diese sehen in den unterschiedlichsten Bereichen die Befugnis der Regulierungsbehörden vor, bestimmte Sachverhalte individuell gegenüber einzelnen Unternehmen oder aber auch gegenüber Unternehmensgruppen durch Festlegungen zu regeln.

In keiner der insoweit relevanten Ermächtigungsnormen findet sich jedoch ein Hinweis darauf, dass die Regulierungsbehörde dazu befugt wäre, für die Einführung einer RIZ Ausnahmen von den in einer Festlegung vorgesehenen Regelungen zuzulassen. Da die Regulierungsbehörden, wie oben gesehen, durch den verfassungsrechtlich verankerten Grundsatz des Vorbehalts des Gesetzes gebunden sind, wäre es demnach unzulässig, wenn sie Festlegungen erlassen würden, von denen zugunsten einer RIZ in bestimmten Fällen abgewichen werden könnte.

## 3) Zwischenergebnis

Als weiteres Zwischenergebnis ist zu konstatieren, dass die Regulierungsbehörden unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen in einer auf § 29 Abs. 1 EnWG gestützten Festlegung keine Ausnahmeregelung vorsehen dürfen, anhand derer eine RIZ eingeführt werden könnte. Die zweite These, wonach eine RIZ für nachgeordnete

<sup>33</sup> Britz/Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 29, Rn. 7.

<sup>34</sup> Wahlhäuser, in: Kment, EnWG 2015, § 29, Rn. 3; Schmidt-Preuß, in: Säcker, BK Energierecht Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 29, Rn. 33.

Regelungen, wie zum Beispiel Festlegungen der Bundesnetzagentur, ohne gesetzliche Änderungen möglich ist, sofern die Bundesnetzagentur entsprechende Ausnahmemöglichkeiten in ihren Festlegungen vorsieht, erweist sich mithin als unzutreffend. Für die behördliche Festlegung von Ausnahmetatbeständen bedarf es wiederum einer entsprechenden gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage, die ein solches Handeln vorsehen würde.

### **III. Möglichkeiten einer Umgehung der rechtlichen Hemmnisse auf Basis einer freiwilligen Beteiligung der betroffenen Marktakteure**

Zu untersuchen ist, ob die von den Normen des Energiewirtschaftsrechts betroffenen Marktakteure freiwillig ein zeitlich begrenztes Abweichen von bestimmten Regelungen vereinbaren und hiermit eine RIZ schaffen könnten. Eine Umgehung der vorgenannten rechtlichen Hemmnisse auf der Basis einer freiwilligen Beteiligung der betroffenen Marktakteure setzt indes aufgrund der Bindungswirkung der Gesetze und Verordnungen (RIZ nach Maßgabe der 1. These) und der regulierungsbehördlichen Entscheidungen (RIZ nach Maßgabe der 2. These) zwingend voraus, dass die betroffenen Vorgaben, welche im Wege einer RIZ variiert werden sollen, zur Disposition der betroffenen Marktakteure stehen.

Ob dies der Fall ist, ist im jeweiligen Einzelfall im Wege der Auslegung zu prüfen. Grundsätzlich handelt es sich bei den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, dem Regulierungsanspruch entsprechend, um zwingendes und mithin nicht disponibles Recht (vgl. A. I. 1.) a)). Daraus folgt, dass eine Abweichung von gesetzlichen oder regulierungsbehördlichen Vorgaben auf der Basis einer freiwilligen Beteiligung der betroffenen Marktakteure grundsätzlich nicht zulässig ist. Denn die Variation von Recht obliegt allein dem Gesetzgeber.<sup>35</sup> Insbesondere kann sich der verpflichtete Marktakteur zur Rechtfertigung einer Abweichung von Regelungen, die nicht zu seiner Disposition stehen, nicht auf die verfassungsrechtlich verbürgte Forschungsfreiheit aus Art. 5 Abs. 3 Satz 1 GG berufen, um die Auswirkungen einer experimentellen Variation rechtlicher Rahmenbedingungen zu untersuchen. Denn der Schutzbereich der Forschungsfreiheit umfasst nur die Beobachtung und Analyse, nicht indes die Schaffung von Recht.<sup>36</sup> Eine Modifikation des Rechtsrahmens bedarf mithin zunächst einer Handlung des zur Schaffung und Gestaltung von Recht berufenen Gesetzgebers. In Ermangelung einer rechtlichen Gestaltungsmacht der Marktakteure bleiben sie durch die an sie gerichteten Regelungen verpflichtet.

---

<sup>35</sup> Hummel, Recht der behördlichen Regelungsexperimente, S. 233.

<sup>36</sup> Hummel, Recht der behördlichen Regelungsexperimente, S. 233.

Denkbar ist in diesem Kontext allenfalls, dass die betroffenen Marktakteure die möglichen Auswirkungen einer Veränderung des gegenwärtigen Rechtsrahmens auf der Grundlage eines theoretisierten freiwilligen Planspiels erproben. Denn Planspiele sind dadurch gekennzeichnet, dass die vorhandenen rechtlichen Vorgaben zum Zwecke der Erprobung nicht verändert werden, sondern dass deren Änderung zu Testzwecken lediglich simuliert wird.<sup>37</sup> Die insoweit bestehenden Möglichkeiten sollen allerdings näher in einem gesonderten Abschnitt (vgl. B.VIII.3)) betrachtet werden.

#### **IV. Anpassung des gegenwärtigen Rechtsrahmens zur Ermöglichung einer RIZ**

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass eine Abweichung von gesetzlichen und regulierungsbehördlichen Vorgaben im Wege einer RIZ unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht zulässig ist. Die Errichtung einer RIZ setzt daher eine Veränderung des gegenwärtigen Rechtsrahmens voraus. Nachfolgend soll geprüft werden, welche gesetzgeberischen Gestaltungsoptionen hierbei bestehen.

##### **1) Zulässigkeit einer allgemeinen Regelung für regulatorische Innovationszonen**

In Betracht kommt zunächst die Einführung einer allgemeinen Regelung für regulatorische Innovationszonen (z.B. im EnWG). Darunter ist eine Art Generalklausel zu verstehen, welche die Regulierungsbehörden dazu ermächtigt, gesetzliche oder verordnungsrechtliche Vorgaben zu variieren, um eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Wege einer RIZ zu erproben. Ob die Einführung einer derartigen RIZ-Generalklausel zulässig wäre, ist Gegenstand der nachfolgenden Ausführungen.

##### **a) Verfassungsrechtliche Zulässigkeit**

Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die Einführung einer derartigen RIZ-Generalklausel könnten sich aus den Art. 20 Abs. 3 GG verankerten Grundsätzen des Vorrangs des Gesetzes sowie der Widerspruchsfreiheit und der Normenbestimmtheit ergeben.

---

<sup>37</sup> Hummel, Recht der behördlichen Regelungsexperimente, S. 46.

### aa) Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes

Der Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes besagt, dass behördliches Handeln im Einklang mit den Gesetzen zu erfolgen hat. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts darf der Gesetzgeber zwar gesetzliche Vorgaben für subsidiär erklären. Gleichwohl darf dies nicht dazu führen, dass der verfassungsrechtliche Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes aus Art. 20 Abs. 3 GG „als Prinzip“ beseitigt wird.<sup>38</sup> Genau dies wäre aber die Folge einer Generalklausel, welche zu einer testweisen Abweichung sämtlicher gesetzlichen Vorgaben, einzig begrenzt durch den Erprobungszweck, ermächtigt. Denn damit würde faktisch das gesamte Energiewirtschaftsrecht zur Disposition der Regulierungsbehörden gestellt. Damit würde der Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes in verfassungswidriger Weise seiner faktischen Geltung entzogen.

### bb) Grundsatz der Normenbestimmtheit

Nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts gebietet der Bestimmtheitsgrundsatz,

*„dass eine gesetzliche Ermächtigung der Exekutive zur Vornahme von Verwaltungsakten nach **Inhalt, Zweck und Ausmaß hinreichend bestimmt und begrenzt** ist, so dass das **Handeln der Verwaltung messbar und in gewissem Ausmaß für den Staatsbürger voraussehbar und berechenbar wird**“ (Hervorhebungen durch die Autoren).<sup>39</sup>*

Der erforderliche Grad der Bestimmtheit richtet sich dabei nach der Intensität der Einwirkungen auf den Adressaten der Regelung.<sup>40</sup> Zwar steht der Bestimmtheitsgrundsatz der Verwendung von Generalklauseln nicht per se entgegen. Gleichwohl darf sich der Gesetzgeber laut dem Bundesverfassungsgericht

*„seines Rechtes, die Schranken der Freiheit zu bestimmen, nicht dadurch begeben, daß er mittels einer vagen Generalklausel die Grenzziehung im Einzelnen dem Ermessen der Verwaltung überläßt“.<sup>41</sup>*

Das Gebot der Normenbestimmtheit verlangt als Mindestanforderung, dass die äußeren Grenzen des eingeräumten behördlichen Handlungsspielraums abgesteckt sind, um eine gerichtliche Kontrolle zu ermöglichen. Der Bestimmtheits-

<sup>38</sup> BVerfG, NJW 1959, 235, 236.

<sup>39</sup> BVerfGE 56, 1, 12; BVerfGE 108, 52, 75; BVerfGE 110, 33, 53.

<sup>40</sup> Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, 11. Aufl. 2011, Art. 20, Rn. 59.

<sup>41</sup> BVerfGE 6, 32, 42.

grundsatz ist daher verletzt, wenn die Norm in Ermangelung gesetzlich fixierter Grenzen willkürliches Behördenhandeln ermöglicht.<sup>42</sup>

Eine allgemeine Regelung, welche die Regulierungsbehörden dazu ermächtigt, gesetzliche oder verordnungsrechtliche Vorgaben variieren zu dürfen, um eine Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen zu erproben, wäre mit den vorgenannten Anforderungen des Bestimmtheitsgrundsatzes nicht vereinbar. Eine derart allgemein und weit gefasste Abweichungsbefugnis, welche nur durch den Erprobungszweck begrenzt ist, würde den Regulierungsbehörden eine derartige Gestaltungsmacht einräumen, welche eine gerichtliche Kontrolle des darauf gestützten behördlichen Handelns nicht im hinreichenden Maße ermöglichen und einer klaren Abgrenzung der behördlichen Entscheidungsbefugnis entgegenstehen würde. Darüber hinaus führte eine derartig weit gefasste Befugnisnorm dazu, dass die von dem Bestimmtheitsgrundsatz geforderte Vorhersehbarkeit behördlichen Handelns nicht gewährleistet wäre. Denn die Marktakteure müssten jederzeit damit rechnen, dass die gesetzlichen Regelungen auf der Grundlage der RIZ-Generalklausel zu Erprobungszwecken variiert werden.

### cc) Grundsatz der Widerspruchsfreiheit

Der verfassungsrechtliche Grundsatz der Widerspruchsfreiheit verlangt als Ausfluss des Rechtsstaatsprinzips, dass die gesamte Rechtsordnung widerspruchsfrei ist.<sup>43</sup>

Dies ist mit Blick auf die hier diskutierte Generalklausel deswegen problematisch, weil diese das gesamte Energiewirtschaftsrecht zur Disposition der Regulierungsbehörden und mithin das gesamte Regelungsgefüge in Frage stellen würde. Die Widersprüchlichkeit einer derartigen Globalbefugnis liegt darin, dass ein Gesetz nicht einerseits bestimmte regulatorische Vorgaben treffen und diese andererseits zur vollständigen Disposition der Regulierungsbehörden stellen kann. Dieser Befund gilt insbesondere mit Blick darauf, dass die Erprobung innovativer regulatorischer Rahmenbedingungen, wie gesehen, keinen Eingang in die gesetzlichen Zielbestimmungen des § 1 EnWG gefunden hat.

---

<sup>42</sup> BVerfGE 80, 137, 161.

<sup>43</sup> BVerfGE 98, 83, 97.

## **b) Europarechtliche Zulässigkeit**

Darüber hinaus wäre eine RIZ-Generalklausel auch europarechtlich unzulässig. Der Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers unterliegt in dem Bereich des Energiewirtschaftsrechts neben verfassungsrechtlichen insbesondere auch europarechtlichen Grenzen. Von besonderer Bedeutung ist hierbei das sekundärrechtliche Binnenmarktpaket. Eine Vielzahl von nationalen Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts ist durch die darin enthaltenen Richtlinien inhaltlich determiniert. Die europarechtlichen Vorgaben markieren die äußerste Grenze der Gestaltungsbefugnis des nationalen Gesetzgebers, sodass dieser die Regulierungsbehörden nicht – jedenfalls nicht unbeschränkt – dazu ermächtigen darf, (probeweise) von nationalen Vorgaben, welche europarechtliche Vorgaben umsetzen, abzuweichen.

## **c) Zwischenergebnis**

Folglich ist zu konstatieren, dass die Einführung einer RIZ-Generalklausel verfassungs- und europarechtlich unzulässig wäre.

## **2) Zulässigkeit einzelfallbezogener Regelungen zur Ermöglichung einer konkreten RIZ**

Wie soeben dargelegt, sind dem Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers zur Einführung einer RIZ insoweit Grenzen gesetzt, als dass er diese nicht im Wege einer Generalklausel für alle möglichen Fälle generell-abstrakt gestatten darf. Nachfolgend wird daher geprüft, ob und inwieweit der Gesetzgeber einzelfallbezogene Regelungen zur Ermöglichung einer jeweils konkreten RIZ treffen darf.

### **a) Verfassungsrechtliche Zulässigkeit**

In einem ersten Schritt wird die verfassungsrechtliche Zulässigkeit geprüft.

#### **aa) Diskriminierungsverbot aus Art. 3 GG**

Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die Einführung einer Rechtsgrundlage zur Ermöglichung einer RIZ könnten sich, unabhängig von dem jeweiligen Inhalt einer konkreten RIZ, im Lichte des Diskriminierungsverbots aus Art. 3 GG ergeben. Denn Gegenstand einer RIZ, gleich welches Inhalts, ist die örtlich und zeitlich begrenzte probeweise Abweichung von bestimmten regulatorischen Vorgaben. Damit geht zwangsläufig eine Ungleichbehandlung von solchen Marktakteuren einher, die von der RIZ betroffen sind und den übrigen Marktakteuren. Diese, mit einer RIZ notwendig verbundene, Ungleichbehandlung unterfällt auch dem Anwendungsbereich von Art. 3 GG. Denn die Norm verlangt, dass „*Gleiches gleich und Ungleiches*

*seiner Eigenart entsprechend verschieden zu behandeln*<sup>44</sup> ist. Umgekehrt formuliert, verbietet der allgemeine Gleichheitssatz Gleiches ungleich und Ungleiches gleich zu behandeln.<sup>45</sup> Die von Art. 3 GG erfasste Ungleichbehandlung folgt vorliegend daraus, dass die von der RIZ betroffenen Marktakteure hinsichtlich eines, je nach dem Gegenstand der konkreten RIZ variierenden, gemeinsamen Bezugspunkts unterschiedlich behandelt werden, als die übrigen Marktakteure außerhalb der RIZ. Laut dem BVerfG bedarf jede Ungleichbehandlung

*„stets der Rechtfertigung durch Sachgründe, die dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind“.*<sup>46</sup>

Dabei gilt nach der Rechtsprechung des BVerfG

*„ein stufenloser, am Grundsatz der Verhältnismäßigkeit orientierter verfassungsrechtlicher Prüfungsmaßstab, dessen Inhalt und Grenzen sich nicht abstrakt, sondern nur nach den jeweils betroffenen unterschiedlichen Sach- und Regelungsbereichen bestimmen lassen“.*<sup>47</sup>

Im Zuge der vorzunehmenden Abwägung wäre zu berücksichtigen, dass die Anforderungen an eine Rechtfertigung der Ungleichbehandlung umso höher ausfallen, desto stärker die Auswirkungen der Ungleichbehandlung auf die Ausübung grundrechtlich geschützter Freiheiten, hier insbesondere Art. 12 und 14 GG, sind.<sup>48</sup> Die äußerste Grenze einer Rechtfertigungsmöglichkeit ist bei *„evidenten Ungerechtigkeiten“*<sup>49</sup> überschritten. Eine solche liegt dann vor, wenn sich die Ungleichbehandlung nicht mehr als eine *„mit einer am Gerechtigkeitsgedanken orientierten Betrachtungsweise“*<sup>50</sup> darstellt oder *„die fundierten allgemeinen Gerechtigkeitsvorstellungen der Gesellschaft“*<sup>51</sup> missachtet werden.

Eine solche evidente „Ungerechtigkeit“ dürfte bei der Einführung einer RIZ nicht vorliegen. Die jeweilige Regelung zur Möglichkeit der Einführung einer RIZ müsste am Maßstab des Art. 3 GG geprüft werden. Je nach zu untersuchender Variation des derzeitigen regulatorischen Rahmens dürfte es sich um mehr oder weniger intensive Eingriffe handeln. Generell lässt sich daher nicht sagen, inwieweit der gleichfalls verfassungsrechtlich legitime Zweck der Erprobung von regulatorischen

<sup>44</sup> BVerfGE 42, 64, 72.

<sup>45</sup> Vgl. nur *Hufen*, Staatsrecht II, 2. Aufl. 2009, S. 720.

<sup>46</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

<sup>47</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

<sup>48</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

<sup>49</sup> *Osterloh/Nußberger*, in: Sachs, GG, 7. Aufl., Art. 3 Rn. 9.

<sup>50</sup> BVerfGE 1, 264, 276.

<sup>51</sup> BVerfGE 14, 64, 72.

Vorgaben eine Ungleichbehandlung im Einzelfall rechtfertigen könnte. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass auch aus der derzeitigen Systematik nach dem gegenwärtigen Rechtsrahmen jedenfalls faktische Ungleichbehandlungen von Marktakteuren auftreten. Diese ergeben sich allerdings nicht aus der unterschiedlichen Systematik, sondern den zugrunde liegenden Daten (vgl. etwa die aktuelle Diskussion zu Netzentgelten).

Folglich ist zu konstatieren, dass die hier untersuchte Frage, ob es dem Gesetzgeber im Lichte des Art. 3 GG verwehrt ist, eine individuelle gesetzliche Grundlage für eine konkrete RIZ zu schaffen, nicht generell-abstrakt beantwortet werden kann. Es bedarf vielmehr für jede RIZ einer gesonderten Prüfung unter Berücksichtigung der Umstände des jeweiligen Einzelfalls.

#### **bb) Verfassungsrechtliche Anforderungen im Übrigen**

Darüber hinaus sind bei der Ausgestaltung der jeweiligen RIZ-Rechtsgrundlage die vorgenannten allgemeinen verfassungsrechtlichen Anforderungen des Rechtsstaatsprinzips aus Art. 20 Abs. 3 GG und Art. 80 Abs. 1 GG zu beachten. Insbesondere sind jeweils der Gegenstand, der Zweck und die zeitliche Dauer der RIZ in die Rechtsgrundlage aufzunehmen. Weitere verfassungsrechtliche Anforderungen können sich in Abhängigkeit von dem konkreten Regelungsgegenstand ergeben.

#### **b) Europarechtliche Zulässigkeit**

Wie bereits dargelegt, fehlt dem Gesetzgeber in europarechtlich determinierten Bereichen die Dispositionsbefugnis, sodass das Europarecht die äußerste Grenze des gesetzgeberischen Gestaltungsspielraums markiert. Insoweit ist im jeweiligen Einzelfall sicherzustellen, dass im Wege einer RIZ nicht von solchen nationalen Bestimmungen abgewichen wird, die europarechtliche Vorgaben umsetzen.

#### **c) Zwischenergebnis**

Folglich ist zu konstatieren, dass die Möglichkeit zur Schaffung einer individuellen Rechtsgrundlage für die Errichtung einer konkreten RIZ grundsätzlich besteht.

#### **3) Zwischenergebnis**

Die vorangegangenen Ausführungen haben aufgezeigt, dass dem Gesetzgeber bei der zur Einführung einer RIZ erforderlichen Anpassung des gegenwärtigen Rechtsrahmens durch das Verfassungs- und Europarecht insoweit Grenzen gesetzt sind, als es ihm verwehrt ist, im Wege einer Generalklausel allgemein-abstrakt eine RIZ zu gestatten. Vielmehr muss der Gesetzgeber für jede konkrete RIZ eine eigen-

ständige Rechtsgrundlage schaffen. Dabei müssen die vorgennannten verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben, welche in Abhängigkeit von dem konkreten Gegenstand der RIZ variieren können, beachtet werden.

## V. Beachtung des Beihilfenverbots nach Art. 107 AEUV

Die vorangegangenen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Einführung einer RIZ nur bei Änderung des bestehenden nationalen Rechtsrahmens zulässig ist und dass hierbei auch die europarechtlichen Vorgaben zu beachten sind, die den Handlungsspielraum des nationalen Gesetzgebers beschränken. Abhängig davon, welche konkreten Auswirkungen mit der Einführung einer RIZ für die davon betroffenen Marktakteure verbunden sind, ist nach Einschätzung der Autoren dabei von besonderer Bedeutung, ob eine nach Art. 107 AEUV verbotene Beihilfe vorliegen könnte. Angesichts dessen soll nachfolgend näher auf die hierbei relevanten rechtlichen Aspekte eingegangen werden.

Wesentliche Voraussetzung des Beihilfentatbestandes ist die Erlangung eines Vorteils des Beihilfenempfängers, welcher aus staatlichen Mitteln herrührt. Erhalten etwa Netzbetreiber, welche an einer RIZ mitwirken, staatliche Zuschüsse, besteht an der Herkunft der finanziellen Leistungen aus staatlichen Haushalten kein Zweifel. Zu fragen ist in diesem Fall nur, ob es auch zu einer Begünstigung des Unternehmens kommt. Hieran kann es dann fehlen, wenn mit den Zahlungen lediglich Mehrkosten des Unternehmens für die Teilnahme an der RIZ vergütet werden. Würde, ob auf der Grundlage geltenden Rechts oder auf der Grundlage einer speziellen gesetzlichen Experimentierklausel, die Möglichkeit geschaffen, entstehende Mehrkosten für die Teilnahme an einer RIZ im Wege einer besonderen Umlage oder als einfacher Zuschlag auf die Netzentgelte zu wälzen, könnte wiederum eine andere Betrachtungsweise angezeigt sein.

### 1) Begünstigung

Ausweislich des Wortlauts des Art. 107 Abs. 1 AEUV sind von der Norm „*Beihilfen gleich welcher Art*“ betroffen, bei denen es zu einer „*Begünstigung*“ kommt. Der Begriff der Begünstigung ist nach ständiger Rechtsprechung des EuGH weit auszulegen und umfasst neben positiven Leistungen wie Subventionen auch Maßnahmen, welche in verschiedener Form die Belastungen vermindern, welche ein Unternehmen normalerweise zu tragen hat.<sup>52</sup> Dabei kommt es nicht auf die Form

<sup>52</sup> Ständige Rechtsprechung, vgl. EuGH, Urt. v. 23.2.1961, Rs. 30/59 – Limburg/Hohe Behörde, Slg. 1961, 3, 42 f.; EuGH, Urt. v. 7.3.2002, Rs. C-310/99 – Italien/Kommission, Slg. 2002, I-2289, Rn.

oder das Ziel der Beihilfengewährung an, ausschlaggebend ist vielmehr allein die Wirkung der Maßnahme.<sup>53</sup> In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff der Leistung weit verstanden und jeder geldwerte Vorteil für den Empfänger einbezogen, wobei dieser in der Form der Geldzuführung oder der Belastungsminderung bestehen kann.<sup>54</sup>

Im hier zu untersuchenden Falle einer RIZ liegt mithin dann eine Begünstigung vor, wenn etwa ein Netzbetreiber, ein anderes, an der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette beteiligtes oder außerhalb derselben stehendes Unternehmen (Netzbetreiber dürften freilich der vorliegend besonders relevante Fall sein) einen finanziellen Vorteil erhält. Ein schlichter Austauschvertrag kann immer nur dann Beihilfencharakter aufweisen, wenn das Verhältnis von Leistung und Gegenleistung nicht äquivalent ist.<sup>55</sup> Ein finanzieller Vorteil liegt also dann nicht vor, wenn das Unternehmen, welchem die staatliche Zahlung zugewandt wird, gleichzeitig eine (Gegen-)Leistung erbringt, für den die staatliche Zuwendung lediglich den Preis bzw. die Kostenerstattung darstellt.

Wenn im vorliegenden Falle ein Unternehmen durch die Teilnahme an einer RIZ zusätzliche Aufwendungen tätigen muss und hieraus nicht in sonstiger Weise einen Vorteil erzielt, so stellt die Kompensation dieser Kosten keine Beihilfe dar, sondern ist lediglich die Gegenleistung für eine von dem Unternehmen selbst erbrachte Leistung. Es ist denkbar, die Teilnahme eines Unternehmens an einer RIZ als Übernahme einer Dienstleistung im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse bzw. als gemeinwirtschaftliche Dienstleistung im Sinne der Rechtsprechung des EuGH<sup>56</sup> oder im Sinne der Mitteilung der Kommission<sup>57</sup> zu sogenannten Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse (DAWI) anzusehen. Gleichsam auf der Rechtfertigungsebene hat die Kommission darüber hinaus einen sogenannten Freistellungsbeschluss erlassen.

---

51; EuGH, Urt. v. 10.1.2006, Rs. C-222/04 – Cassa di Risparmio, Slg. 2006, I-289, Rn. 131; EuGH, Urt. v. 16.12.2010, Rs. C-239/09 – Seydaland, Slg. 2010, I-13083, Rn. 30.

<sup>53</sup> EuGH, Urt. v. 3.5.2005, Rs. C-172/03 – Heiser, Slg. 2005, I-1627, Rn. 46; EuGH, Urt. v. 29.4.2004, Rs. C-159/01 – Niederlande/Kommission, Slg. 2004, I-4461, Rn. 51.

<sup>54</sup> EuGH, Urt. v. 13.10.1993, Rs. C-378/92, Banco Exterior de España, Slg. 1994, I-877 907 ff., Rn. 13 ff.; Urt. v. 1.12.1998, Rs. C-200/97, Ecotrade, Slg. 1998, I-79/07, Rn. 34; Urt. v. 29.6.1999, Rs. C-256/97, BMT, Slg. 1999, I-3913, 3933, Rn. 19.

<sup>55</sup> BGH, EuZW 2003, 444 (444 f.); EuZW 2004, 252, BGH, EuZW 2004, 254; leicht einschränkend inzwischen BGH, Urt. v. 5.12.2012 – I ZR 92711.

<sup>56</sup> EuGH, Urt. v. 24.7.2003, Rs. C 280/00, Slg. 2003, I-7747, Rn. 88 – 91 – Altmark-Trans.

<sup>57</sup> Vgl. Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfenvorschriften der Europäischen Union und Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, ABl. EU Nr. C 8, S. 4, insbesondere Ziff. 3 und Rn. 42 ff..

Voraussetzung ist in jedem Falle die Betrauung mit konkreten, also klar definierten, gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen.<sup>58</sup> Dies kann im vorliegenden Falle durch die genaue Bestimmung der Verpflichtungen, denen die Unternehmen im Rahmen der RIZ nachzukommen haben, sowohl auf der Ebene eines Gesetzes, eines Verwaltungsaktes, oder einer hierauf fußenden vertraglichen Vereinbarung erfolgen. Weiterhin müssen objektive und transparente Kriterien aufgestellt werden, anhand derer der Ausgleich erfolgt.<sup>59</sup> Schließlich darf der Ausgleich, wie ausgeführt, keine Überkompensation enthalten.<sup>60</sup> Um dies festzustellen, eignet sich insbesondere ein Ausschreibungsverfahren, hilfsweise müssen die Kosten eines durchschnittlichen, gut geführten Unternehmen ermittelt und für den Kostenausgleich zum Ansatz gebracht werden.<sup>61</sup>

Es liegt somit nur dann eine Beihilfe vor, wenn in der Vergütung eine Überkompensation der erbrachten Leistungen liegt. Bei solchen Leistungen, die keinen allgemeinen feststellbaren Marktwert haben, weil sie keine marktgängigen Dienstleistungen darstellen, können solche Kosten regelmäßig nur im Wege eines Ausschreibungsverfahrens oder – in beihilfenrechtlichen Kategorien, wie sie von der Kommission verwendet werden – im Falle von bedingungsfreien und transparenten Biet- oder Auswahlverfahren ermittelt werden<sup>62</sup>. Im vorliegenden Falle bedeutet dies: Wenn diejenige Behörde, die über die Teilnahme von Unternehmen an der RIZ zu befinden hat, die Unternehmen im Wege eines Vergabeverfahrens bzw. vergabeähnlichen Auswahlverfahrens (außerhalb des vierten Teils des GWB) auswählt, ist für die hierfür ausgereichte Subvention keine Notifizierung nach Art. 108 Abs. 3 Satz 2 AEUV erforderlich, da es bereits an einer Begünstigung fehlt. Eine Rechtfertigung, wenn auch über den teilweise gleichlaufenden Art. 106 Abs. 2 AEUV bzw. eine Freistellung als milderes Mittel zu einer Notifizierung ist nicht erforderlich.

Ein beihilfenrelevanter Vorteil, also eine Begünstigung, könnte allerdings nicht nur Netzbetreibern zu Teil werden, sondern, je nach Ausgestaltung der RIZ, auch eine Begünstigung von Netznutzern oder Anschlussnehmern bzw. Anschlussnutzern. Eine Begünstigung von Netznutzern könnte dann vorliegen, wenn etwa im Rah-

---

<sup>58</sup> EuGH, Slg. 2003 I-7747, Rn. 88.

<sup>59</sup> EuGH, a. a. O., Rn. 89.

<sup>60</sup> EuGH, a. a. O., Rn. 92.

<sup>61</sup> EuGH, a. a. O., Rn. 93.

<sup>62</sup> Vgl. wiederum die Grundstücksmitteilung der Kommission (vorherige Fußnote, Ziff. II 1., wo die Durchführung eines bedingungsfreien Bieterverfahrens bei der Veräußerung von Grundstücken als die geeignetste Methode (neben einem nachrangigen Wertgutachten) zur Preisbestimmung angesehen wurde.

men einer RIZ ein Netzentgeltsystem getestet würde, durch das im Ergebnis die Netznutzer geringere Netzentgelte zahlen als die Nutzer anderer Netze. Ein Vorteil würde insoweit insbesondere beim Kunden der Energielieferung anzunehmen sein, da er seinen Strom insgesamt möglicherweise zu günstigeren Konditionen einkaufen könnte. Relevant kann dies lediglich für Unternehmen werden, da diese taugliche Beihilfeempfänger sind, nicht also Privatpersonen, die nicht am geschäftlichen Verkehr teilnehmen, sowie bei staatlichen Abnehmern.

## 2) **Begünstigung bestimmter Unternehmen – Selektivität**

Wie bereits ausgeführt, können taugliche Beihilfenempfänger nur Unternehmen sein, nicht private Verbraucher, die keine Leistungen am Markt anbieten. Von besonderer Bedeutung ist aber das Kriterium der Selektivität (Art. 107 Abs. 1 AEUV spricht von bestimmten Unternehmen oder Produktionszweigen). Im vorliegenden Falle könnte das Kriterium der Selektivität deshalb relevant werden, weil es im Wesen der RIZ liegt, dass sie nur für einen möglicherweise beschränkten Kreis von Marktakteuren anwendbar ist, es also gerade nicht um eine allgemeine Regel geht, wie es etwa die Verringerung der Stromsteuer oder ähnliches wäre. Am Kriterium der Selektivität würde also eine Beihilfe vermutlich nicht scheitern.

## 3) **Staatliche Herkunft der Mittel**

Artikel 107 Abs. 1 AEUV verlangt, dass die Begünstigung vom Staat oder aus staatlichen Mitteln gewährt wird. Wenn direkt aus Mitteln des Bundes- oder Landeshaushalts Subventionen an Teilnehmer der RIZ gezahlt werden, ist dieses Tatbestandsmerkmal ohne weiteres erfüllt.

Die Einbeziehung von „aus staatlichen Mitteln gewährten“ neben den „staatlichen“ Begünstigungen verdeutlicht aber, dass nicht nur unmittelbar vom Staat gewährte Begünstigungen Beihilfen sein können. Auch Begünstigungen, „die über eine vom Staat benannte oder errichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden“<sup>63</sup>, können Beihilfen sein.

Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass das Verhalten der Einrichtungen dem Mitgliedstaat zurechenbar ist. Die Anforderungen an eine derartige Zurechenbarkeit sind indes relativ gering. Als hinreichende staatliche Beeinflussung können bereits der bloße hoheitliche Gründungsakt der Einrichtung und die gesetzliche Festlegung der Aufgaben der Einrichtung genügen.<sup>64</sup> Deshalb wird auch die Her-

<sup>63</sup> EuGH, verb. Rs. C-52/97, C-53/97 & C-54/97 – Viscido, Slg. 1998, I-2629, Rn. 13 m. w. N..

<sup>64</sup> König/Kühling/Ritter, EG-Beihilfenrecht, 2. Aufl., S. 118.

kunft „aus staatlichen Mitteln“ in der Rechtsprechung des EuGH grundsätzlich weit verstanden.<sup>65</sup> Insbesondere werden neben den unmittelbar vom Staat gewährten Vorteilen auch diejenigen einbezogen, die über eine vom Staat benannte oder errichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden.<sup>66</sup>

Im vorliegenden Fall stellt sich die besondere Frage, ob dann, wenn die Vergütung der Mehrkosten aus der Beteiligung an einer RIZ, insbesondere der Beteiligung eines Netzbetreibers hieran, den Netznutzern, oder gar – analog verschiedener anderer existierender Umlagen (KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV, Umlage für abschaltbare Lasten etc.) – allen Netznutzern im Rahmen einer bundesweiten Vergleichsmäßigung auferlegt würden, noch von der Staatlichkeit der Mittel auszugehen wäre. Die Frage, ob Kosten, die aufgrund staatlicher Regelungen den Netznutzern auferlegt werden, eine beihilfenrelevante Begünstigung aus staatlichen Mitteln darstellt, ist umstritten. Hierbei sind folgende Grundsätze maßgebend.

Die bloße Regelung einer Vergütung bzw. eines Vergütungssatzes für einen Vertrag zwischen privaten Wirtschaftsunternehmen in einem Gesetz verleiht der Regelung nicht den Charakter einer staatlichen Beihilfe.<sup>67</sup> Die Regelung der Verteilung von aus einer Vergütungsverpflichtung folgenden Belastung zwischen Unternehmen stellt keine Übertragung staatlicher Mittel dar.<sup>68</sup> Es bedarf grundsätzlich einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf ein Unternehmen, um den Einsatz staatlicher Mittel zu bejahen.<sup>69</sup> Wenn finanzielle Vorteile von nicht-staatlichen Einrichtungen gewährt werden, kann die Begünstigung ausnahmsweise dem Staat zugerechnet werden, wenn die verwendeten Finanzmittel effektiv dem Staat zur Verfügung stehen. Dies ist dann der Fall, wenn sie aus einer Abgabe stammen, die vom Staat festgesetzt, aber von Unternehmen (als vom Staat benannte/errichtete Einrichtung) bei deren Kunden eingezogenen wird

<sup>65</sup> *Koenig/Kühling*, EC Control of aid granted through State resources, in: European State Aid Law Quarterly (ESTAL) 2002, S. 7 (8), beziehen sich auf die Verbindung des Passus „gleich welcher Art“ in Art. 87 Abs. 1 EG, die in der englischen Fassung, wie dort zitiert wird, nach dem Passus aus staatlichen Mitteln folgt „... granted through state resources in any form whatsoever“. In der deutschen Fassung bezieht sich jedoch dieser Passus auf den Begriff „Beihilfe“.

<sup>66</sup> EuGH, Urt. v. 13.3.2001, Rs. C-379/98, PreussenElektra, Slg. 2001, I-2099, Rn. 58 = EuZW 2001, 242; Urt. v. 22.3.1977, Rs. 78/76, Steinike & Weinlig, Slg. 1977, 595, Rn. 21 = NJW 1977, 1005; Urt. v. 30.11.1993, Rs. C-189/91, Kirsammer-Hack, Slg. 1993, I-6185, Rn. 16 = EuZW 1994, 91; Urt. v. 7.5.1998, verb. Rs. C-52/97-C-54/97, Viscido u. a., Slg. 1998, I-2629, Rn. 13 = EuZW 1998, 473; Urt. v. 1.12.1998, Rs. C-200/97, Ecotrader, Slg. 1998, I-7907, Rn. 35; Urt. v. 17.6.1999, Rs. C-295/97, Piaggio, Slg. 1999, I-3735, Rn. 35.

<sup>67</sup> Vgl. EuGH, Urt. v. 13.3.2001, Rs. C-379/98, – PreussenElektra, Slg. 2001, I-2099 Rn. 61.

<sup>68</sup> Vgl. EuGH, Urt. v. 13.3.2001, Rs. C-379/98, – PreussenElektra, Slg. 2001, I-2099 Rn. 60.

<sup>69</sup> Vgl. EuGH, Urt. v. 13.3.2001, Rs. C-379/98, – PreussenElektra, Slg. 2001, I-2099 Rn. 59.

(z. B. eine Steuer oder parafiskalische Abgabe). Weitere Voraussetzung ist, dass etwaige überzählige Beträge aus der Abgabe dem Staat zufließen.<sup>70</sup> Das gleiche gilt, wenn der Staat verschiedene Interventionsbefugnisse hat, die ihm die direkte Einflussnahme auf die Verwendung der Mittel durch Private ermöglichen.<sup>71</sup>

In zwei beihilfenrechtlichen Prüfverfahren, einmal gegen § 19 Abs. 2 StromNEV a. F.<sup>72</sup> und zum anderen gegen das frühere EEG und die dort geregelte EEG-Umlage<sup>73</sup>, hat die Kommission in der Tat aufgrund der besonderen Regelungen zur Wälzung der Mehrbelastung auf alle Netznutzer die Schlussfolgerung gezogen, dass es sich um eine Beihilfe handele. Aus oben dargestellten Gründen bestehen gegen diese Auffassung Bedenken, da nach hier vertretener Auffassung sowie auf der Grundlage der Rechtsprechung des EuGH, insbesondere in den Rechtsachen PreussenElektra<sup>74</sup> und Essent<sup>75</sup>, keine aus staatlichen Mitteln gewährte Begünstigung vorliegt. Die Bundesregierung hat deshalb auch gegen den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.11.2014 Klage erhoben, um den Beihilfenbegriff verbindlich durch den EuGH klären zu lassen.<sup>76</sup> Jedoch kann festgestellt werden, dass eine gesetzliche Regelung zu einer Wälzung von Kosten aus der Teilnahme an einer RIZ beihilfenrechtlich problematischer wäre, als die bloße Zurechnung zu den Netzentgelten bzw. die Erhöhung dieser Netzentgelte (in spezifischer Weise) für die konkreten Netznutzer ohne eine besondere Wälzung.

Selbst wenn der von den Autoren für richtig gehaltenen Auffassung der Bundesregierung gefolgt wird, sollte, jedenfalls vor einer hierzu ergehenden Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes keine Struktur einer RIZ gewählt werden, die nach der gegenwärtigen Auffassung der Kommission beihilfenrechtliche Probleme aufwerfen würde.

<sup>70</sup> Vgl. EuGH, Urt. v. 17.7.2008, Rs. C-206/06 – Essent Netwerk Noord/Aluminium, Slg. 2008, I-5497 Rn 66f., 70; EuGH, Urt. v. 16.5.2002, Rs. C-482/99, Slg. 2002, I-4397, Rn. 37 – Stardust Marine; EuGH, Verb. Rs. C-52/97, C-53/97 und C-54/97 – Viscido, Slg. 1998, I-2629, Rn. 13 m. w. N..

<sup>71</sup> Vgl. EuG, Urt. v. 27.9.2012, Rs. T-139/09 Rn. 81 ff. – Frankreich./Kommission.

<sup>72</sup> Verfahren Staatliche Beihilfe SA.34045 (2013/C) (ex-2012/NN) – Deutschland Netzentgeltbefreiung für stromintensive Unternehmen (§ 19 StromNEV), ABl. Nr. C 148, S. 43.

<sup>73</sup> Beschl. (EU) 2015/1585 v. 25.11.2014 über die Beihilferegulung SA. 33995 (2013/C) (ex 2013/NN) [Deutschlands zur Förderung erneuerbaren Stroms und stromintensiver Unternehmen], ABl. Nr. L 250, S. 122.

<sup>74</sup> A. a. O.

<sup>75</sup> A. a. O.

<sup>76</sup> Beschl. (EU) 2015/1585 v. 25.11.2014 über die Beihilferegulung SA. 33995 (2013/C) (ex 2013/NN) [Deutschlands zur Förderung erneuerbaren Stroms und stromintensiver Unternehmen], ABl. Nr. L 250, S. 122.

#### 4) (Eignung zur) Wettbewerbsverfälschung und Handelsbeeinträchtigung

Würde im vorliegenden Falle eine Überkompensation vorgenommen, weil mehr als die Zusatzkosten ersetzt würden, so müsste eine solche Maßnahme auch den Wettbewerb beeinträchtigen. Im Zusammenhang mit der Subventionierung von Monopolunternehmen, die nicht im gemeinschaftsweiten Wettbewerb stehen, ist auch dieses Merkmal von besonderer Bedeutung. Netzbetreiber konkurrieren für sich genommen nicht miteinander, da es sich bei ihnen um Unternehmen handelt, die ein natürliches Monopol innehaben. Sofern jedoch ein Netzbetreiber Teil eines Unternehmens ist, welches auch auf solchen Märkten tätig ist, für die ein (grenzüberschreitender) Wettbewerb festgestellt werden kann, etwa im Bereich der Lieferung von Energie, könnte eine in einer Überkompensation liegende Beihilfe dieses Unternehmens im Wettbewerb auf dem Nachbarmarkt stärken. Eine Eignung zur Wettbewerbsverfälschung ist daher in einem solchen Fall denkbar.

Das Kriterium der Beeinträchtigung des Handelns zwischen den Mitgliedsstaaten ist bei einer festgestellten Wettbewerbsverfälschung regelmäßig zu bejahen.

#### 5) Schlussfolgerung

Um zu vermeiden, dass bereits der Tatbestand einer Beihilfe erfüllt ist, sind die aus Art. 107, 108 AEUV folgenden Anforderungen bei der Ausgestaltung einer RIZ zu beachten:

- Sofern seitens staatlicher Haushalte Ausgleichsleistungen für bestimmte Mehraufwendungen von Marktakteuren, die an der RIZ teilnehmen, geleistet werden, dürfen diese, um den Vorwurf einer Beihilfe zu vermeiden, nicht über den Ersatz der tatsächlichen Mehrkosten, die diesem Unternehmen aus der Teilnahme an der RIZ erwachsen, hinausgehen (keine Überkompensation).
- Um auszuschließen, dass Netzbetreiber Überkompensationen für Ihren zusätzlichen Aufwand erhalten, eignet sich die Durchführung eines transparenten und nicht diskriminierenden Ausschreibungsverfahrens zur Bestimmung der Teilnehmer an der RIZ und damit der Adressaten eventueller finanzieller Zuwendungen am besten.
- Für den Fall, dass eventuell entstehende Mehrkosten dadurch finanziert werden, dass etwa die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers erhöht, oder eine zusätzliche Umlage geschaffen wird, ist zwar nach An-

sicht der Verfasser das beihilfenrechtliche Tatbestandsmerkmal der Herkunft der Begünstigung aus staatlichen Mitteln zu verneinen, aufgrund der sehr restriktiven Praxis der Kommission in diesen Fragen ist jedoch zu empfehlen, auch hier den strikten Grundsatz der Vermeidung jeglicher Überkompensationen zu beachten.

- Bei der Durchführung der RIZ ist weiter darauf zu achten, dass es nicht zu einer Begünstigung von Netznutzern oder Netzkunden durch vergünstigte Netzentgelte kommt, es sei denn, durch das gerade durch die RIZ angestrebte wirtschaftliche Verhalten.

Können diese Voraussetzungen nicht erfüllt werden, wäre von einer Beihilfe auszugehen, so dass dann lediglich eine Rechtfertigung, namentlich im Rahmen eines Notifizierungsverfahrens, sofern keine Freistellungen in Frage kommen, in Betracht käme. Nach Einschätzung der Verfasser ist dabei indes festzustellen, dass es zwar nicht ausgeschlossen erscheint, mögliche Zahlungen an Teilnehmer einer RIZ genehmigen zu lassen. Gleichwohl ist zu beachten, dass die Voraussetzungen einer solchen Genehmigung als äußerst unsicher zu bewerten sind. Zudem ist von Bedeutung, dass auch die geltenden Beihilfenrahmen sowie die AGFVO keine klaren Tatbestände enthalten, anhand derer eine Rechtfertigung bejaht werden könnte.

Insofern ist darauf zu achten, dass die RIZ von vornherein beihilfenfrei ausgestaltet wird. Eine Rechtfertigung kommt allenfalls dann in Frage, wenn die Auffassung vertreten wird, dass die teilnehmenden Unternehmen Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse durchführen. Die Kompensation muss sich dann streng auf den Ersatz der tatsächlichen Kosten für die Übernahme dieser Verpflichtungen beschränken.

## **B. Prüfung konkreter Projektbeispiele aus dem Diskussionspapier für eine mögliche RIZ**

Nachfolgend sollen die Ableitungen aus der Prüfung der beiden Thesen für die konkreten Projektideen getroffen werden.

### **I. Projektidee Netzentgeltsystematik**

Verteilernetzbetreiber haben ihr Netz diskriminierungsfrei Dritten zur Durchlieferung von Energie anzubieten; im Gegenzug erhalten Sie dafür ein angemessenes Entgelt. Die dieser Entgeltleistung zugrunde liegenden Netzentgeltsystematik wird regulatorisch durch rechtliche Regelungen im EnWG, der ARegV sowie der StromNEV und GasNEV vorgegeben. Die Ausgestaltung der Netzentgelt-

systematik hat Auswirkungen auf das Nutzerverhalten. In einer regulatorischen Innovationszone könnte daher untersucht werden, wie durch die Gestaltung der Netzentgelte die Koordination von Netzbetreibern und Netznutzern verbessert werden kann, um die Flexibilität des Angebots an Energie optimal nutzen und den Netzausbau soweit wie möglich reduzieren zu können.

#### **1) Umschreibung möglicher Aspekte einer Variierung der Netzentgelt-systematik**

Die Netzentgeltsystematik kann in verschiedener Hinsicht variiert werden. Nachfolgend sollen drei denkbare Aspekte untersucht werden, die Gegenstand der in diesem Zusammenhang derzeit in Fachkreisen geführten Diskussion sind.

##### **a) Netzentgelte für Einspeiser**

Zunächst kommt eine probeweise Einführung von Einspeisenentgelten für eine netzdienliche standortbezogene Allokationswirkung in Betracht. Konkret geht es darum, durch die Höhe der Netzentgelte auch Einfluss auf die Standortwahl von Einspeisern mit dem Ziel zu nehmen, die Netzbelastung und den Netzausbaubedarf zu verringern.

Die Differenzierung der Höhe der Netzentgelte soll durch einen Standortfaktor (G-Faktor) erreicht werden, der mit den Netzentgelten multipliziert wird. Denkbar wäre die Einführung von drei G-Faktoren: Mit einem G-Faktor von 0,5, der in Netzgebieten zur Anwendung kommt, in denen ein Bedarf für einen Zubau von Einspeisern besteht, könnten durch die daraus resultierende Halbierung der Netzentgelte entsprechende Anreize für einen Zubau geschaffen werden. In Netzgebieten in denen kein Zubaubedarf besteht, könnte dem Zubau durch einen G-Faktor von 2,0 und die damit einhergehende Verdopplung der Einspeisernetzentgelte entgegengewirkt werden. Für Netzgebiete, in denen der Zubau neutral zu bewerten wäre, könnte ein G-Faktor von 1,0 eingeführt werden, da dieser keine Auswirkungen auf die Höhe der Einspeisernetzentgelte entfalten würde.

##### **b) Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte**

Darüber hinaus könnten örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte probeweise eingeführt werden. Hierbei geht es darum, die Höhe der Netzentgelte in Abhängigkeit von dem Ort und dem Zeitpunkt der Stromentnahme festzusetzen. Auf diese Weise könnte in netzdienlicher Art und Weise Einfluss auf das Nutzerverhalten genommen werden.

### c) Flatrate für die Netznutzung

Denkbar wäre ferner die Erprobung einer Flatrate für die Netznutzung für SLP-Kunden. Gegenstand einer solchen Flatrate wäre, dass die Netzentgelte allein auf der Basis eines Grundbetrages für eine bestellte Netznutzung, unabhängig von deren späteren tatsächlichen Inanspruchnahme, gebildet werden. Kriterien für die Festsetzung der Höhe Flatrate könnten die (bei SLP-Kunden geschätzte) Leistungsspitze, die Größe der Sicherung oder die Kapazität darstellen.

### 2) Rechtliche Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee

Im Folgenden wird der Frage nachgegangen, ob und inwieweit unter dem gegenwärtigen nationalen und europäischen Rechtsrahmen Raum für eine Modifikation der Netzentgeltsystematik im Sinne der hier diskutierten Projektidee besteht.

#### a) Gesetzliche Hemmnisse

Ein verfassungsrechtliches Hemmnis für die Verwirklichung der Projektidee könnte sich im Lichte der Ungleichbehandlung zwischen den Marktakteuren, die dem gegenwärtigen Rechtsrahmen unterliegen und denjenigen, die davon probeweise im Zuge einer RIZ abweichen sollen, aus dem Diskriminierungsverbot gemäß Art. 3 GG ergeben. Hinsichtlich des insoweit geltenden Rechtfertigungsmaßstabs wird auf die unter A. IV. 2) a) aa) getroffenen Ausführungen verwiesen.

Auf der einfachgesetzlichen Ebene wären die §§ 21, 21a und 23a EnWG, welche die „*Trias der zentralen Entgeltregulierungsnormen im EnWG*“<sup>77</sup> bilden, zu beachten. Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee Netzentgeltsystematik können sich indes insoweit allenfalls aus § 21 EnWG ergeben. Dies liegt darin begründet, dass die hier diskutierte Projektidee ausschließlich die Netzentgeltsystematik im engeren Sinne, das heißt den von § 21 EnWG adressierten<sup>78</sup> Aspekt der Bildung der konkreten Netzentgelte, zum Gegenstand hat. Die von den §§ 21a und 23a EnWG in den Blick genommenen Aspekte der Netzentgeltsystematik – Setzen von Anreizen zu Kosteneinsparungen durch Effizienzsteigerung im Wege der Anreizregulierung beziehungsweise Genehmigung der ermittelten Netzentgelte – werden durch die in der Projektidee diskutierten Maßnahmen nicht berührt. Daher wird die nachfolgende Prüfung insoweit auf § 21 EnWG beschränkt.

<sup>77</sup> Schütte, in: Kment, EnWG 2015, § 21, Rn. 1; Groebel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Auflage 2015, § 21 a Rn.1.

<sup>78</sup> Missling, in: Danner/Theobald, Energierecht, Bd. 1, 83. EL 2015, § 21 Rn. 1; Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Auflage 2014, § 21, Rn. 24.

## aa) Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang nach § 21 EnWG

§ 21 EnWG regelt die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang. Die Norm wurde 2005 in das EnWG aufgenommen und markierte den Wechsel von dem zuvor geltenden Regime des verhandelten Netzzugangs<sup>79</sup> zur kostenorientierten unternehmensindividuellen Netzentgeltgenehmigung. Trotz des im Jahre 2009 eingetretenen erneuten Paradigmenwechsels zum Regime der Anreizregulierung haben insbesondere die in den ersten beiden Absätzen der Norm vorgegebenen Kosten- und Kalkulationsmaßstäbe nichts an ihrer materiell-rechtlichen Bedeutung verloren.<sup>80</sup> Denn die dort verankerten Grundsätze gelten sowohl bei der kostenorientierten Entgeltbildung nach § 23a EnWG, als auch unter dem Regime der Anreizregulierung gemäß § 21a EnWG.<sup>81</sup>

### (1) Allgemeine Kriterien nach § 21 Abs. 1 EnWG

Gemäß § 21 Abs. 1 EnWG müssen die Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent und nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Hemmnisse für die hier untersuchte Projektidee könnten sich allenfalls aus dem Kriterium der Diskriminierungsfreiheit der Netzentgelte, nicht indes aus dem Transparenzkriterium oder dem Angemessenheitskriterium ergeben.

Aus dem Transparenzkriterium ergeben sich lediglich gewisse Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, die dazu bestimmt sind, eine bessere Überprüfbarkeit der Angemessenheit der Netzentgelte zu gewährleisten<sup>82</sup>, sodass bereits keine Berührungspunkte zu der Projektidee bestehen. Wenngleich zwischen dem Angemessenheitskriterium, welches das Verhältnis zwischen Leistung (Gewährung des Netzzugangs) und Gegenleistung (Netzentgelte) und mithin die Entgelthöhe betrifft<sup>83</sup>, und der Projektidee Berührungspunkte bestehen könnten, steht das Kriterium aufgrund seines äußerst begrenzten normativen Aussagegehalts<sup>84</sup> einer Ver-

---

<sup>79</sup> Vgl. § 6 EnWG 1998.

<sup>80</sup> *Schütte*, in: Kment, EnWG 2015, § 21 Rn. 11.

<sup>81</sup> *Säcker/Meinzenbach*, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 21, Rn. 38.

<sup>82</sup> *Missling*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Bd. 1, 83. EL 2015, § 21 Rn. 34; *Groebel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Aufl. 2015, § 21, Rn. 50.

<sup>83</sup> *Schütte*, in: Kment, EnWG 2015, § 21 Rn. 34; *Groebel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Aufl. 2015, § 21, Rn. 53.

<sup>84</sup> *Groebel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Aufl. 2015, § 21, Rn. 53.

wirklichung der Projektidee nicht entgegen. Denn dem Angemessenheitskriterium kann für sich genommen nur entnommen werden, dass die Netzentgelte, am Maßstab eines wettbewerbsanalogen Als-ob-Wettbewerbspreis, in einem vernünftigen Verhältnis zur erbrachten Gegenleistung, also der Gewährung des Netzzugangs, stehen müssen.<sup>85</sup> In Ermangelung konkreter normativer Anhaltspunkte dafür, unter welchen Voraussetzungen die geforderte Angemessenheit der Netzentgelte vorliegt<sup>86</sup>, könnte das Kriterium allenfalls dann einen eigenständigen Prüfungsmaßstab für die Projektidee bilden, wenn diese die Bildung evident unangemessener Netzentgelte zum Gegenstand hätte. Dies ist mit Blick auf die hier diskutierten Varianten der Projektidee indes nicht erkennbar.

Demgegenüber kann das in § 21 Abs. 1 EnWG verankerte Verbot der Diskriminierung bei der Entgeltbildung, jedenfalls in seiner horizontalen Ausprägung<sup>87</sup>, ein Hemmnis für die Projektidee darstellen. Berührungspunkte zwischen der Projektidee und der vertikalen Ausprägung des Diskriminierungsverbots sind indes nicht ersichtlich. Denn keiner der hier in Rede stehenden Ansätze der Projektidee berührt das von dieser Ausprägung erfasste<sup>88</sup> vertikale Verhältnis zwischen eigenen und externen Unternehmen.

Das horizontale Diskriminierungsverbot verlangt, dass sämtliche Kunden in Bezug auf die Netzentgelte gleich behandelt werden.<sup>89</sup> Das Verbot soll sicherstellen, dass der vom Gesetzgeber intendierte Wettbewerb nicht durch eine Bevorzugung bestimmter Netzkunden verfälscht werden kann.<sup>90</sup> Das horizontale Diskriminierungsverbot steht jedenfalls dann in einem Spannungsverhältnis zu der Einführung örtlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte, wenn die Differenzierung innerhalb des Netzgebietes eines Verteilernetzbetreibers erfolgen soll. Außerhalb des Netzgebietes eines Netzbetreibers können dem horizontalen Diskriminierungsverbot indes in Ermangelung einer Anwendbarkeit keine Hemmnisse entnommen werden.

Die Frage der Vereinbarkeit von örtlich und zeitlich differenzierten Netzentgelten innerhalb des Netzgebietes eines Verteilernetzbetreibers mit dem horizontalen Diskriminierungsverbot aus § 21 Abs. 1 EnWG beurteilt sich auf der Rechtferti-

---

<sup>85</sup> Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 21, Rn. 42.

<sup>86</sup> Missling, in: Danner/Theobald, Energierecht, Bd. 1, 83. EL 2015, § 21 Rn. 24.

<sup>87</sup> Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 21, Rn. 44 ff.; Schütte, in: Kment, EnWG 2015, § 21, Rn. 37 ff.

<sup>88</sup> Groebel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Auflage 2015, § 21 Rn. 46.

<sup>89</sup> Groebel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG 3. Aufl. 2015, § 21 Rn. 51.

<sup>90</sup> Schütte, in: Kment, EnWG 2015, § 21 Rn. 54.

gungsebene. Denn die von einem Verstoß gegen das horizontale Diskriminierungsverbot vorausgesetzte<sup>91</sup> Vergleichbarkeit der unterschiedlich behandelten Sachverhalte dürfte bei der in Rede stehenden unterschiedlichen Behandlung von Netzkunden hinsichtlich der Höhe der in Rechnung gestellten Netzentgelte allein aufgrund ihrer regionalen Verortung beziehungsweise ihres zeitlichen Abnahmeverhaltens nicht ernsthaft verneint werden können. Die somit anzunehmende Möglichkeit einer horizontalen Diskriminierung kann indes durch objektive Kriterien gerechtfertigt werden.<sup>92</sup> Weil das Diskriminierungsverbot aus § 21 Abs. 1 EnWG eine einfachgesetzliche Ausprägung des allgemeinen Gleichheitssatzes aus Art. 3 GG darstellt, gelten hinsichtlich der an eine Rechtfertigung einer festgestellten Diskriminierung zu stellenden Anforderungen, dieselben im Zuge der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung entwickelten Maßstäbe.<sup>93</sup> Demnach bedürfen Differenzierungen

*„stets der Rechtfertigung durch Sachgründe, die dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind“.*<sup>94</sup>

Ob und inwieweit der Erprobungszweck einer RIZ eine Ungleichbehandlung der Netzkunden zu rechtfertigen vermag, kann nicht generell-abstrakt, sondern nur unter Berücksichtigung der im jeweiligen konkreten Einzelfall vorherrschenden Umstände entschieden werden (vgl. hierzu B. I. 2)). Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Zugehörigkeit zum Netz für die Kunden nicht frei wählbar ist. Daher sind an eine Rechtfertigung erhöhte Anforderungen zu stellen.

## **(2) Kostenorientierte Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 EnWG**

Das Kriterium der Kostenorientiertheit der Entgeltbildung aus § 21 Abs. 2 EnWG steht der Verwirklichung der Projektidee in Ermangelung eines erkennbaren Konfliktpotentials nicht entgegen.

Regelungsgegenstand des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG ist allein die Frage, welche Netzkosten bei der Entgeltbildung herangezogen werden dürfen. So schreibt § 21 Abs. 2 EnWG vor, dass die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risi-

<sup>91</sup> Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 21 Rn. 49.

<sup>92</sup> Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, BK Energierecht, Bd. 1, 3. Aufl. 2014, § 21 Rn. 46, 49.

<sup>93</sup> OLG Düsseldorf, Beschl. v. 8.5.2013 – VI-3 Kart 178/12, BeckRS 2014, 08605, S. 6.

<sup>94</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

koangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet werden müssen und dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen. Gegenstand der hier diskutierten Projektidee ist demgegenüber die nachgelagerte Frage, in welcher Art und Weise die Netzentgelte auf der Grundlage der berücksichtigungsfähigen Netzkosten zu bilden sind. Darüber hinaus gilt der Grundsatz der kostenorientierten Entgeltbildung nicht ausnahmslos. Ausweislich von § 21 Abs. 2 Satz 1 letzter HS EnWG gilt der Grundsatz der kostenorientierten Entgeltbildung nicht, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 EnWG (dazu gehören gemäß § 24 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 EnWG auch die Strom- und GasNEV) eine Abweichung bestimmt ist. Damit hat der Gesetzgeber die Möglichkeit eröffnet, im Verordnungswege von § 21 Abs. 2 EnWG abzuweichen. Folglich ist festzuhalten dass der in § 21 Abs. 2 EnWG verankerte Entgeltbildungsmaßstab einer Verwirklichung der hier untersuchten Projektidee nicht entgegensteht.

**bb) Gesetzesziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs gemäß § 1 Abs. 2 EnWG**

Die Einführung von örtlich differenzierten Netzentgelten steht in einem Spannungsverhältnis zu dem in § 1 Abs. 2 EnWG verankerten Regulierungsziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs. Dies liegt darin begründet, dass die Höhe der Netzentgelte einen wesentlichen wettbewerblichen Faktor darstellt. Allerdings statuieren die allgemeinen Zielbestimmungen aus § 1 EnWG keinen eigenständigen Prüfungsmaßstab, sondern dienen vielmehr als Auslegungshilfe dazu, speziellere Regelungen des Energiewirtschaftsrechts zu konkretisieren.<sup>95</sup> Insoweit kann § 1 EnWG bei einer isolierten Betrachtung der Verwirklichung der hier untersuchten Projektidee nicht entgegenstehen.

**cc) Zwischenergebnis**

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass das horizontale Diskriminierungsverbot aus § 21 Abs. 1 EnWG ein Hemmnis für die Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte darstellen kann. Im Übrigen sind dem EnWG keine Vorgaben zu entnehmen, die eine Verwirklichung der Projektidee ernstlich in Frage stellen. Die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser ist im EnWG sogar bereits angelegt. So kann gemäß § 24 Satz 5 EnWG durch eine Rechtsverordnung nach § 24 Satz 2 Nr. 4 EnWG (StromNEV) vorgesehen werden, dass Entgelte nicht nur auf der Grundlage von Ausspeisungen,

---

<sup>95</sup> *Hellermann/Hermes*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG, 3. Auflage 2015, § 1 Rn. 40.

sondern ergänzend auch auf der Grundlage von Einspeisungen von Energie berechnet und in Rechnung gestellte werden dürfen. Von dieser Ermächtigungsgrundlage hat der Ordnungsgeber indes noch keinen Gebrauch gemacht.

#### **b) Verordnungsrechtliche Hemmnisse**

Die auf der Grundlage von § 24 Abs. 4 EnWG erlassene StromNEV beinhaltet sehr detaillierte Vorgaben zur Kalkulation der Netzentgelte.

##### **aa) Hemmnisse für die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser**

Die Umsetzung einer Einführung von Netzentgelten für Einspeiser wäre systematisch in der Kostenträgerrechnung gemäß §§ 15 ff StromNEV zu verorten. Im Strombereich stehen einer Einführung von Netzentgelten für Einspeiser indes §§ 15 Abs. 1 Satz 3 und 17 Abs. 8 StromNEV entgegen. Gemäß § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV sind für die Einspeisung elektrischer Energie, anders als im Gasbereich (§§ 13 Abs.2 und 15 Abs. 1 GasNEV), keine Netzentgelte zu entrichten. Vielmehr erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen von § 18 StromNEV von den Verteilernetzbetreibern, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt, welches den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen muss und schließlich in die Berechnung der Netzentgelte als Netzkosten einfließt. Schließlich wird in § 17 Abs. 8 StromNEV, welcher der Gewährleistung einer netzbetreiberübergreifenden Einheitlichkeit der Entgeltstruktur zu dienen bestimmt ist<sup>96</sup>, klargestellt, dass andere als die in der StromNEV genannten Entgelte nicht zulässig sind. Nach dem gegenwärtigen Rechtsrahmen sollen Stromeinspeiser mithin gerade nicht mit den Netzkosten belastet werden. Folglich ist zu konstatieren, dass die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser ohne eine Änderung der StromNEV nicht realisiert werden kann.

##### **bb) Hemmnisse für die Einführung von zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten**

Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte widersprechen der gegenwärtigen Netzentgeltsystematik und sind daher ohne eine Modifikation der StromNEV unzulässig.

---

<sup>96</sup> BR-Drs. 245/05, S. 39.

## (1) Zeitlich differenzierte Netzentgelte

Die Netzentgelte stellen grundsätzlich ein Jahresentgelt dar. Dies folgt aus § 17 Abs. 2 StromNEV, wonach das Netzentgelt, welches von Netznutzern pro Entnahmestelle zu entrichten ist, aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde besteht. Die beiden Entgeltbestandteile sind dabei gemäß § 17 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNEV wie folgt legaldefiniert:

*„Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr.*

*Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden.“*

Die Netzentgelte sind mithin jahresbezogen zu ermitteln. Eine Ausnahme ist lediglich in § 19 Abs. 1 StromNEV vorgesehen, wonach Letztverbrauchern mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit zumindest eine deutlich geringere Leistungsaufnahme gegenübersteht, auch ein Monatsleistungspreissystem anzubieten ist. An die Stelle der Jahresbetrachtung tritt dann eine Monatsbetrachtung. Eine zeitliche Differenzierung der Netzentgelte im Sinne der hier untersuchten Projektidee ist darin nicht zu erblicken. Dies gilt auch für die Sonderregelung des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, wonach Letztverbrauchern, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene abweicht, von den Verteilernetzbetreibern ein individuelles reduziertes Netzentgelt anzubieten ist. Denn darin liegt keine zeitliche Differenzierung, sondern vielmehr lediglich eine Veränderung der Bezugsgröße der Netzentgelte. Wenn und soweit im Bereich der Niederspannungsnetze gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV nur ein Arbeitspreis und gegebenenfalls zusätzlich ein Grundpreis festzulegen ist, kommt es für die Ermittlung der Höhe der Netzentgelte nicht auf den Zeitpunkt der Entnahme, sondern allein auf die bezogene Menge an, sodass auch insoweit kein Raum für eine zeitliche Differenzierung der Netzentgelte besteht.

Folglich ist zu konstatieren, dass eine Differenzierung der Höhe der Netzentgelte nach dem Zeitpunkt der Stromentnahme in der gegenwärtigen Netzentgeltssystematik nicht vorgesehen und daher im Lichte des § 17 Abs. 8 StromNEV unzulässig ist.

## (2) Örtlich differenzierende Netzentgelte

Unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen haben die Netzbetreiber für ihr gesamtes Netzgebiet, unabhängig von einer gegebenenfalls bestehen Aufteilung in verschiedene Teilnetze, Netzentgelte ohne einen weiteren örtlichen Bezug zu ermitteln und im Preisblatt zu veröffentlichen. In § 17 Abs. 1 Satz 1 heißt es dazu, die „von Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelten sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme“. Die Netzentgelte sind nach § 17 Abs. 1 Satz 2 allein abhängig „nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle“. Eine im gewissen Sinne abweichende Regelung, die den konkreten Anschluss genauer in den Fokus nimmt, ist das Sonderentgelt nach § 19 Abs. 3 StromNEV. Sofern ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt, schreibt § 19 Abs. 3 StromNEV vor, dass zwischen dem Betreiber dieser Netz- oder Umspannebene und dem Netznutzer für diese singular genutzten Betriebsmittel gesondert ein angemessenes Entgelt festzulegen ist. Eine Differenzierung der Netzentgelte nach dem Ort der Entnahme ist in der StromNEV gerade nicht vorgesehen und damit gemäß § 17 Abs. 8 StromNEV ebenfalls unzulässig.

### cc) Hemmnisse für die Einführung einer Flatrate für die Netznutzung

Die probeweise Einführung einer Flatrate, wonach SLP-Netzkunden einen Pauschalbetrag für die Netznutzung bezahlen, ist mit der gegenwärtigen Netzentgelt-systematik nicht vereinbar.

Für SLP-Kunden, welche alleiniger Adressat der hier untersuchten Flatrate sein sollen, folgt dies unmittelbar aus § 17 Abs. 6 Satz 1 und 2 StromNEV, wonach das Netzentgelt für Entnahmen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz ausschließlich auf der Grundlage eines Arbeitspreises in Cent pro Kilowattstunde und gegebenenfalls eines zusätzlichen Grundpreises zu bilden ist. Da gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV i. V. m. § 10 Abs. 1 MessZV die Anwendung des SLP-Verfahrens auf Entnahmen aus der Niederspannung beschränkt ist<sup>97</sup>, ist die in § 17 Abs. 6 StromNEV getroffene Regelung zur Netzentgeltbildung für SLP-Kunden abschließender Natur. Das für SLP-Kunden gegenwärtig geltende Arbeitspreis-Grundpreis-Modell stellt das Gegenteil zu einer Flatrate dar, bei der es auf die individuell verbrauchte Menge Strom gerade nicht ankommen soll. Eine Flatrate wäre im Übrigen auch mit der allgemeinen Netzentgeltssystematik nicht vereinbar. Dies

---

<sup>97</sup> BR-Drs. 86/12, S. 15.

verdeutlicht § 17 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, wonach sich das Netzentgelt für alle übrigen, d.h. Nicht-SLP-Kunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM-Kunden) aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis zusammensetzt. Somit ist zu konstatieren, dass die individuell verbrauchte Menge unter dem derzeitigen Regelungsregime ein unverzichtbarer Bestandteil der Netzentgelte ist.

Darüber hinaus verstößt eine Flatrate für die Netznutzungen aufgrund ihrer Unabhängigkeit von der tatsächlichen Inanspruchnahme gegen § 16 Abs. 2 StromNEV, wonach die Zuteilung der spezifischen Jahreskosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden Netznutzer möglichst verursachergerecht zu erfolgen hat, was im Wege der Gleichzeitigkeitsfunktion und mithin durch das Abstellen auf den Anteil des Netzkunden an der zeitgleichen Jahreshöchstlast gewährleistet wird.

Ein von den vorgenannten Grundsätzen abweichende Entgeltbildung ist aufgrund des abschließenden Charakters der verordnungsrechtlichen Vorgaben gemäß § 17 Abs. 8 Strom unzulässig. Die Einführung einer Flatrate für die Netznutzung ist mithin ohne eine Änderung der StromNEV nicht realisierbar.

#### **c)       Regulierungsbehördliche Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik**

Hemmnisse aufgrund regulierungsbehördlicher Vorgaben für die hier untersuchten drei Projektideen sind nicht ersichtlich.

#### **d)       Europarechtliche Hemmnisse**

In einem zweiten Schritt wird nachfolgend untersucht, ob und inwieweit das Europarecht Vorgaben zur Systematik der Entgeltregulierung bereithält, welche die Möglichkeit der Verwirklichung der Projektidee begrenzen. Dies ist insoweit von besonderer Bedeutung, da gegebenenfalls bestehende Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee Netzentgeltsystematik in diesem Falle selbst im Wege einer Gesetzesänderung nicht überwunden werden könnten, da die europarechtlichen Vorgaben die äußerste Grenze des Handlungsspielraums des nationalen Gesetzgebers markieren. So hat der Europäische Gerichtshof ausdrücklich festgestellt,

*„dass ein Mitgliedstaat, selbst wenn es die von ihm vorgeschlagene Umsetzung oder Auslegung einer Richtlinienvorschrift erlauben würde, bestimmte mit der entsprechenden Richtlinie verfolgte Ziele zu erreichen oder sogar*

*besser zu erreichen, nicht von den in der Richtlinie ausdrücklich vorgesehenen Bestimmungen abweichen darf<sup>98</sup>.*

Europarechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik finden sich in den Beschleunigungsrichtlinien 2003<sup>99</sup> sowie dem Dritten Energiebinnenmarktpaket 2009<sup>100</sup>. Die vorgenannten Sekundärrechtsakte geben indes nur einen groben Rechtsrahmen vor und belassen den Mitgliedstaaten verhältnismäßig weite Spielräume zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik.<sup>101</sup> Europarechtlich zwingend vorgeschrieben<sup>102</sup> – und damit einer Modifikation im Wege einer RIZ entzogen – ist insbesondere die, durch die Projektidee indes nicht berührte, *Ex-ante*-Methodenregulierung<sup>103</sup>. Im Übrigen erschöpfen sich die europarechtlichen Vorschriften im Wesentlichen darin, allgemeine Maßstäbe und Bedingungen für die Netzentgeltbildung aufzustellen,<sup>104</sup> welche durch den deutschen Gesetzgeber vollumfassend in nationales Recht umgesetzt wurden und daher keine eigenständigen Hemmnisse für die hier untersuchte Projektidee zu begründen vermögen. Dies betrifft zum Beispiel die in § 21 Abs. 1 EnWG umgesetzte<sup>105</sup> europarechtliche Vorgabe, dass die Netzentgelte angemessen, transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein müssen<sup>106</sup>.

Insbesondere das für eine probeweise Einführung örtlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte relevante europarechtliche Diskriminierungsverbot reicht nicht weiter als dessen Umsetzung im EnWG. Ausweislich der Gesetzesbegründung sind die entsprechenden Richtlinienvorgaben durch § 21 Abs. 1 EnWG umgesetzt worden.<sup>107</sup> Anhaltspunkte dafür, dass das europarechtliche Diskriminierungsverbot weiter reichen könnte als das Diskriminierungsverbot aus § 21 Abs. 1 EnWG, sind

<sup>98</sup> EuGH, Urt. v. 29.10.2009, Az. C-274/08, Rz. 33.

<sup>99</sup> Richtlinie 2003/54/EG (Strom), Richtlinie 2003/55/EG (Gas), (Stromhandels-) Verordnung EG Nr. 1228/2003.

<sup>100</sup> Richtlinie 72/2009/EG (Strom); Richtlinie 73/2009/EG (Gas); (Stromhandels-) Verordnung EG Nr. 715/2009.

<sup>101</sup> Herrmann, in: Kment, EnWG 2015, § 21a Rn. 4.

<sup>102</sup> Art. 23 Abs. 2 Richtlinie 2003/54/EG (Strom) und Art. 25 Abs. 2 Richtlinie 2003/55/EG (Gas); Art. 37 Abs. 8 Richtlinie 72/2009/EG (Strom) und Art. 41 Abs. 8 Richtlinie 73/2009/EG (Gas); Art. 14 Abs. 1 (Stromhandels-) Verordnung EG Nr. 715/2009.

<sup>103</sup> Groebel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 21a, Rn. 6; EuGH, Urteil v. 29.10.2009, Az. C-274/08, Rz. 34.

<sup>104</sup> Groebel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage 2015, § 21, Rn. 35.

<sup>105</sup> Missling, in: Danner/Theobald, Energierecht Bd. 1, 83. EL 2015, § 21 Rn. 13.

<sup>106</sup> Erwägungsgründe 6 und 13 Richtlinie 2003/54/EG (Strom) und 7 Richtlinie 2003/55/EG (Gas) sowie Art. 23 Abs. 4 Richtlinie 2003/54/EG (Strom) und Art. 25 Abs. 4 Richtlinie 2003/55/EG (Gas).

<sup>107</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 60.

nicht ersichtlich. Aus dem 6. Erwägungsgrund der Richtlinie 2003/54/EG folgt vielmehr, dass das europarechtliche Erfordernis der diskriminierungsfreien Netzentgelte allein dem Ziel der Gewährleistung eines funktionierenden Wettbewerbs zu dienen bestimmt ist. Dies wird durch das vertikale und horizontale Diskriminierungsverbot aus § 21 Abs. 1 EnWG hinreichend gewährleistet. Denn nur in dem vertikalen und horizontalen Verhältnis des Verteilernetzbetreibers zu Dritten kann sich ein Wettbewerb einstellen.

Folglich ist zu konstatieren, dass dem Europarecht, in Ermangelung konkreter und über die bestehenden gesetzlichen Vorgaben des EnWG hinausgehender Vorgaben zur Netzentgeltsystematik, keine Hemmnisse für die Umsetzung der Projektidee zu entnehmen sind.

### **3) Optionen für die Umsetzung der Projektidee**

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass die hier diskutierten drei Abwandlungen der Netzentgeltsystematik in dem gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht realisierbar sind. Insoweit sind die Optionen zur Umsetzung der Projektidee darauf beschränkt, den gegenwärtigen Rechtsrahmen zu modifizieren.

#### **a) Netzentgelte für Einspeiser**

Nachfolgend wird dargelegt, inwieweit der gegenwärtige Rechtsrahmen zu modifizieren wäre, um eine probeweise Einführung von Einspeisernetzentgelten zu ermöglichen. Dabei soll zugleich dargelegt werden, welche Grenzen dem Gesetz beziehungsweise dem Verordnunggeber hierbei gesetzt sind.

##### **aa) Schaffung einer Ermächtigungsgrundlage**

In einem ersten Schritt müsste in § 24 EnWG eine Ermächtigungsgrundlage für eine entsprechende Änderung der StromNEV eingefügt werden. Zwar hat der Gesetzgeber den Weg für die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser bereits durch die Ermächtigungsgrundlage in § 24 Satz 5 EnWG geebnet. Gleichwohl könnte die (nur) probeweise Einführung von Einspeisernetzentgelten im Wege einer RIZ, in Ermangelung eines diesbezüglichen Anhaltspunktes in § 24 Abs. 5 EnWG, nicht auf diese Ermächtigungsgrundlage gestützt werden.

In der Ermächtigungsgrundlage müsste gemäß Art. 80 Abs. 1 GG Inhalt, Zweck und Ausmaß der erteilten Ermächtigung zu einer Änderung der StromNEV bestimmt werden. Dazu gehört insbesondere die Festlegung der Geltungsdauer der probeweisen Einführung von Einspeisernetzentgelten. Zudem müsste den weiteren verfassungsrechtlichen Anforderungen an eine Normsetzung Rechnung getragen

werden. Insoweit gilt es zwischen der Einführung der Einspeisernetzentgelte als solches und dem G-Faktor zu differenzieren.

### (1) Einspeisernetzentgelte

Bei der Ausgestaltung der Ermächtigungsgrundlage für die Einführung von Einspeisernetzentgelten wäre das in Art. 20 GG verankerte Rückwirkungsverbot zu beachten. Das BVerfG unterscheidet insoweit zwischen einer echten und einer unechten Rückwirkung. Eine echte Rückwirkung liegt vor, wenn eine Norm in einen bereits abgeschlossenen Sachverhalt eingreift.<sup>108</sup> Vorschriften, die eine echte Rückwirkung entfalten, sind grundsätzlich unzulässig.<sup>109</sup> Eine echte Rückwirkung läge indes hier nur dann vor, wenn die Einspeisernetzentgelte rückwirkend gelten sollten. Dies wäre indes mit dem in die Zukunft gerichteten Erprobungszweck einer RIZ und dem mit den Einspeisernetzentgelten verfolgten Zweck einer netzdienlichen Einflussnahme auf die Standortwahl von Einspeisern unvereinbar. Die verfassungsrechtliche Problematik einer echten Rückwirkung stellt sich somit vorliegend nicht. Auch eine unechte Rückwirkung ließe sich bei einer an dem Zweck der Einführung von Einspeisernetzentgelten geleiteten Ausgestaltung der Ermächtigungsgrundlage vermeiden. Denn eine unechte Rückwirkung liegt dann vor, wenn eine Norm rückwirkend in noch nicht abgeschlossene Sachverhalte eingreift.<sup>110</sup> Auf die vorliegende Projektidee übertragen, läge eine unechte Rückwirkung nur dann vor, wenn die Einspeisernetzentgelte auch für Bestandsanlagen – das heißt solche Anlagen, die vor Inkrafttreten der Entgeltspflicht bereits in Betrieb genommen wurden oder für die die Finanzplanung bereits abgeschlossen ist – gelten sollten. Dies wäre indes mit dem Allokationszweck der Einspeisernetzentgelte nicht vereinbar, da auf die Standortwahl derartiger Einspeiser kein Einfluss mehr genommen werden kann. Folglich ist zu konstatieren, dass der Zweck der probeweisen Einführung von Einspeisernetzentgelten im Wege einer RIZ nur dann erreicht werden kann, wenn diese nur für solche zukünftige Anlagen gelten sollen. Die verfassungsrechtliche Problematik einer Rückwirkung würde sich dann nicht stellen.

Darüber hinaus wäre am Maßstab des Art. 3 GG zu prüfen, ob die aus der Errichtung einer RIZ notwendig resultierende Ungleichbehandlung von Einspeisern die der RIZ unterliegen und den übrigen Einspeisern verfassungsrechtlich zulässig ist (zum Rechtfertigungsmaßstab vgl. A. IV. 2) a) aa)). Ein maßgebliches Kriterium für die zu treffende Abwägung dürfte insbesondere die Höhe der Netzentgelte sein.

---

<sup>108</sup> BVerfGE 57, 361, 391.

<sup>109</sup> BVerfGE, 13, 261, 271.

<sup>110</sup> Grzeszick, in: Maunz/Dürig, GG, 74 EL Mai 2015, Art. 20 Rn. 88.

Im Lichte des mit der Einführung der Einspeisernetzentgelte verfolgten Zwecks, der in Verbindung mit dem G-Faktor darin liegt, in netzdienlicher Art und Weise Einfluss auf die regionale Verteilung der Einspeiser zu nehmen und dem Umstand, dass Einspeiser dem Grunde nach frei in ihrer Standortwahl sind, erscheint eine probeweise Einführung von Einspeisernetzentgelten grundsätzlich zulässig.

## (2) G-Faktor

Der G-Faktor bewirkt im Ergebnis eine örtliche Differenzierung der Höhe der Einspeisernetzentgelte. Insoweit müsste das verfassungsrechtliche Diskriminierungsverbot aus Art. 3 GG beachtet werden, wonach es dem Gesetzgeber untersagt ist, vergleichbare Sachverhalte (Netzentgeltspflicht für Einspeiser) ungleich (Höhe der Netzentgelte) zu behandeln. Eine Ungleichbehandlung ist nur dann gemäß Art. 3 GG nicht zu beanstanden, wenn diese gerechtfertigt werden kann. Dabei gilt nach der Rechtsprechung des BVerfG der Maßstab, dass die Rechtfertigung durch Sachgründe erfolgen muss, „die dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind“.<sup>111</sup> Es müsste mithin eine umfassende Güterabwägung vorgenommen werden. Das Differenzierungsziel liegt darin, volkswirtschaftlich sinnvolle und netzdienliche Allokationseffekte zu erzielen. Die aus dem G-Faktor resultierende Ungleichbehandlung der Betreiber von Einspeisern erscheint dann gerechtfertigt, wenn der Grad der Abweichung der Einspeisernetzentgelte auf ein angemessenes und erträgliches Maß reduziert wird (siehe oben G-Faktor 0,5, 1 und 2) und Erheblichkeitsschwellen eingeführt werden.

## bb) Modifikation der StromNEV

In einem zweiten Schritt müsste eine Änderung der StromNEV vorgenommen werden. Die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser bedürfte dabei zunächst einer Streichung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, wonach für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu erheben sind. Darüber hinaus müsste die Berechnung des Einspeisernetzentgeltes geregelt werden. Systematisch wäre die Norm in dem dritten Abschnitt der StromNEV zur Kostenträgerrechnung zu verorten. Zur Gewährleistung einer systematisch kohärenten Netzentgeltmittlung sollte bei der Ermittlung der Einspeiserentgelte ein mit § 17 StromNEV vergleichbarer Ansatz gewählt werden.

---

<sup>111</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

### cc) **Zwischenergebnis**

Trotz bestehender verfassungsrechtlicher Bedenken erscheint die Einführung von probeweisen Einspeisernetzentgelten nach Maßgabe der vorgenannten Bedingungen realisierbar.

### b) **Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte**

Auch insoweit bedürfte es zunächst der Einfügung einer neuen Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG. Die probeweise Einführung von örtlich und zeitlich differenzierten Netzentgelten kann insbesondere nicht auf § 24 Satz 2 Nr. 4 EnWG gestützt werden, da diese Ermächtigungsgrundlage keine (nur) probeweise Regelung zur Ermittlung der Netzentgelte gestattet. Die einzufügende Ermächtigungsgrundlage müsste weiterhin, wie bereits dargelegt, den Anforderungen des horizontalen Diskriminierungsverbots aus § 21 Abs. 1 EnWG (Ungleichbehandlung von Netznutzern innerhalb der RIZ desselben Netzes) und dem allgemeinen Gleichheitssatz aus Art. 3 GG (Ungleichbehandlung im Verhältnis Verteilernetzbetreiber innerhalb und außerhalb der RIZ) genügen. Dies wäre nur dann der Fall, wenn der mit der probeweisen Einführung bezweckte Test, ob sich örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte netzstabilisierend auswirken, als objektiver Sachgrund angesehen werden könnte, der *dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen* ist.<sup>112</sup> Dafür könnte sprechen, dass die Ungleichbehandlung zeitlich begrenzt wäre und die Erzielung von Erkenntnissen über die netzstabilisierende Wirkung einer örtlichen Differenzierung der Netzentgelte von hohem volkswirtschaftlichem Interesse ist. Eine Verfassungsmäßigkeit könnte darüber hinaus gewährleistet werden, wenn im Zuge der gemäß Art. 80 Abs. 1 GG vorzunehmenden Konkretisierung der Ermächtigungsgrundlage die Vorgabe aufgenommen wird, dass eine Differenzierung nur dann vorgenommen werden darf, wenn die Auswirkungen auf die Netzstabilität eine Erheblichkeitsschwelle überschreiten. Zu diesem Zweck könnte auch das Erfordernis der Festlegung von Unter- und Obergrenzen für eine Reduzierung oder Erhöhung der Netzentgelte infolge des Zeitpunkts und des Orts der Entnahme elektrischer Energie in die Ermächtigungsgrundlage aufgenommen werden.

Schließlich müsste eine entsprechende neue Regelung in die StromNEV aufgenommen werden, welche eine zeitliche und örtliche Differenzierung zu Probezwecken gestattet. Systematisch wäre die Vorschrift ebenfalls im dritten Abschnitt der StromNEV einzufügen.

---

<sup>112</sup> BVerfGE 130, 131, 142.

Wenngleich gegen eine probeweise Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte im Lichte des horizontalen Diskriminierungsverbots aus § 21 Abs. 1 EnWG bzw. des Art. 3 Abs. 1 GG nicht unerhebliche rechtliche Bedenken bestehen, erscheint sie grundsätzlich möglich.

### c) Flatrate für die Netznutzung

Auch die probeweise Einführung einer Flatrate für die Netznutzungen setzt die Einfügung einer neuen Ermächtigungsgrundlage in § 24 StromNEV voraus, welche den Anforderungen des Art. 80 Abs. 1 GG und Art. 3 GG genügen müsste. Hinsichtlich der zu treffenden Abwägung bei der Rechtfertigung<sup>113</sup>, der aus der nur probeweisen Einführung einer Flatrate resultierende Ungleichbehandlung zwischen den Marktakteuren, die der RIZ unterliegen und solchen, die weiterhin den gegenwärtigen Rechtsrahmen zu beachten haben, wäre insbesondere zu berücksichtigen, wie sich die Flatrate auf die Höhe der Netzentgelte auswirkt. Die Rechtfertigungsanforderungen dürften sich dadurch erhöhen, dass die Netznutzer nicht darüber entscheiden können, an welches Netz sie angeschlossen sind. Unter Berücksichtigung des mit der Einführung einer Flatrate für die Netznutzung verfolgten volkswirtschaftlich sinnvollen Zwecks der Erprobung, ob und inwieweit diese eine netzstabilisierende Wirkung entfalten könnte sowie dem Umstand, dass die aus der RIZ resultierende Ungleichbehandlung zeitlich begrenzt wäre, spricht gleichwohl einiges dafür, dass eine Rechtfertigung der Ungleichbehandlung möglich wäre. Schließlich wäre auf der Grundlage der Ermächtigungsgrundlage eine neue Vorschrift in den dritten Abschnitt der StromNEV einzufügen. Die probeweise Einführung einer Flatrate für die Netznutzung begegnet, bis auf die skizzierte verfassungsrechtliche Gleichbehandlungsproblematik, keinen tiefgreifenden Bedenken und erscheint daher realisierbar.

## II. Projektidee Zählerstandgangmessung

Das geltende Energiewirtschaftsrecht kennt für die erforderliche Messung bei der Abwicklung des Stromnetzzugangs gemäß § 10 Abs. 2 MessZV<sup>114</sup> die viertelstündige registrierende Leistungsmessung (RLM) und gemäß § 10 Abs. 1 MessZV für Letztverbraucher im Niederspannungsnetz bis zu 100.000 kWh Jahresverbrauch

<sup>113</sup> Zum Rechtfertigungsmaßstab vgl. A. IV. 2 a) aa).

<sup>114</sup> Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung-MessZV) v. 17.10.2008, BGBl I S. 2006.

die Messung der elektrischen Arbeit in Verbindung mit dem sogenannten Standardlastprofilverfahren (SLP) gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV.<sup>115</sup>

Mit Wirkung zum 22.08.2013 ist eine Änderung der StromNZV in Kraft getreten<sup>116</sup>, über die ein weiteres Mess- und Bilanzierungsverfahren (neben SLP und RLM) auf Basis von sogenannten Zählerstandsgängen (ZGM) eingeführt wurde. § 12 Abs. 4 StromNZV hat (auszugsweise) folgenden Wortlaut:

*„Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben Netznutzern eine Bilanzierung, Messung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen für diejenigen Einspeise- und Entnahmestellen zu ermöglichen, deren Einspeise- und Entnahmeverhalten mit Messsystemen im Sinne von § 21d Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ermittelt wird, [...].“*

Zählerstandsgänge sind gemäß § 2 Nr. 13 StromNZV

*„eine Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände.“*

Auf der Grundlage von solchen Zählerständen kann rechnerisch – wie bei RLM – ein Lastgang ermittelt werden. Der Vorteil gegenüber RLM liegt jedoch in der Kostenersparnis: die Kosten für eine ZGM liegen weit unter denen für eine RLM.

Hintergrund für diese Neuregelung ist u.a. die gemäß § 40 Abs. 5 EnWG bestehende Verpflichtung jedes Lieferanten von Elektrizität, zumindest einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt; hierzu gehören gemäß § 40 Abs. 5 Satz 2 EnWG insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. In Ihrem Bericht vom 10.03.2010 über *„Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen“*<sup>117</sup> konstatiert die Bundesnetzagentur eine defizitäre Umsetzung dieser Rechtspflicht.<sup>118</sup> Eine der Ursachen hierfür sind nach Ansicht der Regulierungsbehörde die Zwänge, die sich aus der Bilanzierungsmethodik ergeben. Das SLP-Verfahren ermöglicht es dem Lieferanten nicht, eine tariflich angereizte Veränderung des Verbrauchsverhaltens in der Beschaffung und Bilanzierung abzubilden; insoweit ist es Lieferanten im SLP-Kundensegment nicht

<sup>115</sup> Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung-StromNZV) v. 25.7.2005, BGBl I S. 2243.

<sup>116</sup> BGBl I S. 3250.

<sup>117</sup> Im Internet auf der Homepage der BNetzA abrufbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/Bericht.pdf;jsessionid=E1925BC52F401019EA0374ABEE301379?\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/Bericht.pdf;jsessionid=E1925BC52F401019EA0374ABEE301379?_blob=publicationFile&v=1)

<sup>118</sup> Vgl. Bericht S. 66 ff..

möglich, Beschaffungsvorteile preislich an den Kunden weiterzugeben.<sup>119</sup> Die Bundesnetzagentur schlug deshalb in ihrem Bericht die Einführung der ZGM und einer hierauf aufsetzenden Zählerstandgangbilanzierung (**ZGB**) vor, um variable Tarife im SLP-Kundensegment attraktiv zu machen.<sup>120</sup>

Der Gesetzgeber hat diesen Vorschlag aufgegriffen und die ZGM/ZGB in § 12 Abs. 4 StromNZV eingeführt. Mit dieser Ergänzung der StromNZV sollte ein im Gegensatz zu RLM wesentlich kostengünstigeres Messverfahren geschaffen werden, das eine Bilanzierung auf Grundlage eines „*Quasi-Lastgangs*“ auch im Segment der SLP-Kunden ermöglicht.<sup>121</sup>

Insoweit stellt die ZGM/ZGB ein neben RLM und SLP alternatives Mess- und Bilanzierungsverfahren dar, mit dem auch im SLP-Kundensegment Lastgänge ermittelt und damit bilanzierungs- und beschaffungswirksam gemacht werden können. Damit könnten Flexibilitäten von heutigen SLP-Kunden auch bilanziell abgebildet werden; eine tarifliche angereizte Verbrauchsverlagerung kann damit tatsächlich auch in einer optimierten Beschaffung wirksam werden. Diese Variabilität der Tarife – und die damit angereizte Flexibilität – ist politisch gewollt und eng mit den Zielen der Energiewende verknüpft.<sup>122</sup>

Gleichwohl ist festzustellen, dass das Mess- und Bilanzierungsverfahren der ZGM/ZGB derzeit nicht in der Praxis umgesetzt wird; hierzu nachfolgend.

#### **1) Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee**

Das Verfahren der ZGM/ZGB wird gegenwärtig nicht angewendet. Dies liegt zum einen daran, dass mittels ZGM ermittelte Lastgänge nach aktueller Rechtslage prozessual nicht als Lastgänge behandelt werden dürfen (nachfolgend **a**)) und zum anderen daran, dass es an notwendigen Anpassungen der Marktkommunikation fehlt, die das Verfahren der ZGM und ZGB massengeschäftstauglich abbildbar machen (nachfolgend **b**)).

---

<sup>119</sup> Vgl. Bericht, S. 71.

<sup>120</sup> Vgl. Bericht S. 103 ff..

<sup>121</sup> Vgl. hierzu ausführlich *Eder/vom Wege/Weise*, Die Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen - Inhalt, Anwendungsbereich und Folgen der neuen Vorgaben der StromNZV, in: IR 2013, S. 223 ff..

<sup>122</sup> Vgl. die aktuellen Referentenentwürfe „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ und „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“.

#### a) MessZV kennt nur RLM und SLP

Die aus ZGM rechnerisch ermittelten Lastgänge können rechtlich gegenwärtig nicht wie „echte“ Lastgänge (aus RLM-Messung) behandelt werden, da § 10 Abs. 2 MessZV ausdrücklich eine

*„viertelstündige registrierende Leistungsmessung“*

verlangt. Eine Leistungsmessung findet aber bei der ZGM gerade nicht statt – eine Gleichstellung von RLM und ZGM/ZGB wäre damit aktuell nicht mit den Vorgaben der MessZV vereinbar.

#### b) Marktkommunikation „kennt“ die ZGM/ZGB (noch) nicht

Die für die Abwicklung des Stromnetzzugangs zu beachtenden Festlegungen der Bundesnetzagentur (WiM<sup>123</sup>, GPKE<sup>124</sup> und MaBiS<sup>125</sup>) bilden das Verfahren der ZGM/ZGB nicht ab. Insoweit besteht hier die Besonderheit, dass das Verfahren der ZGM/ZGB auf verordnungsrechtlicher Ebene angeordnet (§ 12 Abs. 4 StromNZV), praktisch aber derzeit nicht umsetzbar ist. Der BDEW geht davon aus, dass für die Anpassung der heutigen Marktkommunikation (von der Nachrichtenformat- und Prozesserstellung bis zur Produktivsetzung) mit einem Zeitraum von mindestens 3 ¼ Jahren zu rechnen ist.<sup>126</sup>

#### 2) Optionen für die Umsetzung der Projektidee

Neben dem Einsatz von RLM im heutigen SLP-Kundensegment (nachfolgend **a**)) kommt eine verordnungsrechtliche Gleichstellung der mittels ZGM ermittelten Lastgänge mit RLM in Frage (nachfolgend **b**)). Darüber hinaus wäre zu prüfen, ob und inwieweit eine freiwillige Abweichung von den Vorgaben der Marktkommunikation möglich wäre, um eine ZGM/ZGB zu testen (nachfolgend **c**)).

<sup>123</sup> Festlegung der BNetzA zu den Wechselprozessen im Messwesen (WiM) v. 9.9.2010 -Az.: BK6-09-034 und BK7-09-001.

<sup>124</sup> Festlegung der BNetzA zu den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) v. 11.7.2006 – Az.: BK6-06-009.

<sup>125</sup> Festlegung der BNetzA zu den Marktprozessen für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) v. 10.6.2009 – Az.: BK6-07-002.

<sup>126</sup> Vgl. BDEW, Positionspapier Integration von Messsystem in die Marktprozesse- Grundsatzbetrachtung des FA „Marktkommunikation“ v. 3.6.2014, S. 21.

### a) Einsatz von RLM im SLP-Kundensegment?

Als eine Variante zur Umsetzung der ZGM und ZGB im heutigem SLP-Kundensegment kommt der „freiwillige Einsatz von RLM“ in Frage.<sup>127</sup> Eine solche Ausdehnung der RLM ist rechtlich unter den Voraussetzungen des § 10 Abs. 3 MessZV zulässig, wenn Letztverbraucher und Lieferant darüber übereinkommen. Dass sich diese Möglichkeit bisher in der Praxis nicht durchgesetzt hat, liegt vor allem an zwei Gründen. Für den Lieferanten bedeutet die Anwendung der RLM im heutigem SLP-Kundensegment die Übernahme des Prognose- und damit des Ausgleichsenergiepreisrisikos. Dies lohnt sich jedenfalls bei einem Einzelnen oder nur vereinzelt Haushalten nicht. Darüber hinaus ist das Entgelt für Messstellenbetrieb und Messung für RLM gegenüber einem reinen Arbeitszähler um das 10- bis 50-fache höher. Dies steht in der Regel in keinem vertretbaren Verhältnis zu den eigentlichen Strombezugskosten. Insoweit stellt die Ausdehnung des RLM-Anwendungsbereichs derzeit keine sinnvolle Option dar.<sup>128</sup>

### b) Zählerstandgänge als Lastgänge behandeln?

Mit einer verordnungsrechtlichen Gleichstellung der „Qualität“ der Lastgänge die aus einer RLM oder ZGM ermittelt werden, würde das Verfahren umsetzbar machen. Im Falle einer solchen verordnungsrechtlichen Gleichstellung wäre auch keine Anpassung der Marktkommunikation erforderlich, da man den Mittels ZGM ermittelten Lastgang dann prozessual wie einen über RLM ermittelten Lastgang behandeln könnte. Insoweit wäre eine Anpassung der MessZV die „schlankeste“ Umsetzungsoption.

### c) Freiwillige Abweichung von Festlegungen zur Marktkommunikation?

Als Umsetzungsoption wäre auch eine freiwillige Abweichung von den Vorgaben zur Marktkommunikation zu prüfen. Hier ist zunächst zu beachten, dass die Festlegungen zur Marktkommunikation (WiM, GPKE und MaBiS) gemäß § 4 Abs. 1 lit. a bis c des zwischen Netzbetreiber und Netznutzer ab dem 01.01.2016 zwingend zu verwendenden Muster-Netznutzungsvertrages der Bundesnetzagentur<sup>129</sup> einzuhalten sind. Gemäß § 1 Abs. 2 des Muster-Netznutzungsvertrages ist es jedoch

<sup>127</sup> Die Ausweitung des Anwendungsbereiches der RLM ist auch eine der Optionen, die im Bericht der Bundesnetzagentur („Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoption im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen“) diskutiert wird; vgl. dort S. 102 f.

<sup>128</sup> Zu diesem Ergebnis kommt auch die Bundesnetzagentur in ihrem erwähnten Gutachten, dort S. 103.

<sup>129</sup> Vgl. BNetzA, Festlegung eines Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrages (Strom) v. 16.4.2015, AZ.: BK6-13-042 (Anlage 1, § 4 Abs. 1).

möglich, einvernehmlich (zwischen Netzbetreiber und Netznutzer) Abweichungen oder Ergänzungen zum Mustervertrag zu vereinbaren. Insoweit wäre also grundsätzlich denkbar, dass Netzbetreiber und Netznutzer eine Vereinbarung über den Datenaustausch (Messwertübersendung) beim Messverfahren der ZGM treffen. Eine Abrechnung (der Netznutzung) auf dieser Basis könnte dagegen kritisch sein, da sie mittelbar andere Netznutzer belasten könnte.

### III. Projektidee Alternativen zum Netzausbau

Zahlreiche Studien zu dem durch die Energiewende bedingten Ausbau der Verteilernetze haben gezeigt, dass verschiedene Ansätze existieren, um das erforderliche Maß an Netzausbau zu reduzieren. Im Ergebnis können verschiedene technische oder administrative Maßnahmen dazu führen, dass der aufgrund der gestiegenen und weiter steigenden Anforderungen an die Verteilernetze bestehende Ausbaubedarf reduziert werden kann. So lassen sich ansonsten erforderliche Ausbauszenarien entweder sogar vermeiden oder jedenfalls verzögern bzw. vom Umfang reduzieren.

Eine RIZ könnte Anreize für Verteilernetzbetreiber setzen, anstelle eines klassischen Netzausbaus alternative Technologien bzw. Handlungen vorzunehmen, um den Ausbaubedarf zu reduzieren.

#### 1) Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee

Für die Frage, welche rechtlichen Hemmnisse der Verwirklichung der Projektidee entgegenstehen könnten, sind zunächst die gesetzlichen Vorgaben zum Ausbau der Versorgungsnetze von Bedeutung. Daneben ist in den Blick zu nehmen, welche Hemmnisse aus den Normen zur Regulierung der Netzentgelte folgen, die dazu führen könnten, dass Alternativen zum Netzausbau nicht wirtschaftlich sinnvoll sind.

##### a) Netzausbaupflichtung

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind gemäß § 11 Abs. 1 Satz EnWG u.a. dazu verpflichtet, das von ihnen betriebene Netz *"bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist"*. Die damit statuierte gesetzliche Pflicht zum Netzausbau hat insbesondere das Ziel zum Gegenstand, dass die Energieversorgungsnetze im Hinblick auf den zukünftig zu erwartenden Bedarf angepasst und die hierfür erforderlichen Investitionen vorgenommen werden. Soweit die Netzbetreiber bei den von ihnen zu treffenden Entschei-

dungen über die Vornahme von Investitionen den von § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG vorgegebenen Rahmen beachten, sind sie grundsätzlich frei, zwischen bestehenden gleichwertigen Ausbaualternativen zu entscheiden.<sup>130</sup>

Vor diesem Hintergrund ist auch die Frage, ob Netzbetreiber alternative Technologien einsetzen und hiermit einen anderenfalls notwendigen Netzausbau vermeiden dürfen, vorrangig anhand der Vorgaben des § 11 EnWG zu prüfen. Soweit in dem jeweils zu betrachtenden Einzelfall festgestellt werden kann, dass eine bedarfsgerechte Anpassung des Netzes – gleichwertig – auch mit der alternativen Technologie möglich ist, sind keine rechtlichen Hemmnisse erkennbar, die den Einsatz der alternativen Technologie untersagen würden.

## b) Vorgaben der Netzentgeltregulierung

In dem derzeit geltenden Regime der Anreizregulierung erhalten Netzbetreiber für die Dauer einer Regulierungsperiode<sup>131</sup> vorab von der Regulierungsbehörde festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenzen, anhand derer sie gemäß § 17 ARegV die jährlich anzuwendenden Netzentgelte zu berechnen haben. Ausgangsgröße dieser Erlösobergrenzen sind die vor einer Regulierungsperiode gemäß § 6 Abs. 1 ARegV auf der Grundlage der Daten eines Basisjahrs festgestellten Kosten des Netzbetriebs. Hinsichtlich der insoweit anerkennungsfähigen Kosten verweist § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV auf die Vorgaben der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung, so dass nur die tatsächlich beim Netzbetrieb entstandenen aufwandsgleichen Kosten im Sinne des § 5 Strom-/GasNEV sowie die kalkulatorischen Kosten im Sinne der §§ 6 ff. Strom-/GasNEV zu berücksichtigen sind.

Für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen ergibt sich hieraus, dass sich die Möglichkeit zur Erzielung einer Rendite grundsätzlich nur im Umfang der nach § 7 Strom-/GasNEV zu bemessenden kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ergibt. Denn mit dieser Regelung wird der in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG festgeschriebene Grundsatz näher ausgestaltet, wonach die Entgelte für den Netzzugang u.a. unter Berücksichtigung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet werden.<sup>132</sup> Ausgangsgrößen für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sind gemäß § 7 Abs. 1 Satz 2 Strom-/GasNEV insbesondere die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens. Die Höhe des gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmenden Ausgangsniveaus und

---

<sup>130</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage, § 11, Rn. 80.

<sup>131</sup> § 3 Abs. 1 ARegV: fünf Jahre.

<sup>132</sup> BR-Drs. 245/05, Seite 35 und BR-Drs. 247/05, Seite 29.

damit auch die Höhe der im Verlauf einer Regulierungsperiode von einem Netzbetreiber zu erzielenden Erlöse bestimmen hängen demnach unter anderem davon ab, ob viel oder wenig Kapital in die Versorgungsnetze investiert worden ist. Der dieses Phänomen beschreibende Averch-Johnson-Effekt<sup>133</sup> kann somit zu einem überhöhten, gesamtwirtschaftlich ineffizienten Kapitaleinsatz führen, der im Ergebnis zu Lasten der Allgemeinheit höhere Netzkosten zur Folge haben kann.

In diesem Zusammenhang ist auch die von der Systematik der Anreizregulierung vorgesehene zeitweise Entkopplung der für den Netzbetrieb entstehenden Kosten und den im Verlauf einer Regulierungsperiode anzuwendenden Erlösobergrenzen von Bedeutung. Der mit einem höheren Aufwand verbundene Einsatz alternativer Technologien kann in dieser Systematik nur dann über die Netzentgelte refinanziert werden, wenn es sich um Kosten handelt, die in einem Basisjahr im Sinne des § 6 Abs. 1 Satz 4 ARegV handelt. Dem könnte zwar entgegengehalten werden, dass den Netzbetreibern aufgrund der Entkopplung der Erlöse von den konkret anfallenden Kosten in jeder Regulierungsperiode ein Budget zur Verfügung gestellt wird und somit die Möglichkeit besteht, durch Einsatz alternativer Technologien Kostensenkungen herbei zu führen. Der hierdurch entstehende Anreiz, von einem kostenintensiven Netzausbau abzusehen, wird indes dadurch verringert, oder sogar in ihr Gegenteil verkehrt, da die kostensenkenden Effekte durch innovativen Netzausbau allenfalls in einigen Jahren bis Jahrzehnten greifen werden. Vorübergehend ist durch die Einführung neuer Technologien sogar mit einem Anstieg der Kosten zu rechnen. Der Kostenanstieg betrifft dabei insbesondere auch den Aufwandsbereich, so dass durch den Einsatz innovativer Technologien letztlich eine Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung nach sich ziehen würde. Diesen Effekt und die daraus resultierenden Probleme werden auch vor dem Hintergrund der derzeit stattfindenden Novelle der Anreizregulierungsverordnung diskutiert.<sup>134</sup> Es ist zu erwarten, dass Netzbetreiber vor diesem Hintergrund aus rein regulatorisch verursachten wirtschaftlichen Interessen eher zu einem kapitalintensiven Netzausbau als zu alternativen Technologien angereizt würden, um eine bedarfsgerechte Anpassung des Versorgungsnetzes zu erreichen.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass zur Durchführung des Effizienzvergleichs im Sinne der §§ 12 bis 14 ARegV unter anderem die Parameter Leitungslänge und

---

<sup>133</sup> Näher hierzu: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, Rn. 169.

<sup>134</sup> Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung vom 21.01.2015, Seite 254, mit dem Vorschlag, hierauf durch die Einführung eines „Efficiency-Carry-Over“ oder eines Bonussystems zu reagieren.

zeitgleiche Jahreshöchstlast heranzuziehen sind.<sup>135</sup> In dem von der Anreizregulierungsverordnung vorgesehenen Modell eines Effizienzvergleichs erhalten diejenigen Netzbetreiber den bestmöglichen Effizienzwert von 100 %, die das beste Verhältnis zwischen Aufwand (also den für den Netzbetrieb entstehenden Kosten) und Ertrag (also der Leistungserbringung, die durch die Strukturparameter des § 13 ARegV abgebildet wird) haben.<sup>136</sup> Auch die sich insoweit für den Effizienzvergleich ergebenden Konsequenzen könnten demnach dazu führen, dass Netzbetreiber eher zu einem Ausbau des Netzes tendieren könnten, da sich hierdurch die zu berücksichtigenden Strukturparameter (insbesondere die Leitungslänge) erhöhen würden.<sup>137</sup>

Mit Blick auf die aktuellen Vorgaben zur Regulierung der Netzentgelte ist daher festzuhalten, dass derzeit wenig wirtschaftliche Anreize für Netzbetreiber bestehen, einen mit Investitionen verbundenen Netzausbau zu vermeiden und anstelle dessen alternative Technologien einzusetzen, die zu einer gleichwertigen Anpassung des Versorgungsnetzes an etwaige neue Bedürfnisse führen. Der Einsatz alternativer Technologien und die damit verbundene Reduzierung eines erforderlichen Netzausbaus werden auch durch diese – sich im Ergebnis wirtschaftlich auswirkenden – rechtlichen Rahmenbedingungen gehemmt.

## 2) Optionen für die Umsetzung der Projektidee

In dem von § 11 EnWG vorgesehenen Rahmen ist es den Netzbetreibern, wie gesehen, möglich, anstelle eines kapitalkostenintensiven Netzausbaus auch alternative Technologien einzusetzen und damit eine möglichst preisgünstige Energieversorgung zu gewährleisten. Zu prüfen ist, welche wirtschaftlichen Anreize im Wege einer RIZ gesetzt werden könnten, bei denen ein vermehrter Einsatz alternativer Technologien für den Ausbau der Verteilernetze zu erwarten wäre.

### a) Gewährleistung der Aufgaben der Daseinsvorsorge

Angesichts der oben aufgezeigten Hemmnisse ist aus Sicht der Verfasser zunächst davon auszugehen, dass die Reichweite des § 11 EnWG – insbesondere die damit

---

<sup>135</sup> Gemäß § 13 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2a und 3 ARegV waren diese Parameter in den für die erste und zweite Regulierungsperiode durchgeführten Effizienzvergleichen verpflichtend einzubeziehen, gemäß § 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 und 5 ARegV besteht bei zukünftigen Effizienzvergleichen für die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, die Parameter mit zu berücksichtigen.

<sup>136</sup> *Groebel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage, § 21a, Rn. 69.

<sup>137</sup> Näher hierzu: Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung vom 21.01.2015, Seite 245 f.

vorgesehene Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau – nicht Gegenstand einer Modifizierung zur Einführung einer RIZ sein sollte.

Denn mit § 11 EnWG hat der Gesetzgeber der ihm obliegenden Pflicht entsprochen und den Rahmen definiert, in dem die Energieversorgung als ein Kernbereich der Daseinsvorsorge nachhaltig sichergestellt wird.<sup>138</sup> Nach Auffassung der Verfasser wäre es nicht zulässig, wenn dieser Kernbereich durch die Einführung einer RIZ berührt würde. Die Aufgaben der Daseinsvorsorge erwachsen dem Staat kraft seiner Funktion als Staat, so dass er sich diesen Aufgaben nicht entziehen kann.<sup>139</sup> Dass die Elektrizitätsversorgung zur Daseinsvorsorge gehört, wird vorausgesetzt.<sup>140</sup> Sofern der Staat die Aufgabenverantwortung nicht selbst wahrnimmt, obliegt ihm somit zumindest die Gewährleistungsverantwortung, also die Sicherstellungsverantwortung, dass Private die Aufgabe entsprechend erfüllen.<sup>141</sup>

Die Möglichkeit zum Einsatz alternativer Technologien anstelle eines ansonsten erforderlichen Netzausbaus wird daher nur dann bestehen, wenn Netzbetreiber durch beide Vorgehensweisen den gemäß § 11 EnWG bestehenden Verpflichtungen hinreichend entsprechen können.

## b) Optionen für wirtschaftliche Anreize

Ausgehend von der soeben gefundenen Prämisse ist eine RIZ denkbar, in der untersucht wird, ob der Einsatz alternativer Technologien durch eine Änderung der für die Regulierung der Netzentgelte relevanten Vorgaben angereizt werden kann. Da es hierbei, wie gesehen, vorrangig um die Schaffung wirtschaftlicher Anreize gehen wird, kommen aus Sicht der Verfasser verschiedene Modelle in Betracht.

### aa) Unmittelbare Weitergabe der Kosten

Zunächst wäre daran zu denken, dass die für den Einsatz alternativer Technologien zu tätigen Investitionen unmittelbar über die Einbeziehung der hierfür entstehenden Kapitalkosten zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen. Insoweit käme insbesondere eine Anpassung des § 23 ARegV in Betracht, nach dem für bestimmte Maßnahmen die Möglichkeit zur Genehmigung von Investitionsmaßnahmen besteht.

<sup>138</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage, § 11, Rn. 5 ff..

<sup>139</sup> Rufert in HStR IV, 2. Aufl., § 80 Rn. 1, der von dem Staat vorgegebenen aufgaben spricht.

<sup>140</sup> Vgl König in: Säcker, BK Energierecht Bd. 1, § 11 Rn. 3; Sötebier in: Britz/Hellermann/Hermes, 3. Auflage 2015, § 11, Rn. 5 ff.

<sup>141</sup> BVerwGE 116, 365, Rn. 11, 15, 18; ansonsten: König in: Säcker, BK Energierecht Bd. 1, § 11 Rn. 3; Sötebier in: Britz/Hellermann/Hermes, 3. Auflage 2015, § 11, Rn. 8.

Die durch Investitionen entstehenden Kapitalkosten würden ferner ohne Zeitverzögerung über die Netzentgelte weitergegeben werden können, wenn eines der derzeit im Verordnungsgebungsverfahren diskutierten Modelle eines Kapitalkostenabgleichs dem Weg in die Anreizregulierungsverordnung finden würde.<sup>142</sup> Auch dieser Ansatz würde einen wirtschaftlichen Anreiz für die Durchführung von Investitionen setzen.

Gegenstand einer temporären und auf bestimmte örtliche Bereiche beschränkten Modifikation könnten darüber hinaus die Vorgaben zur Weitergabe der im Verlauf einer Regulierungsperiode entstehenden aufwandsgleichen Kosten sein. Mit einer entsprechenden Ergänzung des in § 11 Abs. 2 ARegV geregelten Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten könnte insoweit sichergestellt werden, dass die für den Einsatz alternativer Technologien entstehenden aufwandsgleichen Kosten ohne zeitliche Verzögerung in die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen eingehen und damit auch über die Netzentgelte refinanziert werden könnten. Hierfür käme auch die Einfügung einer Norm in Betracht, mit der den Netzbetreibern – vergleichbar zu der aktuell in § 25a ARegV enthaltenen Regelung – auf einen entsprechenden Antrag die Anpassung der Erlösobergrenzen um bestimmte Kosten genehmigt würden. Gegen die Geeignetheit entsprechender Anpassungen des Rechtsrahmens sind jedoch Bedenken angezeigt. Zunächst könnte es sich auf rein praktischer Ebene als schwierig darstellen, zwischen herkömmlichen und innovativen (also zu fördernden) Maßnahmen hinreichend klar zu differenzieren. Hinsichtlich der mit dem Einsatz alternativer Technologien verbundenen aufwandsgleichen Kosten ist ferner zu beachten, dass sich diese für den Netzbetreiber allenfalls wirtschaftlich neutral darstellen würden, weil nur die tatsächlich entstehenden Kosten über die Netzentgelte weitergegeben werden können. Es bliebe dabei aber bei den oben geschilderten negativen Auswirkungen für den Effizienzvergleich sowie die Eigenkapitalverzinsung und damit ggf. fehlenden Anreizen für die Durchführung der Maßnahmen.

### c) Anpassung des Effizienzvergleichs

Neben oder auch parallel zu einer besonderen Privilegierung der mit dem Einsatz alternativer Technologien entstehenden Kosten könnte eine Anpassung des Effizienzvergleichs erwogen werden, um die zuvor angesprochene Problematik zu beseitigen. Aus Sicht der Verfasser sind die Möglichkeiten zur Einführung einer RIZ im Bereich des Effizienzvergleichs indes als beschränkt anzusehen.

---

<sup>142</sup> Näher hierzu: Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung vom 21.01.2015, Seite 370 ff..

Dabei ist zunächst festzuhalten, dass das in der Anreizregulierungsverordnung für die Durchführung des Effizienzvergleichs vorgesehene Modell ausdrücklich je einen bundesweiten Vergleich der Betreiber von Elektrizitäts- sowie Gasverteilernetzen vorsieht. Es könnte nach Einschätzung der Verfasser zwar in Betracht kommen, Netzbetreiber temporär von der Pflicht zur Durchführung des Effizienzvergleichs zu befreien, um damit den Einsatz alternativer Technologien zu fördern. Zudem wäre daran zu denken, neue Strukturparameter einzuführen, mit denen die von Netzbetreibern eingesetzten alternative Technologien im Effizienzvergleich berücksichtigt und Nachteile eine Reduktion des klassischen Netzausbaus vermieden würden. Eine nur örtlich begrenzte Anpassung der Strukturparameter wäre mit dem Prinzip des bundesweiten Effizienzvergleichs aber nicht vereinbar, da der Effizienzvergleich nur einheitlich durchgeführt werden kann. Die Modifizierung würde daher für alle am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber wirken.

Angesichts der Tatsache, dass der gemäß §§ 12 bis 14 ARegV durchzuführende Effizienzvergleich nur jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode – und damit alle fünf Jahre – zu erfolgen hat, erscheint es aus Sicht der Verfasser dessen ungeachtet ohnehin fraglich, ob eine theoretisch mögliche Anpassung im Rahmen einer RIZ in angemessener Zeit zu belastbaren Ergebnissen führen könnte.

#### **d) Einführung einer besonderen Vergütung**

Als problematisch schätzen wir schließlich die Möglichkeit ein, den Netzbetreibern für den Einsatz alternativer Technologien einen über die bloße Weitergabe der Kosten hinausgehenden wirtschaftlichen Vorteil zukommen zu lassen. Mit einem solchen wirtschaftlichen Vorteil könnte zwar ein geeigneter Anreiz gegeben werden, um alternative Technologien anstelle von Netzausbau zu berücksichtigen. Nach Auffassung der Verfasser wäre es jedoch sehr wahrscheinlich, dass hiermit auch eine Überkompensation im Sinne der oben dargestellten Beihilfenproblematik vorliegen würde.<sup>143</sup> Viel spricht daher dafür, dass dann eine unzulässige Beihilfe anzunehmen wäre.

Im Übrigen würde auch hier das Problem bestehen, dass auf rein praktischer Ebene eine Abgrenzung zwischen den zu fördernden – innovativen – und den sonstigen Maßnahmen nur schwer vorzunehmen sein wird.

---

<sup>143</sup> Siehe oben, Punkt A.V.

#### e) Zwischenergebnis

Aus Sicht der Verfasser ist fraglich, ob die erörterten Anpassungen des Rechtsrahmens sinnvoller Gegenstand einer RIZ sein könnten. Allenfalls die oben unter aa) diskutierte Privilegierung der für den Einsatz alternativer Technologien entstehenden Kosten könnte – soweit ein angemessener Betrachtungszeitraum gewählt würde – zeigen, welche Anreize hiermit tatsächlich verbunden wären.

#### IV. Projektidee Handlungsspielraum für den Verteilernetzbetreiber

Zu den im Diskussionspapier erwähnten Projektbeispielen gehört die „Erweiterung der Handlungsspielräume“ für den Verteilernetzbetreiber. Hierzu wird exemplarisch der Aufbau eines „regionalen Systemdienstleistungsmarktes“ genannt, wie er in der VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“ beschrieben wird:

*„Ziel ist, Flexibilitätsoptionen in kritischen Netzsituationen (gelben Ampelphasen) zu nutzen, die rote Netzsituation (den physikalischen Netzbetrieb) zu verhindern oder in die grüne Phase (den marktbasierten Netzbetrieb) zurückzukehren. So erhalten lokale Erzeuger und Verbraucher die Möglichkeit, ihre vorhandenen Flexibilitäten zu vermarkten und im Energiemarkt aktiv zu werden. Das RegioFlex-Konzept soll nicht die bestehenden Großhandelsmärkte ersetzen, sondern diese vielmehr um einen geeigneten marktwirtschaftlichen Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität auf Verteilnetzebene ergänzen. Dabei trägt RegioFlex auch zur Netzsicherheit bei: Kritische Netzsituationen in den Verteilnetzen treten lokal auf und können auch nur mittels lokalem Einsatz von Flexibilitäten entschärft werden.“<sup>144</sup>*

In einer RIZ könnte geprüft werden, ob ein regionaler Systemdienstleistungsmarkt von den Akteuren (Letztverbraucher und Erzeuger) genutzt wird und ob dieser auch tatsächlich netzdienliche Wirkungen entfaltet.

#### 1) Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee

Rechtliche Hindernisse für einen regionalen Systemdienstleistungsmarkt könnten sich aus den Zuständigkeitsregelungen für die Gewährleistung der Systemsicherheit in den Elektrizitätsversorgungsnetzen ergeben (nachfolgend **a**). Darüber hinaus ist zu prüfen, ob rechtliche Restriktionen mit Blick auf die Instrumente und Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit bestehen – mit anderen

---

<sup>144</sup> VDE, Pressemitteilung vom 03.09.2014 zum VDE-Konzept „RegioFlex“, S. 1.

Worten: dürfen im Verteilernetz marktbezogene Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs *de lege lata* eingesetzt werden (nachfolgend **b**)?

#### a) Zuständigkeitsregelungen für die Systemsicherheit

Netzbetreiber aller Spannungsebenen stehen gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG in der gesetzlichen Pflicht, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben.<sup>145</sup>

Die Verantwortungsbereiche von Übertragungsnetzbetreibern einerseits und Verteilernetzbetreibern andererseits lassen sich mit den Stichworten „Systemverantwortung“ und „Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit im Elektrizitätsverteilternetz“ voneinander abgrenzen. Bestandteil der Systemverantwortung (die in der Hand der Übertragungsnetzbetreiber liegt) ist die Gewährleistung der Spannungs- und Frequenzhaltung in der jeweiligen Regelzone.<sup>146</sup> Hierfür setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie ein. Die lokale Spannungshaltung liegt dagegen auch (für ihr Netzgebiet) im Verantwortungsbereich des jeweiligen Verteilernetzbetreibers.<sup>147</sup> In diesem Bereich ist der Verteilernetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen im Gefährdungs- oder Störfall zu ergreifen.

#### b) Sind marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz zulässig?

Um im Falle von Gefährdungen oder Störungen angemessen reagieren zu können, geben die §§ 13, 14 EnWG sowohl den Übertragungsnetzbetreibern als auch den Verteilernetzbetreibern verschiedene Instrumente an die Hand. Diese stehen in einem Rangverhältnis zueinander:<sup>148</sup>

Sobald es zu einer Gefährdung oder Störung für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kommt, sind in einem ersten Schritt sogenannte „*„*“ gemäß § 13 Abs. 1 EnWG durch den Netzbetreiber durchzuführen (*netzbezogene Maßnahmen* hierzu gehören z.B. Schalthandlungen). Auf der zweiten Stufe sind sogenannte marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch den Netzbetreiber zu ergreifen. Marktbezogene Eingriffe sind Maßnahmen, die auf Grundlage von Vereinbarungen (mit dem Letztverbraucher oder Erzeuger) erfolgen; hierzu zählt beispielsweise die Erbringung von Regelenergie. Erst wenn netz- und marktbezogene Maßnahmen ausgeschöpft oder nicht erfolgsversprechend

<sup>145</sup> Hierzu: *de Wyl/Hartmann/Weise*, EnWZ 2013, S. 66 ff..

<sup>146</sup> *DistributionCode 2007*, S. 24 ff. (4.1.).

<sup>147</sup> *DistributionCode 2007* S. 25 (4.2.).

<sup>148</sup> Dies geht aus der Gesetzesbegründung klar hervor, vgl. BT-Drucks. 15/3917, S. 57.

sind, darf der Netzbetreiber zu Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs.2 EnWG greifen und damit grundsätzlich entschädigungslos und einseitig Anpassungen der Stromentnahme und Einspeisung vornehmen oder eine solche verlangen.<sup>149</sup>

Die in § 13 Abs. 1 und 2 EnWG geregelten Maßnahmen adressieren zwar ausdrücklich den Übertragungsnetzbetreiber; Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gelten

*„die §§ 12 und 13 [...] für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“.*

Damit stehen grundsätzlich auch dem Verteilernetzbetreiber marktbezogene Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssicherheit in seinem Netzgebiet zu.

### **c) Marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz rechtlich zulässig, aber praktisch nicht umgesetzt**

Tatsächlich ist jedoch festzustellen, dass marktbezogene Maßnahmen in Verteilernetzen praktisch nicht stattfinden. Dies könnte maßgeblich daran liegen, dass es weder eine gesetzliche Pflicht für Verteilernetzbetreiber gibt, marktbezogene Maßnahmen im eigenen Netzgebiet zu ermöglichen und dass auf der anderen Seite rechtliche Unsicherheiten bestehen, ob und in welchem Umfang die Kosten für marktbezogene Maßnahmen in der Netzentgeltregulierung eine Berücksichtigung finden. Schließlich steht den Verteilernetzbetreibern mit der Regelung in § 13 Abs. 2 EnWG eine Regelung zur Verfügung, auf deren Grundlage sie gemäß § 13 Abs. 4 EnWG grundsätzlich ohne Haftungsrisiko und entschädigungslos Anpassungen der Stromabnahme und Einspeisung vornehmen dürfen. Insoweit ist festzuhalten, dass es schlicht an einem Anreiz für Verteilernetzbetreiber fehlt, marktbezogene Maßnahmen einzusetzen oder sogar am Aufbau eines regionalen Systemdienstleistungsmarktes zu arbeiten.

### **2) Option für die Umsetzung der Projektidee**

Marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz sind *de lege lata* möglich und werden lediglich durch die Abgrenzung des Zuständigkeits- und Verantwortungsbereichs der Verteilernetzbetreiber gegenüber der Systemverantwortung des Über-

<sup>149</sup> Vgl. Weise/Hartmann/Wöldeke, RdE 2012, 181, 183 f..

tragungsnetzbetreibers begrenzt. Ein (gesetzliches) Defizit besteht „*lediglich*“ im fehlenden Anreiz der Verteilernetzbetreiber für marktbezogene Maßnahmen.

Diese Anreize könnten auf normativer Ebene geschaffen werden, indem eine Regelung zur Anerkennung von Kosten für marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz eingeführt würde. Hierfür könnte in die Anreizregulierungsverordnung u.a. eine Regelung aufgenommen werden, wonach Kosten des Netzbetreibers für marktbezogene Maßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV bei der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze angesetzt werden können. Man könnte sich zudem an den Regelungen des EEG zur Entschädigung von Anlagenbetreibern für Maßnahmen des Einspeisemanagements orientieren; in § 15 Abs. 2 EEG ist insoweit vorgesehen, dass die Kosten für Entschädigungszahlungen unter bestimmten Voraussetzungen bei den Netzentgelten angesetzt werden können.

Um in diesem Rahmen eine Kostenkontrolle zu gewährleisten, erscheint es dessen ungeachtet naheliegend und auch hinreichend zu sein, die Anbieter für ab- und zuschaltbare Lasten und Anlagenbetreiber in einem transparenten, wettbewerblichen Verfahren zu ermitteln – etwa in Form von Ausschreibungen – wie von den ÜNB für die Regelenergie praktiziert. Die Präqualifikation müsste dann in der Hand des jeweiligen Verteilernetzbetreibers liegen, der die technischen und (vertrags-)rechtlichen Vorgaben aufstellt.

## **V. Projektidee leistungsbezogene Netzentgelte**

Wie bereits unter B. I. aufgezeigt, setzt die Netzentgeltsystematik Anreize für die Netznutzung. So können Fehlanreize entstehen, die durch eine andere Netzentgeltsystematik korrigiert werden könnten. In einer RIZ könnten rein leistungsbezogene Netzentgelte eingeführt und erprobt werden. Die Netzentgelte würden in einem solchen Modell allein auf der Grundlage eines Jahresleistungspreises (in Euro pro Kilowatt) gebildet. Adressaten der leistungsbezogenen Netzentgelte sollen sowohl SLP-Kunden als auch RLM-Kunden sein.

### **1) Rechtliche Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee**

Nachfolgend wird untersucht, welche rechtlichen Hemmnisse einer Verwirklichung der Projektidee *de lege lata* entgegenstehen. Weil die hier untersuchte Projektidee insoweit Parallelen zu der unter B. I. geprüften Flatrate für die Netznutzung aufweist, dass die Netzentgelte unabhängig von dem Verbrauch des Netzkunden ge-

bildet werden sollen, kann bei der nachfolgenden Prüfung in weiten Teilen auf die dortigen Aussagen verwiesen werden.<sup>150</sup>

**a) Gesetzliche Hemmnisse**

Aus den gegenwärtig in den §§ 21, 21a und 23a EnWG vorgesehenen gesetzlichen Vorgaben zur Netzentgeltbildung können keine Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee entnommen werden.<sup>151</sup> Hinsichtlich der Frage, ob es im Lichte des Art. 3 GG zulässig ist, Netzkunden innerhalb und außerhalb einer RIZ, hier hinsichtlich der Netzentgeltbildung, unterschiedlich zu behandeln, kann auf die Ausführungen unter A. IV. 2) a) aa) verwiesen werden.

**b) Verordnungsrechtliche Hemmnisse**

Die (probeweise) Einführung von rein leistungsbezogenen Netzentgelten ist indes mit der gegenwärtigen Netzentgeltsystematik der StromNEV nicht vereinbar. Dies gilt sowohl für die Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) als auch für Kunden ohne Leistungsmessung (SLP). Die individuell bezogene Strommenge, ist unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen ein unverzichtbarer Bestandteil der Netzentgeltberechnung, da ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde gebildet werden muss. Insoweit kann auf die Ausführungen unter B. I. 2) b) cc) verwiesen werden.

**c) Regulierungsbehördliche Hemmnisse**

Regulierungsbehördliche Hemmnisse für eine Verwirklichung der Projektidee sind nicht ersichtlich.

**d) Europarechtliche Hemmnisse**

Dem Europarecht sind keine konkreten Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte zu entnehmen.<sup>152</sup> Insbesondere schreibt der europäische Gesetzgeber nicht vor, ob die Netzentgelte allein auf der Basis eines Jahresleistungspreises gebildet werden dürfen. Folglich steht das Europarecht einer Verwirklichung der Projektidee nicht entgegen.

---

<sup>150</sup> Vgl. hierzu B. I.

<sup>151</sup> Vgl. hierzu B. I. 2) a).

<sup>152</sup> Vgl. hierzu B. I. 2) d).

## 2) Optionen für die Umsetzung der Projektidee

Die Umsetzung der Projektidee erfordert eine Anpassung des gegenwärtigen Rechtsrahmens. In einem ersten Schritt müsste eine eigenständige Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG eingefügt werden. Diese müsste zunächst den verfassungsrechtlichen Anforderungen aus Art. 80 Abs. 1 GG genügen. Erforderlich wäre mithin, dass in der Ermächtigungsgrundlage Zweck und Ausmaß der RIZ hinreichend konkret benannt werden. Darüber hinaus müsste geprüft werden, ob die aus der Errichtung dieser RIZ resultierende Ungleichbehandlung bei der Netzentgeltbildung zwischen Marktakteuren innerhalb und außerhalb der RIZ im Lichte des Art. 3 GG zulässig ist (zum Rechtfertigungsmaßstab vgl. A. IV. 2) a) aa)). Ein maßgebliches Kriterium für die hierbei vorzunehmende Abwägung dürfte insbesondere die Auswirkung auf die Höhe der Netzentgelte durch die Umstellung auf einen reinen Leistungspreis sein. Im Lichte der zeitlich begrenzten Dauer der RIZ sowie dem Umstand, dass der mit der RIZ verfolgte Zweck, welcher darin liegt Erkenntnisse über die netzstabilisierende Wirkung von rein leistungsbezogenen Netzentgelten zu erzielen, von hohem volkswirtschaftlichen Interesse ist, erscheint eine Rechtfertigung der Ungleichbehandlung grundsätzlich möglich. In einem zweiten Schritt müsste eine entsprechende Regelung in der StromNEV aufgenommen werden. Systematisch wäre die Regelung in dem dritten Abschnitt der StromNEV zur Kostenträgerrechnung zu verorten.

## VI. Projektbeispiel Power to Heat

Angesichts des steigenden Anteils der volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung im deutschen Stromsystem, wächst der Bedarf an flexiblen Instrumenten, die als Ausgleich zur Volatilität fungieren und damit zur Systemstabilität beitragen können. Als potentielle Maßnahme wird auch die Verwendung von (Überschuss-)Strom zum Zweck der Wärmeerzeugung diskutiert (sog. Power to Heat). Vorteile dieser Technologie sind, dass ein hoher Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom zu Wärme erzielt werden kann und dass die Wärme – im Vergleich zum Strom – kosteneffizient und lange speicherbar ist.

Gegenwärtig bestehen jedoch wenig betriebswirtschaftliche Anreize für den Betrieb von Power to Heat-Anlagen als Systemstabilitätslösung. Denn anders als bei Pumpspeicherkraftwerken findet bei Power to Heat keine Rückverstromung statt, sodass der Strom, der zur Wärme umgewandelt wird, endgültig verbraucht wird. Der Verbrauch von Strom wird im gegenwärtigen Regulierungsregime jedoch durch verschiedene Abgaben und Entgelte belastet. Gleichzeitig hängen die Absatzchancen der Wärme auch davon ab, mit welchem Primärenergiefaktor die Wärme bewertet wird.

In einer regulatorischen Innovationszone könnte daher untersucht werden, ob die Umgestaltung der Rahmenbedingungen wirtschaftliche Anreize für den Betrieb von Power to Heat-Anlagen als Systemstabilitätsinstrumente schaffen kann.

### 1) **Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee**

Nachfolgend soll zunächst untersucht werden, inwieweit der gegenwärtige Rechtsrahmen der Möglichkeit zur Schaffung von wirtschaftlichen Anreizen für Power to Heat-Anlagen entgegensteht.

#### a) **Behandlung von Power to Heat-Anlagen als Letztverbraucher**

Nach dem derzeit bestehenden Rechtsrahmen ist der Bezug von Strom mit verschiedenen wirtschaftlichen Belastungen, u.a. in Form von sog. Umlagen sowie Steuern, verbunden. Schuldner dieser Belastungen sind dabei in der Regel grundsätzlich die Stromletztverbraucher, soweit sie den Strombezug selbst organisieren. Werden Stromletztverbraucher über ein Versorgungsunternehmen versorgt, werden die Belastungen grundsätzlich zusammen mit dem reinen Strompreis an den Letztverbraucher weitergeleitet. Festzuhalten ist aber, dass unabhängig von der Art der Versorgung (über ein Versorgungsunternehmen oder Selbstorganisation) der Verbrauch von Strom die Belastungen auslöst. Power to Heat-Anlagen werden wie reguläre Stromletztverbraucher behandelt, sodass auch für den von diesen Anlagen ausgelösten Stromverbrauch die gesetzlich vorgesehenen Belastungen gelten.<sup>153</sup>

Zu beachten ist, dass den jeweiligen Marktakteuren, die die Umlagen und/oder Steuern einziehen, grundsätzlich kein Ermessen darüber zusteht, ob die Belastung im konkreten Fall tatsächlich eintreten soll. Stattdessen sind die Umlagen und Steuerbelastungen grundsätzlich diskriminierungsfrei gegenüber den jeweils betroffenen Unternehmen anzuwenden. Sie sind daher – auch für Betreiber von Power to Heat-Anlagen – zwingend. Die relevanten Belastungen umfassen im Einzelnen:

- **Netznutzungsentgelte,**
- **die Konzessionsabgabe,**

---

<sup>153</sup> *Thomas, Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat, in: Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 33, S. 145; Fraunhofer IWES/Stiftung Umweltenergie recht/Fraunhofer IFAM, Power to Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Juni 2014, S. 37.*

- die Umlage nach § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG-Umlage),
- die Umlage nach § 17 f EnWG (Offshore-Haftungsumlage),
- die Umlage nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV-Umlage),
- die Umlage nach § 19 der StromNEV (StromNEV-Umlage),
- die Umlage nach § 37 EEG 2014 (EEG-Umlage),
- die Stromsteuer
- und die Umsatzsteuer.

## b) Ausnahmetatbestände

Von den oben aufgeführten Belastungstatbeständen sind auch im gegenwärtigen Rechtsrahmen für bestimmte Tatbestände Ausnahmen möglich. Diesen Ausnahmen ist dabei aber gemein, dass sie keine temporäre Vergünstigung zu Erprobungszwecken im Sinne einer RIZ vorsehen. Stattdessen wird die jeweilige Privilegierung von bestimmten tatsächlichen Voraussetzungen abhängig gemacht, womit letztlich die dauerhafte Aufhebung bzw. Reduzierung einer wirtschaftlichen Belastung gerechtfertigt wird.

Nachfolgend soll kurz untersucht werden, welche Ausnahmetatbestände bereits nach dem derzeitigen Rechtsrahmen für Power to Heat-Anlagen relevant sein könnten.

### aa) Netzentgelte

Für die beim Betrieb von Power to Heat-Anlagen erforderliche Nutzung der Stromnetze der allgemeinen Versorgung fallen für die vom jeweiligen Netzbetreiber veröffentlichten und diskriminierungsfrei anzuwendenden Netzentgelte an. Jedoch bestehen einzelne Ausnahmetatbestände.

Die befristete Befreiungsregelung für Anlagen zur Stromspeicherung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ist mangels Rückverstromung nicht anwendbar.<sup>154</sup> Soweit für die Befreiungsregelung gegebenenfalls auf eine Rückverstromung nach § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG verzichtet werden kann,<sup>155</sup> gilt diese Vorschrift nach ihrem Wortlaut

<sup>154</sup> Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer IFAM, Power to Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Juni 2014, S. 108.

<sup>155</sup> Näher hierzu *Lehnert/Vollprecht*, ZNER 2012, 356, 360.

nur für Power to Gas-Anlagen, so dass eine Befreiung von Power to Heat-Anlagen auch danach nicht möglich ist.

Grundsätzlich in Betracht kommt hingegen eine Entlastung von Power to Heat-Anlagen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV. Die Vorschrift privilegiert sog. netzdienliches Nutzungsverhalten.<sup>156</sup> Ein solches netzdienliches Nutzungsverhalten könnte dann vorliegen, wenn der Höchstlastbeitrag der Power to Heat-Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene abweicht.<sup>157</sup> Denkbar ist, dass die Leistungsanspruchnahme durch Power to Heat-Anlagen in der hierfür von der Bundesnetzagentur<sup>158</sup> vorgesehenen Weise vom Abnahmeverhalten der anderen Letztverbraucher abweicht. Es könnte demnach insoweit eine Reduzierung der Netzentgelte zu gewähren sein.

#### **bb) EEG-Umlage**

Auch hinsichtlich der sog. EEG-Umlage ist fraglich, ob grundsätzlich Befreiungstatbestände bestehen, die auch auf Power to Heat-Anlagen anwendbar sind.

Zwar wird in § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 eine Privilegierung von Stromspeichern vorgesehen. Da Power to Heat-Anlagen jedoch nicht der Rückverstromung dienen, findet dieser Tatbestand auf Power to Heat-Anlagen keine Anwendung.<sup>159</sup>

Die Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung in §§ 63 f. EEG 2014 ist denkbar, wenn die Power to Heat-Anlage zu einem dort privilegierten stromkostenintensiven Unternehmen gehört.<sup>160</sup> Die Wärmeerzeugung selbst gehört hingegen nicht zu den privilegierten stromkostenintensiven bzw. handelsintensiven Branchen nach Anlage 4 zum EEG 2014. Diese Ausnahmenvorschrift dürfte für Power to Heat-Anlagen daher nicht greifen.

---

<sup>156</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 92.

<sup>157</sup> *Thomas*, Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat, in: Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 33, S. 146.

<sup>158</sup> Bundesnetzagentur, Beschluss vom 11.12.2013, Az. BK4-13-739.

<sup>159</sup> *Thomas*, Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat, in: Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 33, S. 147; Fraunhofer IWES, S. 108.

<sup>160</sup> *Thomas*, Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat, in: Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 33, S. 147.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass im Fall einer sog. Eigenversorgung, die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entfallen kann, § 61 Abs. 2 EEG 2014. Dabei darf der Eigenversorger gemäß § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sein. Dies widerspricht jedoch dem Ziel der Projektidee im Rahmen der RIZ, systemdienliche Instrumente zu untersuchen. Power to Heat-Anlagen, die aber über keinen Netzanschluss verfügen, können nicht systemdienlich agieren. Eine Befreiung von der EEG-Umlage aufgrund dieser Sonderregelung ist daher nicht für die regulatorische Innovationszone anwendbar.

### cc) **Zwischenergebnis**

Zusammengefasst ist festzustellen, dass Power to Heat-Anlagen beim Bezug von Strom zwar in Einzelfällen privilegiert werden können, so dass hinsichtlich einzelner Strompreisbestandteile eine Reduktion möglich ist. Spezielle Ausnahmetatbestände, die temporär wirken und auf die Systemdienlichkeit abstellen, bestehen für Power to Heat-Anlagen jedoch nicht.

### c) **Primärenergiefaktor als Hemmnis für Power to Heat**

Neben der fiskalischen Belastung beim Strombezug besteht darüber hinaus auch noch ein weiteres Hemmnis für Power to Heat-Anlagen.

Dies betrifft die Absatzseite der produzierten Wärme: Für den Absatz von Wärme ist seit der Einführung des Energieeinspargesetzes (EnEG) und der darauf basierenden Energieeinsparverordnung (EnEV) der Primärenergiefaktor der eingesetzten Wärme eine maßgebliche Größe. Denn nach § 1 EnEG i. V m. § 3 EnEV darf der Jahres-Primärenergiebedarf bei neu zu errichtenden Wohngebäuden den Wert des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Referenzgebäudes nicht überschreiten. Der Primärenergiebedarf umfasst neben dem eigentlichen Energieinhalt des Energieträgers (hier Wärme) auch die Energiemenge, die durch vorgelagerte Prozessketten außerhalb der Systemgrenze bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung des Energieträgers benötigt wird. Die Energiemenge der vorgelagerten Prozesskette wird mit einbezogen, indem der Endenergiebedarf mit einem Primärenergiefaktor bewertet wird. Der Primärenergiefaktor indiziert, welche Menge an Primärenergie aufzubringen ist, um die bestimmte Endenergiemenge hervorzubringen.<sup>161</sup> Ein geringerer Faktor ist daher vor dem Hintergrund der Energieeinsparziele vorteilhafter als ein hoher Faktor. Das Verfahren zur Berechnung des jeweiligen Jahres-Primärenergiebedarfs wird in den Anlagen 1 und 2 der EnEV geregelt, die je-

---

<sup>161</sup> BDEW Grundlagenpapier „Primärenergiefaktoren“ vom 22.4.2015, S. 7.

weils in den Punkten 2.1. auf bestimmte DIN-Vorschriften verweisen. Bei der Angabe des Primärenergiefaktors bestehen grundsätzlich zwei Kategorien. Zum einen der Primärenergiefaktor „insgesamt“ und zum anderen der Primärenergiefaktor für den „nicht erneuerbaren Anteil“. Letzterer ist für die Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs gemäß Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 EnEV anzuwenden und daher hier maßgeblich.

Dabei kann der Primärenergiefaktor fossiler und regenerativer Brennstoffe zwischen größer als 2,0 für elektrische Energie (aufgrund der hohen Energieverluste bei der Stromerzeugung) oder auch kleiner als 1,0 bei Holzpellets variieren – es kann sogar Null betragen, wenn kostenlose Umweltwärme genutzt wird.<sup>162</sup>

Beziehen Gebäudeeigentümer Nah- oder Fernwärme, ist für die Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs des Gebäudes der Endenergiebedarf sowie der Primärenergiefaktor der genutzten Wärme von Bedeutung. Dieser ist neu zu berechnen und zertifizieren, sollte auch Wärme durch Power to Heat-Anlagen in das Wärmenetz eingespeist werden.<sup>163</sup> Das heißt, dass auch die Wärme von Power to Heat-Anlagen mit einem Primärenergiefaktor zu bewerten ist. Da die Wärme im Fall von Power to Heat-Anlagen durch Strom erzeugt wird, ist der ausgewiesene Faktor für Strom für hier maßgeblich. Bei der Ausweisung des Primärenergiefaktors für Strom wird allerdings nicht zwischen den verschiedenen für die Stromerzeugung möglichen Primärenergieträgern differenziert. Stattdessen wird ein allgemeiner Faktor für den „*allgemeinen Strommix*“ angegeben. Dieser Faktor beträgt gegenwärtig noch 2,4 und wird aufgrund des zunehmenden Anteils der Erneuerbaren Energien im gesamten Stromerzeugungsbereich ab dem 01.01.2016 auf 1,8 gesenkt werden, Ziffer 2.1.1 Anlage 1 EnEV.

Im Vergleich zu den übrigen Primärenergiefaktoren, die alle niedriger liegen als der des allgemeinen Strommix<sup>164</sup>, wird deutlich, dass sich der Primärenergiefaktor der Nah- bzw. Fernwärme bei Einbeziehung einer Power to Heat-Anlage grundsätzlich verschlechtern würde. Im Ergebnis verschlechtert sich damit auch die Attraktivität der durch Power to Heat-Anlagen bereitgestellten Wärme, so dass auch dieser Umstand aktuell gegen die Wirtschaftlichkeit von Power to Heat-Anlagen spricht.

---

<sup>162</sup> Vgl. BDEW Grundlagenpapier „*Primärenergiefaktoren*“ vom 22.4.2015, S. 4.

<sup>163</sup> Behm, Negative Regelleistung durch Power to Heat und die Auswirkungen auf den Primärenergiefaktor, ZUR, 2013, 598, 601.

<sup>164</sup> So hat bspw. Erdgas einen Primärenergiefaktor von 1,1.

## 2) Optionen für die Umsetzung der Projektidee

Für die Umsetzung der Projektidee müssten aufgrund der zuvor aufgeführten Ergebnisse neue Ausnahmetatbestände geschaffen werden. Diese Ausnahmetatbestände könnten sich u.a. auf die von den Netzbetreibern zu erhebenden Netzentgelte oder die mit den Netzentgelten weiterzugebenden Umlagen beziehen.

Hierbei wäre sicherzustellen, dass eine temporäre Reduzierung der Kosten nur dann eintritt, wenn ein systemdienlicher Einsatz der Power to Heat-Anlage erfolgt. Dabei wären ggf. auch die Bestimmungen zur Durchführung des Einspeisemanagements gemäß § 14 EEG 2014 zu novellieren. Dies gilt insbesondere für die Verbindung von EEG-Anlagen und Power to Heat-Anlagen mit Direktleitungen, um eine Umwandlung des Überschussstroms in Wärme an Stelle einer Abregelung der EEG-Anlagen zu ermöglichen. Denn nach der Rechtsprechung des Kammergerichts Berlin unter der bisherigen Rechtslage zum EEG 2012<sup>165</sup>, genügt es möglicherweise nicht, dass eine Reduzierung der Einspeiseleistung am Verknüpfungspunkt erfolgt.<sup>166</sup>

Im Hinblick auf das aus der Anwendung eines Primärenergiefaktors folgende Hemmnis wäre ebenfalls sicherzustellen, dass die Power to Heat-Anlage ausschließlich Überschussstrom verwendet, der von Erneuerbare Energien-Anlagen stammt. In diesem Fall könnte eine Anpassung der rechtlichen Vorgaben erfolgen, wonach der Primärenergiefaktor für den allgemeinen Strommix eben nicht mehr die Umweltwirksamkeit dieses Stroms wiedergeben würde. Stattdessen müsste der Primärenergiefaktor für diesen Fall geringer ausfallen. Zur Umsetzung der Projektidee müssten in diesem Sinne die Bestimmungen der EnEV sowie die konkretisierenden Regelungen in den DIN-Vorgaben entsprechend angepasst werden.

## VII. Projektidee Kapazitätsmanagement durch Verteilernetzbetreiber

Erzeugungsanlagen aus erneuerbarer Energie werden gegenwärtig insbesondere aufgrund von Netzengpässen abgeregelt. Die aufgrund von Netzengpässen lokal auftretenden „Überschüsse“ bedeuten jedoch nicht zwangsläufig, dass auch im Gesamtstromsystem die Last mit erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Sofern Flexibilitätsoptionen bestehen, werden die Anlagen voraussichtlich nach Marktpreissignalen geführt. Dies kann zur Konsequenz haben, dass etwa ein Spei-

<sup>165</sup> KG Berlin, Urt. v. 9.7.2012 – Az. 23 U 71/12.

<sup>166</sup> Näher dazu *Thomas*, Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat, in: Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 33, 143.

cherbetreiber zu einem Zeitpunkt in das Netz einspeisen will, in dem das Netz bereits durch hohe Einspeisung überlastet ist. Kommen solche Überlastungssituationen nur selten vor, ist es volkswirtschaftlich nicht effizient, das Netz auf dieser Grundlage für die Maximalbelastung, die sich aufgrund von Marktpreissignalen ergäbe, auszubauen.

In einer RIZ der temporäre Zugriff des Netzbetreibers auf die entsprechenden Flexibilitätsoptionen sowie ggf. auch auf Erzeugungsanlagen und die Koordination mit den Marktakteuren als möglicher Lösungsansatz probiert werden. Die daraus resultierenden Kosten wären für den Netzbetreiber regulatorisch anzuerkennen.

#### **1) Rechtliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Projektidee**

Wie oben (Punkt B.VII.) dargestellt wurde, steht es Netzbetreibern grundsätzlich frei, marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG durchzuführen. Da die insoweit von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG enthaltene Aufzählung von marktbezogenen Maßnahmen nur beispielhaft zu verstehen ist, sind grundsätzlich auch andere Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystem zulässig, die einen Marktmechanismus nutzen.<sup>167</sup>

Netzbetreiber sind demnach berechtigt, Vereinbarungen mit den verschiedenen Marktakteuren abzuschließen, die ihnen Zugriffs- und Koordinationsmöglichkeiten gewährleisten. Die hierdurch entstehenden Möglichkeiten können vom Netzbetreiber auch genutzt werden, um nur zeitweise eintretende Lastspitzen und den damit notwendig werdenden Netzausbau zu vermeiden.

Entsprechend obiger Befunde ist aber auch festzuhalten, dass die theoretisch bestehende Möglichkeit zum Abschluss von entsprechenden Vereinbarungen in der Praxis nicht wahrgenommen wird. Hintergrund hierfür sind die fehlenden wirtschaftlichen Anreize bzw. die sich durch Übernahme von hieraus entstehenden Kosten ergebenden wirtschaftlichen Risiken.

#### **2) Optionen für die Umsetzung der Projektidee**

Ein wirksames Netzkapazitätsmanagement durch Verteilernetzbetreiber im Sinne der dargestellten Maßnahmen setzt zunächst voraus, dass die hierfür entstehenden Kosten refinanziert werden können. Ferner müssten Anreize geschaffen wer-

---

<sup>167</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13, Rn. 35.

den, die dazu führen, dass sich die Durchführung derartiger Maßnahmen für die betroffenen Verteilernetzbetreiber wirtschaftlich sinnvoll darstellt.

#### a) **Weitergabe der Kosten**

Denkbar wäre, die aus Maßnahmen des Netzkapazitätsmanagements resultierenden Kosten in dem geltenden System der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu qualifizieren.<sup>168</sup> Die entstehenden Kosten könnten auf diesem Wege bei der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze berücksichtigt und damit über die Netzentgelte weitergegeben werden. Denkbar wäre alternativ hierzu die vorherige Genehmigung der entsprechenden Maßnahme sowie der hierfür entstehenden Kosten. Insoweit könnte eine Regelung eingeführt werden, die dem aktuellen § 25a ARegV ähneln würde.

#### b) **Privilegierung der Maßnahmen**

Mit dem unter a) aufgezeigten Anpassungen würde erreicht werden, dass die Kosten für Maßnahmen des Netzkapazitätsmanagements von den Netzbetreibern weitergegeben werden könnten. Zweifelhaft ist, ob dies allein als wirksamer Anreiz ausreicht, damit Netzbetreiber tatsächlich die hierzu mit den Marktakteuren zu treffenden Vereinbarungen abschließen und von den damit geregelten Rechten Gebrauch machen.

Insoweit ist zu erwägen, eine über die reine Kostenweitergabe hinaus gehende Besserstellung der Netzbetreiber zu erreichen. Dies könnte nach Auffassung der Verfasser z.B. durch die Einführung eines hierfür geeigneten Instruments in der Anreizregulierungsverordnung herbeigeführt werden. Anknüpfungspunkt hierfür könnten die Regelungen zu den Qualitätsvorgaben gemäß §§ 18 ARegV sein. Als Element der Qualitätsvorgaben könnte von den Netzbetreibern der Nachweis erhoben werden, in welchem Umfang sie Maßnahmen des Netzkapazitätsmanagements durchführen bzw. die vertragliche Grundlage hierfür schaffen. Diejenigen Netzbetreiber, die sich hierbei überdurchschnittlich engagieren, würden Zuschläge auf die Erlösobergrenze erhalten. Diejenigen Netzbetreiber, die demgegenüber nur unterdurchschnittliche Anstrengungen in diese Richtung unternehmen, hätten Abschläge von der Erlösobergrenze hinzunehmen. Alternativ denkbar wäre auch eine Anpassung des Modells zu den Qualitätsvorgaben, wonach es nur einseitig zu einer Besserstellung der die Maßnahmen durchführenden Netzbetreiber kommen würde.

---

<sup>168</sup> § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV.

## VIII. Handlungsspielräume durch freiwillige Beteiligung der Akteure

Die obigen Prüfungen haben gezeigt, dass die Vorgaben des Energiewirtschaftsrechts viele Aspekte abschließend regeln und dass diese Vorgaben für die davon betroffenen Unternehmen verpflichtenden Charakter haben. Ein Abweichen von den bestehenden Regelungen ist insoweit nicht möglich. Gleichzeitig ist zu konstatieren, dass auch der aktuell geltende Rechtsrahmen zugunsten der Marktakteure die Möglichkeit zulässt, in bestimmten Bereichen selbst über die Handlungsform zu bestimmen. Ferner beinhalten die gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Regelungen sowie die Festlegungen der Regulierungsbehörden verschiedentlich Wahlrechte, so dass die Adressaten der Regelungen zwischen mehreren Handlungsoptionen auswählen können.

Nachfolgend ist zu prüfen, inwieweit die danach bestehenden Handlungsspielräume durch eine freiwillige Beteiligung der jeweiligen Marktakteure zur Einführung einer RIZ genutzt werden könnten, um die konkreten Projektideen testen zu können. Hierfür soll zunächst der Inhalt und die Reichweite der bestehenden Handlungsspielräume anhand verschiedener Beispiele betrachtet werden. Darauf aufbauend soll dann untersucht werden, welche Schlussfolgerungen hieraus für die Einführung einer RIZ zu ziehen sind.

Als weiteres Modell einer auf freiwilligen Einigungen beruhenden RIZ ist schließlich zu prüfen, ob und ggf. in welcher Weise ein rein theoretisches Planspiel rechtlich zulässig und tatsächlich sinnvoll sein könnte, in dem die Marktakteure neben ihrem tatsächlichen Marktverhalten eine fiktive Veränderung bestimmter Handlungsformen durchspielen würden.

### 1) Möglicher Gegenstand freiwilliger Einigungen

Die in einer RIZ zu erzielenden Erkenntnisse sollen insbesondere aufzeigen, in welcher Weise der aktuell bestehende regulatorische Rechtsrahmen an die sich ändernden energiewirtschaftlichen Anforderungen angepasst werden kann. Mit der Einführung einer RIZ ist daher die Zielsetzung verbunden, neue Regelungen zu testen, so dass bewertet werden kann, ob eine entsprechende Anpassung des Rechtsrahmens sinnvoll ist.

Mit Blick auf die vorliegend zu untersuchenden Möglichkeiten freiwilliger Einigungen zwischen den jeweiligen Marktakteuren ergibt sich hieraus, dass vorrangig solche Handlungsspielräume von Bedeutung sind, die in einem bereits jetzt der Regulierung unterworfenen Bereich bestehen. Demgegenüber werden freiwillige Vereinbarungen über bestimmte Handlungsformen nach Einschätzung der Verfas-

ser dann nicht für eine RIZ von Interesse sein, wenn es sich um Bereiche handelt, in denen die Marktakteure keine regulatorischen Vorgaben zu beachten haben. Nachfolgend sollen daher verschiedene Beispiele dafür aufgezeigt werden, wo das im Übrigen zwingende Regulierungsrecht Freiräume lässt, die auch Gegenstand einer freiwilligen Einigung der jeweils betroffenen Akteure sein könnten.

#### a) Anwendung des Grundpreis-Arbeitspreis-Modells

Die in der Stromnetzentgeltverordnung enthaltenen Regelungen zur Ermittlung der Netzentgelte sehen in § 17 Abs. 2 StromNEV vor, dass das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis besteht. Für die Entnahmen ohne Leistungsmessung in der Niederspannung ist gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV vorgesehen, dass anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis zu ermitteln ist. Von § 17 Abs. 6 Satz 2 StromNEV wird in diesem Zusammenhang die Möglichkeit eröffnet („soweit“), neben dem Arbeitspreis auch einen monatlichen Grundpreis anzuwenden.

In einer freiwilligen Einigung könnten sich einzelne Netzbetreiber verpflichten, für eine bestimmte Zeitdauer auf die Anwendung eines Grundpreises zu verzichten oder neben dem Arbeitspreis auch einen Grundpreis anzuwenden. Der jeweilige Netzbetreiber müsste dann diese Praxis (diskriminierungsfrei) gegenüber allen Netznutzern zur Anwendung bringen.

#### b) Abweichung vom Musternetznutzungsvertrag der Bundesnetzagentur

Die vertragliche Abwicklung des Netzzugangs hat ab dem 01.01.2016 auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 16.04.2015 festgelegten Netznutzungsvertrages zu erfolgen.<sup>169</sup> Dieser Vertrag ist wortgleich zu übernehmen und zwingend zwischen Netzbetreiber und Netznutzer abzuschließen.<sup>170</sup> Gemäß § 1 Abs. 2 des Mustervertrages können Netzbetreiber und Netznutzer jedoch auch abweichende oder ergänzende Vereinbarungen treffen. Voraussetzung dafür ist, dass der Netzbetreiber diese Abweichungen diskriminierungsfrei allen Netzzugangspetenten anbietet und den Abschluss solcher sog. „Ergänzenden Bedingungen“ nicht zur Voraussetzung für die Gewährung von Netzzugang macht.

Unter Beachtung dieser Maßgaben können demnach bilateral abweichende „Spielregeln“ für die Abwicklung des Netzzugangs vereinbart werden.

---

<sup>169</sup> Vgl. BK6-13-042.

<sup>170</sup> Vgl. Tenor Ziffer 1 des Beschlusses BK6-13-042 und § 1 Abs. 1 des Mustervertrages.

### c) Vereinbarungen zu marktbezogenen Maßnahmen

Betreiber von Übertragungsnetzen sind gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems marktbezogene Maßnahmen zu treffen. Wie oben (vgl. Punkt B.VII.1)) gesehen, handelt es sich hierbei insbesondere um Vereinbarungen mit Betreibern von Erzeugungsanlagen oder mit Letztverbrauchern, in denen dem Betreiber des Übertragungsnetzes die Zugriffsmöglichkeit auf die jeweilige Anlage eingeräumt wird. Für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen gelten die Vorgaben des § 13 EnWG entsprechend, soweit in dem jeweiligen Netz eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit vorliegt.<sup>171</sup>

Denkbar ist daher, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen freiwillige Vereinbarungen über die Möglichkeit von marktbezogenen Eingriffen mit den betroffenen Letztverbrauchern oder Einspeisern abschließen.

### d) Schlussfolgerungen für die Einführung einer RIZ

Nach Einschätzung der Verfasser ist fraglich, ob die dargestellten Optionen für die Einführung einer RIZ auf Basis einer freiwilligen Einigung der betroffenen Marktpartner, aber auch andere in diese Richtung in Betracht kommende Möglichkeiten tatsächlich geeigneter Gegenstand einer RIZ sein könnten.

Zweifel hiergegen folgen zunächst aus dem Umstand, dass die dargestellten Wahlrechte – z.B. die Entscheidung über die Einführung eines Grundpreises im Sinne des § 17 Abs. 6 Satz 2 StromNEV – bereits heute in der Praxis ausgeübt werden. Soweit ein Netzbetreiber sich – für einen bestimmten Zeitraum – freiwillig dazu entschließen sollte, das bestehende Wahlrecht nur in einer bestimmten Weise auszuüben, wäre nach Einschätzung der Verfasser nicht erkennbar, welche Konsequenzen hieraus für eine etwaig sinnvolle Anpassung des Rechtsrahmens folgen würden.

Daneben sind zwar auch nach Bewertung der Verfasser Bereiche denkbar, in denen sich die Marktakteure freiwillig auf bestimmte Verhaltensweisen verständigen, die aktuell nicht oder nicht abschließend geregelt sind. Dies betrifft insbesondere die oben unter b) und c) angesprochenen Möglichkeiten zum Abweichen vom Muster-netznutzungsvertrag der Bundesnetzagentur sowie zur Vereinbarungen marktbezogener Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Im Rahmen einer RIZ

---

<sup>171</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage 2015, § 14 Rn. 7.

könnte auf diesem Wege geprüft werden, ob eine nähere Ausgestaltung dieser Bereiche durch die Einführung neuer Regelungen sinnvoll sein könnte. Ob derartige Vereinbarungen in der Praxis tatsächlich abgeschlossen werden, muss aus Sicht der Verfasser gleichwohl bezweifelt werden. Hiergegen spricht, wie bereits oben (vgl. Punkt B.VII.1)) erörtert, dass wirtschaftliche Anreize für ein solches freiwilliges Verhalten derzeit nicht bestehen. Mehr noch: Die involvierten Netzbetreiber müssten in dem aktuellen Regulierungsrahmen hinnehmen, dass etwaig entstehende Kosten nicht über die Netzentgelte weitergegeben werden können.

## 2) Einigung über theoretisches Planspiel

Zu erwägen ist, ob freiwillige Einigungen der betroffenen Marktakteure zu einem lediglich fiktiven Vorgehen zum Gegenstand einer RIZ gemacht werden könnten.

Zu denken wäre dabei u.a. an die Möglichkeit, dass Netzbetreiber neben der rechtlich vorgesehenen Abrechnung der Netznutzung eine zweite – rein theoretische – Abrechnung erstellen, anhand derer in einer RIZ Ergebnisse für die mögliche Fortentwicklung des Rechtsrahmens festgestellt werden könnten. Aus Sicht der Verfasser ergeben sich auch gegen diese mögliche Variante der Durchführung einer RIZ Bedenken.

Diese Bedenken beziehen sich dabei nicht auf die rechtliche Zulässigkeit eines solchen Vorgehens. Denn soweit den nach dem aktuell bestehenden rechtlichen Vorgaben zu erfüllenden Pflichten entsprochen wird, steht es den Normadressaten frei, im Sinne eines rein theoretischen Planspiels alternative Handlungsformen auszuprobieren.

Zweifelhaft erscheint aber wiederum, ob sich die betroffenen Marktteilnehmer ohne entsprechende wirtschaftliche Anreize bereitfinden werden, auf freiwilliger Basis alternative Verhaltensweisen lediglich fiktiv durchzuspielen. Nach Einschätzung der Verfasser ist fraglich, ob durch ein derartiges Planspiel tatsächlich hinreichend belastbare Erkenntnisse zu erzielen sind, die Rückschlüsse für eine etwaig gebotene Anpassung des Rechtsrahmens zulassen würden. Denn die wirtschaftlich ausgerichtete Verhaltensweise der Marktakteure würde sich in einem nur theoretischen Planspiel mit großer Wahrscheinlichkeit nicht ändern.

## C. Prüfung der im Diskussionspapier für die RIZ aufgeführten Gestaltungsoptionen

### I. Allgemeine Prinzipien für die Umsetzung einer RIZ

In dem Diskussionspapier werden unter Kapitel 2.1 konkrete Prämissen aufgeführt, die bei der praktischen Umsetzung einer RIZ Geltung erlangen könnten. Nachfolgend ist zu prüfen, ob rechtliche Bedenken gegen diese Prämissen bestehen, so dass die für die Anwendung einer RIZ heranzuziehenden allgemeinen Prinzipien geändert werden müssten.

Dazu ist zunächst festzuhalten, dass es, wie im Diskussionspapier vorgesehen, sachlich sinnvoll und zugleich rechtlich zulässig wäre, die Laufzeit einer RIZ vorab zeitlich zu definieren. Die weitere Vorgabe, dass der Wettbewerb zwischen den Marktakteuren nicht durch eine RIZ in Frage gestellt werden darf, stellt sich angesichts der oben (vgl. Punkt A.IV.2)a)aa)) diskutierten Maßgaben des verfassungsrechtlich in Art. 3 GG verankerten Gleichheitssatzes als juristisch wichtiges Prinzip einer RIZ dar. Da mit einer RIZ die punktuelle Anpassung der aktuell geltenden rechtlichen Vorgaben erprobt werden soll, erscheint es ferner zulässig und sinnvoll, die im Wege einer RIZ zu erprobenden Regelungen in den aktuell geltenden Rechtsrahmen einzubetten, diesen aber nicht vollständig außer Kraft zu setzen. Schließlich darf es auch aus Sicht der Verfasser für die Beteiligung an einer RIZ keine Rolle spielen, ob der betreffende Netzbetreiber in die Zuständigkeit einer Landesregulierungsbehörde oder der Bundesnetzagentur fällt.

Bedenken gegen die im Diskussionspapier aufgeführten allgemeinen Prinzipien für die Umsetzung einer RIZ ergeben sich indes mit Blick auf die Forderung, dass Kunden nicht zwangsweise einer RIZ zugeordnet werden dürften.

Aus rechtlicher Sicht ist insoweit zunächst von Bedeutung, dass gerade die Netzbetreiber als für eine RIZ besonders relevante Marktakteure dazu verpflichtet sind, alle Netznutzer diskriminierungsfrei zu behandeln.<sup>172</sup> Eine RIZ, in der Netzbetreiber neue Regelungen ausprobieren würden, müsste daher für alle betroffenen Netznutzer einheitlich gelten. Damit wären alle in diesem Netzgebiet agierenden weiteren Marktakteure, insbesondere die Netzkunden, zwangsweise nicht nur dem Netz zuzuordnen, sondern damit auch den besonderen Regeln einer RIZ unterworfen.

---

<sup>172</sup> Vgl. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

Dessen ungeachtet erscheint es auch sachlich geboten, eine RIZ einzuführen, in der die hiervon betroffenen Kunden nicht frei über ihre Teilnahme an der RIZ entscheiden können. Auch in dem aktuell geltenden Rechtsrahmen unterliegen die Marktakteure – und damit auch die betroffenen Kunden – den regulatorischen Vorgaben. Um zu testen, wie sich das Marktverhalten der verschiedenen Akteure unter neuen (zu testenden) Regelungen ändern könnte, wird es daher gerade darauf ankommen, die tatsächlich bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen im Übrigen zu übernehmen und ein Wahlrecht über die geltenden Bedingungen auszuschließen.

Das unter Kapitel 2.1 des Diskussionspapiers vorgesehene allgemeine Prinzip zur freien Wahl der Teilnahme an einer RIZ sollte daher gestrichen werden.

## **II. Vergaberechtliche Anforderungen**

Bei der Umsetzung der verschiedenen Gestaltungsoptionen ist es möglicherweise erforderlich, dass diejenigen Unternehmen, welche an einer RIZ teilnehmen, erst im Wege eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt werden müssen. Dies kann, abgesehen von dem oben erörterten beihilferechtlichen Ausschreibungspflichten zur Vermeidung von Überkompensationen insbesondere in solchen Fällen notwendig sein, in denen es Gegenstand einer RIZ ist, Unternehmen Pflichten aufzuerlegen, die sie im Rahmen ihres gewöhnlichen Geschäftsbetriebs nicht zu erfüllen hätten und zu denen keine Verpflichtungen nach dem EnWG und den untergesetzlichen Rechtsverordnungen bestehen. Es könnte sich beispielsweise um eine zusätzliche Messung, um hypothetische Berechnungen nach einem anderen Netzentgeltkalkulationssystem oder ähnliches handeln.

Die Indienstnahme eines Unternehmens innerhalb einer RIZ durch eine Regulierungsbehörde oder eine sonstige staatliche Einrichtung zur Teilnahme an einer solchen RIZ gegen bestimmte Vergütung könnte ein ausschreibungspflichtiges Rechtsgeschäft sein (unten **1**)), sodass es der zuständigen Behörde nur möglich wäre, den Kreis der teilnehmenden Unternehmen im Ergebnis eines Ausschreibungsverfahrens zu bestimmen (unten **2**)).

### **1) Ausschreibungspflicht**

Zur Anwendung der Bestimmungen des Kartellvergaberechts, das heißt des Vierten Teils des GWB, sind öffentliche Auftraggeber (unten **a**)) verpflichtet, einen öffentlichen Auftrag (unten **b**)), dessen Auftragswert den einschlägigen Schwellenwert erreicht oder überschreitet (unten **c**)) und wenn keine Ausnahme von der Ausschreibungspflicht vorliegt (unten **d**)), zu vergeben.

### a) Öffentlicher Auftraggeber

Sofern etwa eine Bundes- oder Landesbehörde mit einem Unternehmen in Kontakt tritt und mit diesem eine Vereinbarung über eine RIZ trifft, handelt sie für jeweilige Gebietskörperschaft (Bund oder Land), bei denen es sich um öffentliche Auftraggeber nach § 98 Nr. 1 GWB handelt.

### b) Öffentlicher Auftrag

Dem Vergaberecht unterliegt nur die Vergabe öffentlicher Aufträge im Sinne des § 99 Abs. 1 GWB. Bei diesen handelt es sich um

*„entgeltliche Verträge von öffentlichen Auftraggebern mit Unternehmen über die Beschaffung von Leistungen, die Liefer-, Bau- oder Dienstleistungen zum Gegenstand haben, Baukonzessionen und Auslobungsverfahren, die zu Dienstleistungsaufträgen führen sollen.“*

Sofern ein Unternehmen sich an einer RIZ beteiligt und hierfür bestimmte Handlungen vornimmt, etwa eine doppelte Kalkulation, eine zusätzliche Messung oder ähnliches, erbringt es eine Leistung, bei der es sich gemäß der Auffangregel des § 99 Abs. 4 GWB jedenfalls um eine Dienstleistung handelt. Würde das Unternehmen diese Leistung ohne zusätzliches Entgelt, etwa aus eigenem Interesse, erbringen, so läge kein öffentlicher Auftrag vor. Jedoch wird man annehmen müssen, dass es für den zusätzlichen Aufwand eine Vergütung seitens der Behörde erhält. Selbst wenn diese als Aufwandsentschädigung oder ähnliches bezeichnet würde und kein Gewinnanteil darin kalkuliert wäre, mangelte es nicht an einem öffentlichen Auftrag, da in jeden Fall ein Entgelt im Sinne des § 99 Abs. 1 GWB gezahlt würde. So hat auch der EuGH in anderem Zusammenhang<sup>173</sup> jedenfalls im Grundsatz eine Vergütung nach Aufwand nicht als auftragsirrelevant angesehen.

### c) Schwellenwert

Dem Kartellvergaberecht unterliegen nur Aufträge, deren Auftragswert mindestens den jeweils anwendbaren Schwellenwert erreicht oder überschreitet (§ 100 Abs. 1 GWB). Für Dienstleistungsaufträge liegt dieser Schwellenwert im Nichtsektorenbereich (§ 2 Abs. 1 VgV i. V. m. Art. 7 lit. b) Richtlinie 2004/18/EG<sup>174</sup> in

<sup>173</sup> EuGH, Urt. v. 19.4.2007, Rs. C-295/05 – Asemfol Tragsa, Slg. 2007, I-2999.

<sup>174</sup> VKR: Richtlinie 2004/18/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 31.3.2004 über die Koordinierung der Verfahren zur Vergabe öffentlicher Bauaufträge, Lieferaufträge und Dienstleistungsaufträge, ABl. EU, Nr. L 134, S. 114; abgelöst durch die Richtlinie 2014/24/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.2.2014 über die öffentliche Auftragsvergabe und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/18/EG, Amtsblatt Nr. L 94, S. 65.

der Fassung von Art. 2 Nr. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 1336/2013 der Kommission<sup>175</sup>) bei € 207.000,00. Wird der Auftrag von einer obersten Bundesbehörde, etwa dem BMWi, vergeben, so verringert sich dieser Schwellenwert auf € 143.000,00 (§ 2 Abs. 1 VgV i. V. m. Art. 7 lit. a) Richtlinie 2004/18/EG in der Fassung von Art. 2 Nr. 2 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 1336/2013 der Kommission).

#### d) Mögliche Ausnahmen

Fraglich ist, ob im vorliegenden Falle eine Ausnahmebestimmung greifen könnte. §§ 100 ff. GWB enthalten einen abschließenden Katalog von Ausnahmebestimmungen. Gemäß § 100 Abs. 4 Nr. 2 GWB sind von der Anwendung des Vergaberichts ausgenommen,

*„Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen, es sei denn, ihre Ergebnisse werden ausschließlich Eigentum des Auftraggebers für seinen Gebrauch bei der Ausübung seiner eigenen Tätigkeit und die Dienstleistung wird vollständig durch den Auftraggeber vergütet.“*

Es müsste sich bei der Teilnahme an der RIZ um eine Forschungs- und Entwicklungsdienstleistung handeln. Parallele Messungen in Netzen, etwa um bestimmte Lastentwicklungen zu ermitteln, eine alternative Netzentgeltkalkulation etc. könnten möglicherweise als Forschungs- und Entwicklungsleistungen angesehen werden. Der Begriff der Forschung wird weder in der Richtlinie noch im AEU-Vertrag (vgl. Art. 179-190 AEUV) erschöpfend definiert. Jedoch soll Einigkeit darüber bestehen, dass darunter eine auf den planmäßigen und zielgerichteten Gewinn neuer Erkenntnisse gerichtete Tätigkeit zu verstehen ist, ungeachtet dessen, ob es sich um Grundlagenforschung oder um angewandte Forschung handelt.<sup>176</sup> Auch hier stellt sich freilich wieder die Frage, ob das Vergaberecht, welches wiederum auf dem Unionsrecht, namentlich auf den Vergaberichtlinien, basiert, eine Erprobung gesetzgeberischer Instrumente als Forschung und Entwicklung ansieht. Es ist zweifelhaft, ob ein so weites Verständnis der Forschung angezeigt ist. Ziel der Ausnahme ist es nämlich, Beiträge zur Finanzierung von Forschungsprogrammen unter bestimmten Voraussetzungen von der Richtlinie auszunehmen.<sup>177</sup> Die Unterstützung der Forschung und Entwicklung soll dazu beitragen, die wissenschaftlich-technischen Grundlagen der Industrie in der Europäischen Union zu stärken, wozu

<sup>175</sup> Verordnung (EU) Nr. 1336/2013 der Kommission vom 13.12.2013 zur Änderung der Richtlinien 2004/17/EG, 2004/18/EG und 2009/81/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Schwellenwerte für Auftragsvergabeverfahren, ABl. L 335/17.

<sup>176</sup> Hailbronner in: Byok/Jaeger, Kommentar zum Vergaberecht, 3. Aufl. 2011, § 100 GWB, Rn. 63.

<sup>177</sup> Hailbronner, a. a. O., Rn. 62.

auch die Öffnung der öffentlichen Beschaffungsmärkte einen Beitrag leisten soll.<sup>178</sup> Unter Berücksichtigung dessen ist es problematisch, im vorliegenden Falle eine Forschung anzunehmen. Angesichts des Umstandes, dass Ausnahmen vom Anwendungsbereich einer Richtlinie und damit des Unionsrecht immer eng auszulegen sind, ist im vorliegenden Fall davon auszugehen, dass die Ausnahmebestimmung des Art. 100 Abs. 4 Nr. 2 GWB keine Anwendung findet. Die weitere Voraussetzung der Norm, dass die Ergebnisse der Forschung nicht ausschließlich Eigentum des Auftraggebers für seinen Gebrauch sein dürfen, wäre dagegen leicht zu erfüllen, indem entsprechende vertragliche Vereinbarungen getroffen werden, welche dahin gehen, dass sämtliche Erkenntnisse an die zuständige Behörde, etwa die Landesregulierungsbehörde oder die Bundesnetzagentur, zu übermitteln sind.

#### e) **Schlussfolgerung**

Damit ist davon auszugehen, dass für den Fall der Überschreitung des Schwellenwertes die Indienstrafe von Netzbetreibern zur Teilnahme an einer RIZ bei Zahlung einer Aufwandsentschädigung für den entstehenden Mehraufwand durchaus als öffentlicher Auftrag im Sinne des § 99 Abs. 1 GWB zu erblicken wäre und für den Fall der Überschreitung des Schwellenwertes von € 134.000 (bei Beauftragung durch Bundesbehörden) bzw. € 207.000 eine Ausschreibung gemäß den Bestimmungen des Vierten Teils des GWB, der VgV und des 2. Abschnitts der VOL/A (vgl. § 4 Abs. 1 VgV) zu erfolgen hätte.

#### 2) **Durchführung der Ausschreibung**

§ 4 VgV regelt, welche Bestimmungen der VOL/A bei der Vergabe von Liefer- und Dienstleistungsaufträgen anwendbar sind. Hinsichtlich von Dienstleistungsaufträgen wird zwischen prioritären und nicht prioritären Dienstleistungsaufträgen unterschieden. Für Aufträge, die zu einer Kategorie des Teils A der Anlage 1 zur VgV gehören, findet der gesamte 2. Abschnitt der VOL/A Anwendung (§ 4 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 VgV). Für solche Dienstleistungen, die in einer Kategorie des Teils B der Anlage 1 zur VgV zu verorten sind, finden die Bestimmungen des 2. Abschnitts der VOL/A nur eingeschränkt Anwendung, nämlich lediglich die Bestimmungen des § 8 EG VOL/A, § 15 EG Abs. 10 VOL/A und § 23 EG VOL/A sowie die Bestimmungen des 1. Abschnitts der VOL/A mit Ausnahme des § 7 VOL/A (§ 4 Abs. 2 Nr. 2 VgV). Würden vorliegend die Tätigkeiten der Netzbetreiber als Forschungs- und Entwicklungsleistungen angesehen, was oben allerdings verneint

<sup>178</sup> *Hailbronner*, a. a. O., Rn. 62 unter Hinweis auf den 9. Erwägungsgrund zur ehemaligen Richtlinie 92/50/EWG, Amtsblatt EG 1992, L 209, S. 1 (und 2).

wurde, handelte es sich um eine prioritäre Dienstleistung nach Kategorie 8 des Teils A des Anhangs 1. Aber hier ist eher daran zu denken, dass es sich lediglich um sonstige Dienstleistungen im Sinne der Kategorie 27 des Teils B des Anhangs 1 handelt, so dass nicht sämtliche Vorschriften der VOL/A anwendbar sind. Insbesondere gilt keine Verpflichtung zu einer Vorabtransparenz.

#### **D. Schlussfolgerungen für die Einführung einer RIZ mit Anpassung des rechtlichen Rahmens**

Auf der Grundlage der oben dargestellten Prüfungen können folgende Ergebnisse abgeleitet werden, die nachfolgend hinsichtlich der aus Sicht der Verfasser wesentlichen Punkte zusammengefasst werden sollen.

Die vorgenommenen Untersuchungen haben zunächst gezeigt, dass die Einführung einer RIZ als unzulässig einzustufen wäre, wenn darin vom aktuell geltenden Rechtsrahmen abgewichen würde. Dieser Befund gilt sowohl für eine RIZ, die Handlungen privater Rechtssubjekte zum Gegenstand hätte, als auch für eine RIZ, die auf Maßnahmen hoheitlicher Rechtssubjekte beruhen würde. Im Zusammenhang mit letzterer Feststellung ist auch die bei der Prüfung getroffene Feststellung von Bedeutung, dass eine RIZ auf der Ebene von behördlichen Entscheidungen nach den aktuell geltenden Gesetzen und Verordnungen ebenfalls nicht zulässig wäre. Hintergrund ist, dass die insoweit relevanten Ermächtigungsnormen nicht die Möglichkeit vorsehen, bei dem Erlass von regulierungsbehördlichen Entscheidungen Ausnahmen in zeitlicher und örtlicher Hinsicht, wie es für die Einführung einer RIZ erforderlich wäre, zuzulassen.

Als erste wesentliche Schlussfolgerung der vorliegenden Begutachtung ist daher festzuhalten, dass eine RIZ, in der mögliche Abweichungen vom aktuell geltenden Rechtsrahmen in der Praxis getestet werden könnten, nur nach einer Anpassung der hierfür maßgeblichen gesetzlichen Vorgaben in Betracht kommt.

Ausgehend von diesem Ergebnis haben die weiteren Untersuchungen ergeben, dass eine allgemeine Regelung zur Einführung einer RIZ im Sinne einer „General Klausel“ insbesondere mit verfassungsrechtlich verankerten Grundsätzen unvereinbar wäre. Soweit die Anpassung des rechtlichen Rahmens für die Einführung einer RIZ beabsichtigt sein sollte, wird daher anhand des im jeweiligen Einzelfall mit der RIZ zu erprobenden Gegenstandes zu prüfen sein, wie die hierfür zu schaffende Rechtsgrundlage ausgestaltet werden muss. Dabei wird insbesondere zu beachten sein, dass die mit Einführung einer RIZ verbundene Differenzierung zwischen den Marktakteuren, die den aktuell geltenden rechtlichen Vorgaben unterliegen und denjenigen, die davon probeweise im Rahmen einer RIZ abweichen,

sachlich gerechtfertigt werden kann, so dass hieraus kein Verstoß gegen den verfassungsrechtlich in Art. 3 GG verankerten Gleichheitsgrundsatz folgt.

Soweit die Einführung einer RIZ damit verbunden sein sollte, dass den daran teilnehmenden Unternehmen Ausgleichsleistungen für einen entstehenden Mehraufwand zukommen, wäre weiter im jeweiligen Einzelfall sorgfältig zu prüfen, ob hiermit ggf. der Tatbestand einer europarechtlich unzulässigen Beihilfe verbunden sein könnte.

Die Feststellung, dass allgemeingültige Aussagen hinsichtlich der zur Einführung einer RIZ vorzunehmenden Anpassung des Rechtsrahmens nicht getroffen werden können, vielmehr in jedem Einzelfall eine gesonderte Prüfung vorgenommen werden muss, ist aus Sicht der Verfasser als zweite wesentliche Schlussfolgerung der vorliegenden Begutachtung anzusehen.

Anhand der Prüfung der im Diskussionspapier genannten Projektideen bzw. Projektbeispiele konnte gezeigt werden, welche rechtlichen Hemmnisse zur Einführung einer RIZ in dem jeweils betrachteten Einzelfall bestehen und welche Optionen bestehen, um diese Hemmnisse durch Anpassung des geltenden Rechtsrahmens zu überwinden. Es wurde dabei festgestellt, dass ein Teil der in den konkreten Projektideen vorgesehenen Maßnahmen gegen derzeit geltende rechtliche Vorgaben verstoßen würde und daher insoweit eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen notwendig wäre. Für andere in den Projektideen vorgesehene Maßnahmen wurde indes festgestellt, dass diese bereits unter dem heutigen Rechtsrahmen möglich wären. Ein Hemmnis ergibt sich in diesen Fällen auf praktischer Ebene dadurch, dass die Umsetzung der in den Projektideen genannten Maßnahmen nicht wirtschaftlich sinnvoll bzw. sogar mit wirtschaftlichen Risiken für die betroffenen Marktakteure verbunden ist. Bei der Anpassung des rechtlichen Rahmens wird daher neben der Frage der Zulässigkeit bestimmter Verhaltensweisen auch zu beachten sein, dass entsprechende wirtschaftliche Anreize für eine Änderung von Verhaltensweisen gesetzt werden. Dabei wäre jedoch in jedem Einzelfall zu prüfen, ob eine Anpassung des Rechtsrahmens gegen höherrangiges nationales Recht oder europarechtliche Vorgaben - insbesondere zu Beihilfen - verstoßen könnte.



Stefan Missling  
Rechtsanwalt



Dr. Sascha Michaels  
Rechtsanwalt



Heiko Lange  
Rechtsanwalt



Dr. Michael Weise  
Rechtsanwalt