

# Positionspaper zum Regulierungsrahmen für Netze in der Transformationssituation der Energiewende

Jochen Kreusel, Albert Moser, Tobias Pletzer<sup>1</sup>

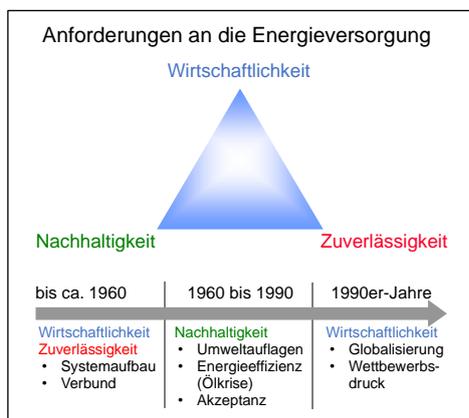
Die Energiewende ist eine tiefgreifende technische und wirtschaftliche Transformation der elektrischen Energieversorgung. Wirtschaftlich bedeutet sie den Übergang von einem System mit nennenswertem Anteil variabler Kosten zu einem fixkostendominierten System, technisch führen Standortbindung und Dargebotsabhängigkeit der Einspeisungen sowie Dezentralität zu neuen Aufgaben. Es ist davon auszugehen, dass die bisherigen rechtlichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der neuen Situation nicht ohne Anpassungen gerecht werden. Dabei ist zwischen dem Regelwerk für den Endzustand, also dem Zielbild, und dem Transformationspfad dorthin zu unterscheiden. In diesem Papier wird abgeleitet, warum die Transformationssituation der Energiewende eine Ergänzung des Regulierungsrahmen erfordert, so dass die Weiterentwicklung der Netze ausreichend schnell und unter konsequenter Nutzung von Innovationschancen erfolgt.

<b>1.</b>	<b>Ausgangssituation: Netzregulierung im Kontext der Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung</b>	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>Anforderungen an die Netze im Verlauf der Energiewende</b>	<b>3</b>
2.1	Konsequenzen der Transformationssituation für den Regulierungsrahmen	3
2.2	Generelle Überlegungen zu Innovationsanreizen in Netzen	3
<b>3.</b>	<b>Innovationsbarrieren im aktuellen Regulierungsrahmen</b>	<b>4</b>
<b>4.</b>	<b>Notwendige Ergänzungen und Anpassungen des Regulierungsrahmens</b>	<b>6</b>
<b>5.</b>	<b>Referenzen</b>	<b>7</b>
<b>6.</b>	<b>ANHANG: Beispiele von Innovationen, die im heutigen Regulierungsrahmen unterbleiben</b>	<b>9</b>
6.1	Automatisierung der Sekundärverteilungsebene	9
6.2	Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)	9
6.3	Digitale Konnektivität	10

---

<sup>1</sup> mit Unterstützung von S. Fechner, M. Hinrichsen, R. Lukic, L. Schmidt, A. Sitzmann

## 1. Ausgangssituation: Netzregulierung im Kontext der Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung



Seit ihren Anfängen hat sich die elektrische Energieversorgung dem Anforderungsdreieck aus Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit stellen müssen. Im Lauf der Zeit haben sich die Schwerpunkte immer wieder geändert. Stand am Anfang vor allem die Beherrschung der anspruchsvollen, neuen Technik sowie des enormen Finanzierungsbedarfs für den Aufbau im Vordergrund, so rückten in der Mitte des 20. Jahrhunderts, mit zunehmendem Erfolg der elektrischen Energie, die Umweltauswirkungen ins

Zentrum der Aufmerksamkeit. In den 90er-Jahren, unter dem Wettbewerbsdruck der zunehmenden Globalisierung, änderten sich die Prioritäten erneut. Unter der Annahme, man habe es mit einer vollständig aufgebauten und funktional zu Ende entwickelten Infrastruktur zu tun, entstand die Idee der Liberalisierung. Ihr Ziel war es, mit marktwirtschaftlichen Mitteln einen möglichst effizienten Einsatz der bestehenden Infrastruktur sicherzustellen.

*Die Grundannahme von Entflechtung und Liberalisierung war, ein bestehendes System ohne grundsätzlichen Veränderungsbedarf möglichst effizient zu betreiben.*

Die Optimierung des Betriebs erfolgte auf der Erzeugungsseite über lang- und mittelfristige Märkte sowie Spotmärkte, während die Netze als natürliche Monopole staatlich reguliert wurden. In den ersten Jahren, als die Aufgabe der Märkte im Wesentlichen war, die gewachsene und zur Versorgungsaufgabe passende Infrastruktur optimal zu betreiben, reichte dieser Rahmen aus.

Im weiteren Verlauf, als sich die räumliche Verteilung der Erzeugungskapazität wegen Kraftwerksneubauten und dem Wachstum der standortabhängigen erneuerbaren Energien veränderte, wurde die Regulierung der Netze um Prozesse für die strukturelle Weiterentwicklung ergänzt. Hier ist vor allem auf die mit dem 3. Energiepaket der Europäischen Union aus dem Jahr 2009 [1, 2] eingeführten europäischen und nationalen Netzentwicklungsprozesse hinzuweisen. Damit war die Notwendigkeit struktureller Anpassungen der Netze bei unveränderter Funktionalität ausreichend adressiert, allerdings vor allem auf Übertragungs-, weniger auf Verteilungsebene<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Mit strukturellen Anpassungen der Netze ist die Veränderung der Netze durch Neu- oder Umbau von Leitungen oder deren Verstärkung gemeint. Funktionalität der Netze beschreibt alle Funktionen, welche die technische Infrastruktur bieten muss, um den Netzbetreibern die Erfüllung ihrer Aufgaben im Systemkontext zu ermöglichen. Ein Beispiel für eine neue Funktionalität ist die Kommunikation mit dezentralen, aktiven Betriebsmitteln von Netznutzern (Einspeiser und Verbraucher), um sie in die Systembetriebsführung einzubinden (beispielsweise beim intelligenten Laden von Elektrofahrzeugen).

## **2. Anforderungen an die Netze im Verlauf der Energiewende**

### **2.1 Konsequenzen der Transformationssituation für den Regulierungsrahmen**

Seit Beginn der Entflechtung betrachtet die Regulierung die Netze als eigenständige Wertschöpfungsstufe und misst ihren Erfolg auf Basis von Erfahrungswerten aus der Vergangenheit sowie der Qualität der aktuellen Leistungserbringung. Implizit wird dabei angenommen, dass Veränderungen und Innovationen ausschließlich dazu dienen, den Netzbetrieb innerhalb des durch die Regulierung definierten unternehmerischen Rahmens und bei gegebener, gleichbleibender Funktionalität zu verbessern.

Die Annahme gleichbleibender Funktionalität reicht allerdings nicht aus, um die Energiewende zu meistern. Zunehmende Dynamik und Dezentralität erfordern neue Funktionen. Beispiele sind Spannungsregelung in der Sekundärverteilung, generell Engpassmanagement in den Verteilungsnetzen, digitale

*Die Annahme gleichbleibender Funktionalität reicht nicht aus, um die Energiewende zu meistern.*

Konnektivität dezentraler Betriebsmittel, beispielsweise zur Realisierung dezentraler Flexibilität, und schnelle Marktprozesse zur Nutzung untertägiger Märkte. Die Umstellung der Erzeugung von verhältnismäßig wenigen, steuerbaren und überwiegend verbrauchsnahe und netzverträglich platzierten

Großkraftwerken hin zu einer Vielzahl kleiner und kleinster Anlagen mit hoher Einspeisedynamik und zum Teil verbrauchsferner Konzentration ist eine grundlegende Änderung des technischen Systems der elektrischen Energieversorgung. Strukturelle Veränderungen und Innovation sind dabei nicht mehr nur eine Option zur Verbesserung der wirtschaftlichen Effizienz, sondern vor allem eine Notwendigkeit zur erfolgreichen Beherrschung der Veränderung. Daraus folgt, dass die Weiterentwicklung der Netze im gesetzlichen und regulatorischen Rahmen einen höheren Stellenwert als in der Vergangenheit bekommen muss. Sofern netztechnische Maßnahmen für die Weiterentwicklung des Gesamtsystems erforderlich sind und nicht nur dem handelnden Unternehmen nützen, können technische Ausgestaltung und Einführungsgeschwindigkeit konsequenterweise nicht mehr allein der unternehmerischen Entscheidung einzelner Netzbetreiber überlassen werden. Im Folgenden werden deshalb Innovationsanreize und -barrieren diskutiert.

*Die Weiterentwicklung der Netze muss im gesetzlichen und regulatorischen Rahmen einen höheren Stellenwert als in der Vergangenheit bekommen.*

### **2.2 Generelle Überlegungen zu Innovationsanreizen in Netzen**

Um den Einfluss von Innovationen in den Netzen der elektrischen Energieversorgung vollständig zu verstehen, muss man sich vergegenwärtigen, dass Netze, wie alle Infrastrukturen, kein für sich allein stehender Geschäftsgegenstand sind. Netze haben eine katalytische Funktion, sie ermöglichen das Zusammenwirken ihrer Nutzer im Kontext des Gesamtsystems. Innovation in Netzen hat deshalb grundsätzlich zwei Wirkungsrichtungen: Sie kann entweder zu Verbesserungen innerhalb der Netze beitragen

oder aber zu solchen auf der Seite der Netznutzer. Tabelle 1 enthält die drei wesentlichen Innovationsfälle, die zu unterscheiden sind, und zeigt auf, ob sie im Regulierungsrahmen unterstützt werden.

Innovationsart	Beispiele	berücksichtigt im Anreizrahmen?
Prozessinnovationen oder innovativer Einsatz bekannter Technologien zur Erbringung einer unveränderten Leistung	Automatisierung in der Sekundärverteilung für schnellere Fehlerlokalisierung und -klärung sowie mehr Transparenz	ja
Einsatz innovativer Technologien zu Erbringung einer unveränderten Leistung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SVC<sup>3</sup> zur Blindleistungsbereitstellung</li> <li>• HGÜ<sup>4</sup>-Verbindungen</li> <li>• dynamisches (n-1)-Kriterium</li> </ul>	ja
Prozessinnovationen, innovativer Einsatz bekannter Technologien oder innovative Technologien zur Erweiterung der Leistung oder zur Beeinflussung externer Effekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungsregelung in der Sekundärverteilung, um mehr dezentrale Erzeugung anschließen zu können</li> <li>• Management dezentraler Einspeiser oder Verbraucher zur Vermeidung von Spitzen</li> <li>• Digitale Konnektivität als Voraussetzung neuer Dienstleistungen aus dem Wettbewerbsmarkt</li> </ul>	nein

Tabelle 1: Unterschiedliche Arten von Innovation in den Netzen der elektrischen Energieversorgung

Deutlich wird bereits hier, dass zwei der drei Innovationsarten der Verbesserung einer gegebenen Leistungserbringung dienen. Sie erfordern keine Veränderungen in der Funktionalität der Netze und

*Die Anreizregulierung unterstützt prinzipbedingt die funktionale Weiterentwicklung der Netze nicht.*

werden grundsätzlich vom Anreizrahmen unterstützt. Die dritte Art, die Bereitstellung neuer Funktionen für die Netznutzer, wird dagegen grundsätzlich nicht unterstützt. Unter der zu Beginn der Entflechtung zutreffenden Annahme einer gleichbleibenden Funktionalität war diese Einschränkung

zulässig, im Umfeld einer grundlegenden Systemveränderung ist sie es dagegen nicht.

### 3. Innovationsbarrieren im aktuellen Regulierungsrahmen

Zunächst gibt es im deutschen Regulierungsrahmen zwei grundsätzliche Restriktionen für Innovationsaufwendungen von Netzbetreibern. Erstens sieht die Regulierung Innovationsaufgaben bei Netzbetreibern in Normalfall gar nicht vor. Die einzige Ausnahme stellt die Beteiligung an öffentlich geförderten Projekten dar, bei denen durch die mit der Mittelbewilligung verbundene Begutachtung eine

<sup>3</sup> SVC: Static Var Compensator, statische (elektronische) Blindleistungskompensationseinrichtung

<sup>4</sup> HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Rechtfertigung als gegeben angesehen wird. Allerdings werden solche Projekte für Teilnehmer aus der Privatwirtschaft, zu der auch Netzbetreiber zählen, grundsätzlich nur teilgefördert.

Dies führt zum zweiten Problem des deutschen Rahmens, das sich aus der auf die Verteilungsnetzbetreiber bezogene Ermittlung der Netzentgelte ergibt. Investiert ein Verteilungsnetzbetreiber in diesem Rahmen in Innovationen, die nicht zu einer Kostensenkung in seinem Netzgebiet führen, erhöht er die lokale Kostenbasis und damit die Netznutzungsgebühren für die an sein Netz angeschlossenen Letztverbraucher. Dieser Fall tritt beispielsweise im Rahmen der Kopernikus-Projekte auf, von denen einerseits erwartet wird, dass sie Lösungen von grundsätzlicher Bedeutung identifizieren und demonstrieren. Andererseits werden diese Lösungen aber nur in wenigen ausgewählten Netzen realisiert, so dass die finanzielle Belastung der allgemein relevanten Entwicklung nur die an diese Netze angeschlossenen Verbraucher trifft.

Neben diesen Hemmnissen, die eher Implementierungsschwächen innerhalb des gegebenen Rahmens sind, gibt es weitere, grundlegendere, systematische Barrieren für Innovationen aller drei bereits eingeführten Arten, die in Tabelle 2 zusammengefasst sind.

Innovationsart	Anreizrahmen	Barrieren (Beispiele)
Prozessinnovationen oder innovativer Einsatz bekannter Technologien zur Erbringung einer unveränderten Leistung	Anreiz- und Qualitätsregulierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amortisierung erst in späteren Regulierungsperioden</li> <li>• Unzulänglichkeiten des Benchmarkings</li> </ul>
Einsatz innovativer Technologien zu Erbringung einer unveränderten Leistung	Anreiz- und Qualitätsregulierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie in der vorherigen Zeile</li> <li>• zusätzlich Fehlen eines Bezugsrahmens für den Reifegrad neuer Lösungen</li> </ul>
Prozessinnovationen, innovativer Einsatz bekannter Technologien oder innovative Technologien zur Erweiterung der Leistung oder zur Beeinflussung externer Effekte	keine intrinsische Motivation, da Aufwand und Nutzen nicht in derselben Verantwortung liegen	(entfällt mangels Motivation)

Tabelle 2: Innovationsarten und mögliche Barrieren (detaillierte Beschreibung einiger Beispiele im Anhang)

Grundsätzlich ist der erste Innovationsfall im bestehenden Rahmen vollständig berücksichtigt. Tatsächlich gibt es allerdings bereits in diesem Fall Barrieren, deren gravierendste wohl die nicht zu den Regulierungsperioden passende Langfristigkeit von Innovationseffekten ist. Ein Beispiel ist die Einführung von Fernüberwachung und -steuerung in der Sekundärverteilung: Einen effizienzsteigernden Effekt wird sie erst haben, wenn ein ausreichend hoher Anteil von Ortsnetzstationen entsprechend ausgerüstet und die Netzführungssysteme entsprechend erweitert sind. Im Interesse wirtschaftlicher Effizienz wird die erforderliche Feldtechnik vorwiegend dann installiert, wenn ohnehin an

*Auch bei Innovationen, die prinzipiell in der Anreizregulierung berücksichtigt sind, besteht Handlungsbedarf.*

der Primärtechnik – den Ortsnetzstationen – gearbeitet werden muss. Das impliziert einen langsamen Aufbau der Feldtechnik mit einer langen, über eine Regulierungsperiode hinausgehenden Investitionsphase.

Beim zweiten Innovationsfall, dem Einsatz neuer technischer Lösungen für bekannte Aufgaben, kommt als weitere Barriere hinzu, dass der Gesetzgeber einerseits die Beachtung der anerkannten Regeln der Technik fordert, dass aber andererseits die vorhandenen institutionalisierten Mechanismen zur Festlegung dieser anerkannten Regeln teilweise sehr lange dauern. In Deutschland gilt nach § 49 Abs. 2

*Es gibt derzeit keinen ausreichend schnellen Prozess zur Beurteilung des Reifegrads neuer Lösungen.*

EnWG eine gesetzliche Vermutung des sicheren Betriebs bei Einhaltung der VDE-Regeln, die sowohl Standards und Normen (DKE) als auch Anwendungsregeln (FNN) umfassen. Dieser Rahmen war zu Zeiten, in denen Innovation überwiegend eine im Prinzip auch verzichtbare Option war,

möglicherweise ausreichend. Im heutigen Umfeld dagegen, in dem Innovation aus den bereits erläuterten Gründen angeregt und beschleunigt werden sollte, sollte er um einen Mechanismus ergänzt werden, der die Einsetzbarkeit neuer Lösungen auch vor Abschluss langwieriger Standardisierungsprozesse ermöglicht, sofern der Nutzen entsprechend hoch bewertet werden kann.

Noch gravierender ist aber das Fehlen von Anreizen für die dritte Innovationsart. Eine proaktive Ausstattung der Netze, beispielsweise, um besser auf höhere Anschlussgrade dezentraler Erzeugung vorbereitet zu sein, oder die Übernahme neuer Aufgaben, die mit erhöhten Kosten verbunden sind, ist im Regulierungsrahmen aus Anreiz- und Qualitätsregulierung schlicht nicht vorgesehen, da dieser ausschließlich auf die unternehmerische Optimierung der Netzbetreiber bei als gegeben und statisch angenommener Aufgabe ausgerichtet ist. Dies wird ausführlich zum Beispiel in [3] diskutiert und mit besonderem Fokus auf Übertragungsnetzbetreiber in [4].

#### **4. Notwendige Ergänzungen und Anpassungen des Regulierungsrahmens**

Die Umstellung der Energieversorgung auf klimaneutrale Quellen erfordert umfangreiche Anpassungen des Regulierungsrahmens. Zum einen wird ein Marktdesign für ein integriertes Energiesystem benötigt, das konsistente Preissignale über alle Sektoren gibt und so eine möglichst optimale Nutzung unterschiedlicher Sekundärenergieträger fördert. Darüber hinaus muss das Marktdesign des elektrischen Teilsystems den Rahmen für Bau, Betrieb und Instandhaltung eines Systems bilden, das charakterisiert wird durch einen nur noch sehr geringen Anteil variabler Kosten (Kosten für Primärenergie) und Bedarf für Flexibilität für die Integration variabler, dargebotsabhängiger Einspeisung.

Eine besondere Herausforderung liegt bei den Netzen als der das Energiesystem technisch integrierenden Infrastruktur vor. Die Aufgabe lautet hier nämlich nicht nur, bekannte technische Lösungen zur rechten Zeit am rechten Ort zu haben, sondern während des Übergangs systemweit wirkende, neue

technische Lösungen zu entwickeln und koordiniert und ausreichend schnell zu installieren. Diese Aufgabe ist am ehesten mit der phasenweisen Weiterentwicklung der Mobilfunknetze mit den unterschiedlichen Generationen der Mobilfunkstandards zu vergleichen. Diese Generationen werden in Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden, organisiert in der ITU<sup>5</sup>, Netzbetreibern, organisiert in der 3GPP<sup>6</sup>, und Technologieanbietern, organisiert in der GSMA<sup>7</sup>, spezifiziert, und ihre Einführung wird abgestimmt.

Überträgt man dieses Prinzip auf den Regulierungsrahmen für die Netze der elektrischen Energieversorgung, ergeben sich die folgenden drei zentralen Elemente

- kollaborative Definition zukünftig erforderlicher Funktionalitäten
- Entwicklung und Validierung von Lösungen zur Realisierung dieser Funktionalitäten
- koordinierte Realisierung der erforderlichen technischen Maßnahmen, insbesondere so, dass neue Systemfunktionen, die abgestimmte Maßnahmen mehrere Akteure erfordern, verlässlich eingeführt werden können.

Diese Elemente könnten entweder direkt regulatorisch umgesetzt werden, etwa durch eine Konkretisierung der Investitionsregulierung, oder indirekt durch Anreizsetzung. Im derzeitigen Rahmen wären zur Einführung eines dieser Ansätze umfangreiche rechtliche Anpassungen notwendig. Vor dem Hintergrund einer zukünftig stärker unabhängigen Regulierungsbehörde, die nicht mehr an einen detaillierten Verordnungsrahmen gebunden ist, kann auch die Bundesnetzagentur selbst den Regulierungsrahmen in diesem Sinne weiterentwickeln.

## 5. Referenzen

- [1] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
- [2] Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.
- [3] Brunekreeft, G.; Kuszniir, J.; Meyer, R.  
Output-orientierte Regulierung - ein Überblick.  
Bericht im Rahmen des Forschungsprojekts „ARegV3.0“, gefördert unter Nummer FKZ 329-18 von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg  
Bremen Energy Working Papers Nr. 35, Jacobs University Bremen, 2020
- [4] [Smart incentives for TSOs reports. Volumes 1 and 2.](#)  
[Bericht von Oxera für TenneT, 11. Juli 2018](#)

---

<sup>5</sup> ITU: International Telecommunication Union, Internationale Fernmeldeunion

<sup>6</sup> 3GPP: 3rd Generation Partnership Project (3GPP)

<sup>7</sup> GSMA: GSM Association (GSM: Global System for Mobile Communications, früher Groupe Spécial Mobile)

- [5] Appelrath, H.-J.; Kagermann, H.; Mayer, C. (Hrsg.):  
Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie (acatech STUDIE).  
Springer-Verlag, Heidelberg u. a., 2012

## **6. ANHANG: Beispiele von Innovationen, die im heutigen Regulierungsrahmen unterbleiben**

### **6.1 Automatisierung der Sekundärverteilungsebene**

Historisch sind die Netze der Sekundärverteilung, also Teile der Mittel- und die gesamte Niederspannungsebene, überwiegend nicht fernüberwacht oder -gesteuert. Die Gründe dafür sind vielfältig, wesentlich ist aber, dass es unter den bisherigen Randbedingungen keine zwingende Notwendigkeit gab. Allerdings ist, nicht zuletzt wegen des technischen Fortschritts und der damit verbundenen Kostensenkung in der Automatisierungstechnik, schon lange bekannt, dass eine bessere Transparenz in diesem Teil der Netze vorteilhaft im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Versorgungszuverlässigkeit ist – im Wesentlichen wegen der schnelleren Fehlerlokalisierung und -klärung bei Störungen.

Eine besondere Herausforderung in der elektrischen Energieversorgung ist die lange Lebensdauer der Anlagen. Sie führt, gerade in der Sekundärverteilung, in der über 90 % aller installierten Netzanlagen zu finden sind, zu einer sehr großen Vielfalt an technischen Lösungen, die eine systematische Nachrüstung der Anlagen mit der für die Automatisierung erforderlichen Mess- und Steuerungstechnik praktisch ausschließt. Stattdessen wird man die Stationen vorwiegend dann mit der entsprechenden Technik ausrüsten, wenn ohnehin an ihnen gearbeitet werden muss.

Diese Vorgehensweise ist einerseits kosteneffizient, führt aber andererseits zu einer langen Vorlaufzeit, bis ausreichend viele Stationen ausgerüstet sind und sich der Nutzen im Netzbetrieb entfalten kann. Diese Vorlaufzeit wird sich in jedem Fall über mehr als eine Regulierungsperiode erstrecken, sie kann mehrere Perioden in Anspruch nehmen. In den ersten Phasen bedeutet ein solches Programm also zusätzlich Kosten ohne Effizienzgewinn, was in der Anreizregulierung nicht unterstützt wird.

### **6.2 Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)**

Vor gut 15 Jahren begann in Deutschland die Diskussion über den Einsatz innovativer Elemente, hier vor allem der Kombination von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in Verbindung mit Erdkabeln, in den Übertragungsnetzen. Zu Recht haben die Übertragungsnetzbetreiber damals darauf hingewiesen, dass sie erstens generell keine Betriebserfahrung mit dieser Technik hatten und dass zweitens speziell die diskutierten Kabeltypen für Spannungen von 320 kV und inzwischen 525 kV neue Entwicklungen seien. Auch, wenn dieses spezielle Beispiel in Deutschland inzwischen per Gesetz gelöst worden ist, werden an ihm mehrere weiterhin ungelöste Mängel des Regulierungsrahmens deutlich:

- Die Netzbetreiber sind für die Versorgungszuverlässigkeit verantwortlich und sie sind verpflichtet, die anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Es gibt aber keinen institutionellen Prozess, in den neue Technologien eingebracht werden können und in dem ihre Reife bestätigt wird.

- Des Weiteren ist eine Grundannahme der Netzregulierung, dass Netzbetrieb ein risikoarmes Geschäft ist. Insbesondere Innovationsrisiken sind nicht vorgesehen. Der Aufbau von Erfahrung mit neuen Technologien hingegen birgt Risiken auch im Netzbetrieb – wie in allen technologischen Bereichen.

### **6.3 Digitale Konnektivität**

Bereits im Jahr 2012 hat eine acatech-Arbeitsgruppe auf die Bedeutung einer universellen digitalen Konnektivität für die Koordination eines hochgradig dezentralen Energieversorgungssystems hingewiesen [5]. Eine praktische Umsetzung dieses Gedankens hätte zum Beispiel bedeuten können, dass die Netzbetreiber beauftragt worden wären, Voraussetzung dafür zu schaffen, absehbare dezentrale Einspeiser und Ladeeinrichtungen für die im Jahr 2020 erwartete erste Million von Elektro-PKW steuern zu können. Zu der Zeit wäre das eine Vorab-Investition ohne existierendes Problem gewesen – aber wenn man sie getätigt hätte, hätten die aktuellen, wenig zielführenden Diskussionen über die Notwendigkeit der Steuerung von Ladeeinrichtungen und die Übernahme der dadurch verursachten Kosten vermieden werden können.

Die offensichtliche Infrastruktur zur Realisierung dieser Konnektivität wäre die Smart-Meter-Infrastruktur gewesen. Statt sie aber in diesem Sinne vorwärtsgewandt zu diskutieren, hat man die Einführung von Smart Metern in Deutschland ausschließlich an den damals und heute aktuellen Problemen des Netzbetriebs (also der tradierten Funktionalität der Netze) ausgerichtet, weil im derzeitigen Rechts- und Regulierungsrahmen nur solche Kosten durch die Netznutzungsgebühren gedeckt werden dürfen, die durch den bekannten Netzbetrieb verursacht werden. Besser wäre gewesen zu fragen, ob künftig eine neue Infrastrukturleistung – eben die digitale Konnektivität – für das Gesamtsystem oder den gesamten Markt benötigt wird und wie man diese schnell genug realisieren kann.