

Positionspapier
**Verbesserung der
Investitionsbedingungen im
Bereich der deutschen
Stromnetze**



Zusammenfassung der ZVEI-Kernanliegen

- Die Rahmenbedingungen für Investitionen in die Energienetze haben für viele Unternehmen der deutschen Elektroindustrie hohe Relevanz. Die im ZVEI vertretenen Unternehmen sind Hersteller hocheffizienter Technologien u. a. für die Übertragung, die Verteilung, die Nutzung oder Speicherung und die intelligente Steuerung von Energie.
- Die Energiewende hat die Versorgungsaufgabe in den Verteilnetzen geändert. Die herstellende Industrie hat darauf frühzeitig mit entsprechenden technischen Entwicklungen reagiert. Technisch ist die Bewältigung der Energiewende damit auf Seiten der Netze effizient, umweltschonend und mit hoher Versorgungsqualität möglich.
- Trotz weiter gestiegener Anforderungen an Verteilnetze bleibt die Nachfrage, insbesondere nach modernen Netzbetriebsmitteln, weit unter dem zu erwartenden Niveau.
- Dies hat nicht nur negative Folgen für die Netze in Deutschland: Wir gefährden die mit der Energiewende verbundenen industriepolitischen Chancen. Wenn neue Technologien nicht in Deutschland eingesetzt werden, steigt die Skepsis gegenüber diesen Technologien auf den ausländischen Märkten und die Exportchancen sinken.
- Wir benötigen stetige Investitionen, die insbesondere auch in innovative Technologien fließen. Netzbetreiber und Industrie müssen personell und monetär in der Lage sein, Innovationen von der Forschung zur Marktreife zu bringen. Dies kann nur bei dauerhaft ausreichender Ressourcenausstattung auf beiden Seiten gelingen.
- Die Anreizregulierung ist u. E. für einen „eingeschwungenen“ Zustand konzipiert. Den (Investitions-)Anforderungen der Energiewende wird sie nicht gerecht. Daher sehen wir eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung als geboten an. Verstärkung der Investitionstätigkeit und Beseitigung von Innovationshemmnissen sind weitere Stichworte in diesem Zusammenhang.
- Grundsätzlich muss das Regulierungssystem technologieneutral alle notwendigen Investitionen in die Netze, sowohl für den Ausbau wie auch für die Modernisierung der Netze in Richtung Smart Grids, ermöglichen.

Der ZVEI sieht daher insbesondere folgenden Handlungsbedarf auf dem Weg zu einer zukunftssicheren, dem Investitionsbedarf angemessenen Regulierung:

Für die dritte Regulierungsperiode:

Investitionshemmnisse durch den verpflichtenden Ansatz von Capex-Planwerten für alle Verteilnetzbetreiber minimieren. Dies führt dazu, dass Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf investieren können und jene mit sinkender Investitionstätigkeit nicht aufgrund dieses Umstandes Zusatzgewinne generieren.

In der Zeit bis zum Beginn der dritten Regulierungsperiode:

Anreize zur Modernisierung der Netzinfrastruktur setzen, bis Investitionen in smarte Technologien alltäglich, in ihrer regulatorischen Wirkung beherrschbar und damit tatsächlich technologieneutral sind. Z. B. über die Einführung eines Innovationsbudgets, eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für Investitionen in „neue Technologien“ oder stärkere monetäre Auswirkungen der Qualitätsregulierung

Inhalt

1.	Energiewende, Netzregulierung & Betroffenheit des ZVEI	4
	I. Betroffenheit des ZVEI von der Anreizregulierung	4
	II. Energiewende bedeutet Handlungsbedarf bei der Netzregulierung	4
2.	Technische Lösungen für die geänderte Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber sind vorhanden	5
3.	Arbeitsauftrag der Bundesnetzagentur – noch aktuell?	7
4.	Investitionsverhalten bei den Stromnetzen hat Folgen	7
	I. Industriepolitische Bedeutung des Heimatmarktes beachten	7
	II. Versorgungszuverlässigkeit und -qualität hat einen hohen Wert	8
	III. Mögliche Umweltschutzeffekte bleiben ungenutzt	9
5.	Probleme des derzeitigen Regulierungsregimes	10
	I. Investitionszurückhaltung und periodische Investitionstätigkeit	10
	II. Keine Abbildung heterogener Versorgungsaufgaben und Investitionsanforderungen der Netzbetreiber	12
	III. „Innovationsfeindlichkeit“ des Regulierungsrahmens	13
	IV. Neue oder Unvorhersehbare Aufwendungen nicht abgebildet	14
6.	Empfehlungen für ein zukunftsorientiertes Regulierungssystem	14

1. Energiewende, Netzregulierung & Betroffenheit des ZVEI

I. Betroffenheit des ZVEI von der Anreizregulierung

Der ZVEI vertritt die gemeinsamen Interessen der Elektroindustrie und der zugehörigen Dienstleistungsunternehmen in Deutschland und auf internationaler Ebene. Rund 1.600 Unternehmen haben sich für die Mitgliedschaft im ZVEI entschieden. Sie beschäftigen rund 80 Prozent der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Elektroindustrie in Deutschland. Der ZVEI repräsentiert eine Branche mit 167 Milliarden Euro Umsatz im Jahr 2013 und mehr als 838.000 Beschäftigten allein in Deutschland.

Die Rahmenbedingungen für Investitionen in die Energienetze haben für viele Unternehmen der deutschen Elektroindustrie hohe Relevanz. Die im ZVEI vertretenen Unternehmen sind Hersteller hocheffizienter Technologien u. a. für die Übertragung, die Verteilung, die Nutzung oder Speicherung und die intelligente Steuerung von Energie. Sie sind Anbieter modernster Lösungen auf den genannten Gebieten und als derartige Marktteilnehmer unmittelbar von dem zu Grunde liegenden Ordnungsrahmen betroffen.

II. Energiewende bedeutet Handlungsbedarf bei der Netzregulierung

Mit der Energiewende strebt Deutschland eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung an, die ehrgeizige Ausbauziele für erneuerbare Energien und einen effizienten Energieeinsatz in den Mittelpunkt stellt. Der Umbau der Energieerzeugung in die angestrebte Richtung verläuft erfolgreich: Mittlerweile beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien rund ein Viertel der Gesamterzeugung. Dieser Erfolg bringt neue Herausforderungen mit sich: Die Netzinfrastruktur muss an einen bidirektionalen Stromverkehr mit fluktuierender, dezentraler Einspeisung angepasst werden. Um die erneuerbaren Energien einzubinden, müssen Teile der Netzinfrastruktur, insbesondere im ländlichen Bereich, aus- und umgebaut werden. Neben der Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz besteht erheblicher Aus- und Umbaubedarf in den Verteilnetzen. Dieser ist mit einem entsprechenden Investitionsbedarf verbunden, der über den regulatorischen Rahmen geeignet abgebildet werden muss. Der zeitliche Rahmen dafür ist eng: Wenn der Ausstieg aus der Kernenergienutzung gelingen soll, wird der Umbau des Energiesystems inklusive der Netze in den nächsten zehn Jahren stattfinden müssen.

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung setzt die richtigen Akzente. Er betont die Bedeutung der Verteilnetze als „Rückgrat der Energiewende vor Ort“. Die Koalition bekennt sich in diesem Zusammenhang zu investitionsfreundlichen Rahmenbedingungen für die Verteilnetze. Investitionen durch Netzbetreiber sollen getätigt werden können, wenn sie erforderlich sind.

Nun gilt es, diese Vorgabe zu konkretisieren. Der ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. beschreibt im Folgenden technische Lösungen für die Herausforderungen in den Stromnetzen und setzt sich mit den Gefahren ausbleibender Investitionen auseinander. Nach einer Analyse der Ursache für den derzeit spürbaren Investitionsattentismus werden Verbesserungsvorschläge hinsichtlich des Regulierungsrahmens unterbreitet. Der ZVEI will damit den Bedarf für Investitionen in die Netze erläutern und einen Beitrag zur Verbesserung der Investitions- und Innovationsbedingungen in diesem Bereich leisten.

2. Technische Lösungen für die geänderte Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber sind vorhanden

Für die Integration eines hohen Anteils an Erneuerbare Energie-Anlagen sind unsere bestehenden Stromnetze nicht ausgelegt. Die verbrauchsferne Erzeugung in den Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee, aber auch eine mögliche Einbindung der Wasserkraft in Skandinavien, führen zu einem erhöhten Transport- und Kapazitätsbedarf in den Übertragungsnetzen. Weiterhin verursacht die volatile, wetterabhängige Einspeisung von Strom stark schwankende Leistungsflüsse mit zeitweiser Richtungsumkehr. Ein sicherer Betrieb des Netzes sowie Spannungsebenen übergreifende Frequenz- und Spannungshaltung gestalten sich immer schwieriger. Der Ausstieg aus der Kernenergie verschärft diese Situation zumindest auf der Zeitachse.

Die Verteilnetze sind von den Veränderungen der Stromerzeugung in besonderem Maße betroffen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur sind mittlerweile rund 97 Prozent der erneuerbaren Energien und mehr als die Hälfte der gesamten Erzeugungskapazität in Deutschland an die Verteilnetze angeschlossen.¹ Die regionalen Hochspannungsverteilstromnetze müssen immer mehr volatile Erzeugungsleistung aus großen Wind- und Solarparks aufnehmen, die speziell im Osten Deutschlands die angeschlossene Last bei Weitem übersteigt. In lokale, ländlich geprägte Mittel- und Niederspannungsverteilstromnetze speisen immer mehr Photovoltaik-, Biogas- und andere Erneuerbare Energie-Anlagen ein, was örtlich bereits heute schon zu unzulässig hohen Spannungen führt. Städtische Netze müssen zukünftig voraussichtlich vermehrt neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen aufnehmen, was zu lokalen Netzengpässen führen kann.

Hierdurch hat sich die Versorgungsaufgabe vieler Verteilnetzbetreiber grundlegend geändert. Neben der eigentlichen Aufgabe, Strom an die an das Netz angeschlossenen Verbraucher zu verteilen, muss das Netz zusätzlich den in dezentralen Anlagen erzeugten Strom aufnehmen und weiterleiten. Für die Verteilnetzbetreiber ergeben sich damit vermehrt Aufgaben, die früher ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten waren, wie beispielsweise das Management von Netzengpässen, die Spannungshaltung und das Blindleistungsmanagement im Stromversorgungssystem.

Auf die geänderten Anforderungen an die Netze hat die herstellende Industrie bereits frühzeitig mit entsprechenden Entwicklungen reagiert:

- HGÜ-Systeme erlauben den hocheffizienten Transport großer Mengen elektrischer Energie über weite Strecken. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa besonders geeignet ist die selbstgeführte HGÜ mit Spannungszwischenkreis (Voltage Source Converter, VSC). Mit dieser neu entwickelten Technik kann neben der Wirkleistungsübertragung zusätzlich kapazitive und induktive Blindleistung für den stabilen Betrieb von Drehstromübertragungsnetzen zur Verfügung gestellt werden. Der vor kurzem vorgestellte Gleichstromleistungsschalter macht den Bau von Hochspannungsgleichstromnetzen möglich. Weiträumige Gleichstromübertragungsnetze (DC Overlay Grids)

¹ BNetzA, Monitoringbericht 2013

können die regional stark schwankende Stromerzeugung durch Windkraft- und Solaranlagen verlustarm ausgleichen und die existierenden Drehstromnetze entlasten.

- Mit Facts-Lösungen, d. h. flexiblen Drehstromübertragungssystemen, lassen sich die Stromflüsse im Netz steuern und Blindleistung für die Spannungshaltung bereitstellen. Ergänzt mit elektrischen Speichern lassen sich Stromüberschüsse speichern und bei Bedarf wieder in Form von Wirk- und/oder Blindleistung ins Netz einspeisen. Damit können fluktuierende Einspeisungen vergleichmäßig und Versorgungsnetze nachhaltig stabilisiert werden.
- Zur Lösung des Spannungshaltungsproblems im Niederspannungsnetz wurden regelbare Ortsnetztransformatoren und aktive Spannungsregler entwickelt, durch deren Installation eine üblicherweise teurere Netzverstärkung hinausgezögert oder sogar ganz vermieden werden kann. Die Netzzustandserkennung in speziell entwickelten intelligenten Ortsnetzstationen gewährleistet die Einhaltung der Spannungsgrenzen im Mittel- und Niederspannungsnetz, die Dokumentation der Spannungsqualität und eine angemessene Versorgungszuverlässigkeit.
- Weiterhin wurden Lösungen zur kommunikativen Vernetzung und zentralen Überwachung, Messung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln über feste wie mobile Datenverbindungen entwickelt. Die Beobachtung des Netzzustands und Prognosealgorithmen in Netzleitsystemen erlauben darüber hinaus, Lasten und Einspeisungen im Voraus zu berechnen und mögliche Netzengpässe bereits vor ihrem Entstehen vorherzusagen. Detaillierte Kenntnisse des Netzzustands und frühzeitige Vorhersagen erlauben die Auswahl optimaler Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen. Ein gezieltes Einspeisemanagement im Verteilnetz ist beispielsweise eine kostengünstige Alternative zur maximalen Verstärkung der Netzkapazität.
- Smart Meter stellen die Basis für Verbrauchstransparenz dar und ermöglichen die Nutzung aktueller Verbrauchs- und Netzzustandsdaten in einem Smart Grid. Daten- und Messwerte der Messsysteme können eine wichtige Rolle spielen, um Investitionen in den Netzausbau zu optimieren. (U. a.) Smart Meter liefern die für diese Optimierungsaufgabe notwendigen Netzparameter, auf deren Basis eine gezielte Netzsteuerung und -ausbauplanung ermöglicht wird. Darüber hinaus bietet das Messsystem die Möglichkeit, last- und zeitabhängige Tarife darzustellen, um Preisanreize zu setzen. Damit kann der Netznutzer gezielt über unterschiedliche Preise zu einem gewünschten Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten angereizt werden.
- Batteriespeicher speichern überschüssige Energie und stellen sie bei Bedarf wieder zur Verfügung. Als stationäre Zwischenspeicher gleichen sie Spannungsschwankungen im Stromnetz aus und tragen zur Netzstabilität bei. Die netzdienliche Integration vieler kleiner dezentraler Energiespeicher, die mit entsprechender Intelligenz ausgestattet sind, stellt eine zusätzliche Handlungsoption dar.
- Darüber hinaus wurden in zahlreichen nationalen wie internationalen F&E-Projekten weitreichende Erfahrungen und Know-how für den Umbau der traditionellen Netze zu

modernen, zukunftsorientierten Smart Grids gesammelt, die alle Anforderungen unserer Gesellschaft an Kapazität, Zuverlässigkeit, Effizienz und Nachhaltigkeit erfüllen.

Moderne Produkte und Technologien für eine effiziente Umsetzung der Energiewende stehen zur Verfügung – für deren Einsatz und Weiterentwicklung ist Investitions- und Planungssicherheit für Hersteller wie für Anwender nun wesentlich.

3. Arbeitsauftrag der Bundesnetzagentur – noch aktuell?

Die Bundesnetzagentur hat die zentrale Aufgabe, für die Einhaltung u. a. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und seiner Verordnungen zu sorgen. Damit gewährleistet sie die Liberalisierung und Deregulierung des Energiemarktes durch einen diskriminierungsfreien Netzzugang und effiziente Netznutzungsentgelte.

Die in den Jahren 2005 und 2006 konzipierte Anreizregulierung konkretisiert insofern die Anforderungen an die Effizienz im Zusammenhang mit den Netznutzungsentgelten.

Heute befinden wir uns jedoch in einem gänzlich anderen Umfeld als dies bei Einführung der Anreizregulierung absehbar war (vgl. Kapitel 1). Während es bei der Konzeption der Anreizregulierung darum ging, einen „eingeschwungenen Zustand“ möglichst effizient zu verwalten, stellen sich die Herausforderungen im Hinblick auf die notwendigen Investitionen der Netzbetreiber unter der Energiewende völlig anders dar.

Daher sieht der ZVEI auch einen neuen Ansatz bei der Regulierung als notwendig an, der den neuen Umständen Rechnung trägt. Dieser darf nicht nur den Fokus einer kurzfristigen Kosteneffizienz haben, sondern muss Investitionen in innovative Ansätze und Technologien anreizen und fordern. Die Netze werden mit moderner Technik in die Lage versetzt, auf zukünftige Anforderungen flexibel zu reagieren. Diese Flexibilität ist auch vor dem Hintergrund sich schnell ändernder Anforderungen an die Netze wichtig. Langfristig rechnet sich der Einsatz von Sensorik, Automatisierung und Steuerung bei den Netzkosten (s. Dena-Verteilnetzstudie) und darüber hinaus industriepolitisch.

4. Investitionsverhalten bei den Stromnetzen hat Folgen

I. Industriepolitische Bedeutung des Heimatmarktes beachten

Die Energiewende bietet industriepolitische Chancen für Deutschland. Wenn es gelingt, den hiesigen Markt als weltweiten Leitmarkt für Smart Grid- und Energieeffizienztechnologien zu positionieren, sichern wir Beschäftigung und Wachstum in Deutschland. Dafür müssen die vorhandenen Technologien (vgl. Kapitel 2) aber auch in Deutschland zum Einsatz kommen. Die derzeitigen Investitionsbedingungen für Netzbetreiber sind nach unserer Auffassung dabei nicht förderlich.

Zudem sind Effekte zu beachten, die indirekt mit den Netzinvestitionen im Zusammenhang stehen. Beispielsweise sind die Baufirmen von Freileitungen zu nennen. Diese beschäftigen aktuell rund 1.500 Monteure. Der Bau eines durchschnittlichen Übertragungsnetzkilometers

erfordert 2 Mann-Jahre. Bezogen auf 4.000 km Neubau könnten diese mit 800 Fachkräften in 10 Jahren gebaut werden oder in einem kürzeren Zeitraum mit entsprechend höherem Einsatz an Monteuren. Aus heutiger Sicht sind ausreichend Kapazitäten vorhanden, um den Netzausbau zu bewältigen. Die heute vorhandene Bauleistung muss allerdings erhalten werden. Auch dafür sind kontinuierliche Investitionen erforderlich. Dieser Aspekt gilt grundsätzlich: Eine stetige Investitionstätigkeit ist für Hersteller wie für Netzbetreiber ein zentraler Aspekt. Periodische Investitionen führen zu Problemen bei der Auslastung von Kapazitäten.

Eine zu sehr effizienzgetriebene Regulierung darf nicht dazu führen, dass die mit der Energiewende verbundenen industriepolitischen Chancen verschenkt werden. Werden die neuen Technologien nicht in Deutschland eingesetzt, steigt die Skepsis gegenüber diesen Technologien auf den ausländischen Märkten.

II. Versorgungszuverlässigkeit und -qualität hat einen hohen Wert

Die Kosten für eine Stunde Stromausfall in Deutschland (Werktag im Winter) betragen ca. 1,3 Milliarden Euro – ohne Folgekosten durch Auswirkungen auf die Industrie und Gesellschaft.² Auf einen einzelnen Betrieb heruntergebrochen, z. B. ein Data Center, betragen die Ausfallkosten für eine Stunde zwischen 60.000 und 1 Million Euro.³ Dies ist der Extremfall eines „Qualitätsmangels“. Weitere, weniger drastische Beispiele sind:

- Unsymmetrien (durch einphasigen Anschluss leistungsstarker Verbraucher oder Erzeuger, wie z. B. Durchlauferhitzer oder PV-Anlagen), die unter anderem zur Überhitzung von Motoren führen können.⁴
- Die Ansprüche der Stromverbraucher an die Qualität der Spannung sind insbesondere durch die hohe Empfindlichkeit von IT-Geräten deutlich gestiegen. So reagieren elektronische Steuerungen in höchstem Maße sensibel auf Spannungsschwankungen, auch wenn sich diese nur innerhalb eines Bruchteils von Sekunden abspielen.⁵
- Exemplarische Gefahr für Industrien: In Schmelzwerken können bei längerem Stromausfall große Schäden dadurch entstehen, dass die Schmelze in den Öfen abkühlt, sich verfestigt und vor Wiederinbetriebnahme mühselig entfernt werden muss. Im schlimmsten Fall muss der komplette Ofen ersetzt werden. Bei chemischen Prozessen und in Walzstraßen können auch Schäden durch kurze Versorgungsunterbrechungen entstehen, wenn hierdurch die Steuerung aufwendiger Produktionsprozesse ausfällt. (Quelle: FNN, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, Stand März/2013)

Fazit: Die Geräte der Netzkunden sind unterschiedlich sensibel und reagieren teilweise schon auf kleinste Abweichungen oder Störungen. Selbst sehr kurze Versorgungsunterbrechungen können bei besonders empfindlichen elektronischen Steuerungen zu Beeinträchtigungen führen. In Industriebetrieben sind oft ganze Produktionsstraßen mit entsprechenden Steuerungen ausgestattet. Ausfälle können hier also große Schäden verursachen.⁶

² Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, TAB-Arbeitsbericht Nr. 141, Berlin 2010

³ <http://www.wallstreet-online.de>

⁴ FNN, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, Stand März/2013

⁵ FNN, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, Stand März/2013

⁶ FNN, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, Stand März/2013

Automatisierte Netze ermöglichen eine schnelle Wiederversorgung nach Versorgungsunterbrechungen. Die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland ist ein Standortvorteil und muss unbedingt erhalten bleiben. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der im Vergleich zum Ausland hohen Strompreisen.

III. Mögliche Umweltschutzeffekte bleiben ungenutzt

Die beschriebene Investitionszurückhaltung verhindert bzw. verlangsamt die Entwicklung und den Einsatz von innovativen Technologien. Dies schadet dem Erreichen der klimapolitischen Ziele und blockiert den breiten Einsatz hocheffizienter Technologien.

- Beispiel Energiespeicher: Aktuell gelten Batteriespeicher nicht als aktives Netzelement in den Verteilnetzen und werden daher als nicht zum Netzbetrieb zugehörig angesehen. Eine Umlage der Investition auf die Netzentgelte ist daher momentan nicht möglich. Dies heißt für den Betreiber, dass er den Einsatz des Batteriespeichers (der eine Optimierung des Netzbetriebes ermöglicht und somit die Effizienz steigert) zu 100 Prozent aus eigenen betriebswirtschaftlichen Mitteln bestreiten muss. Folglich ergibt sich eine höhere Investitionsbarriere, die mittels sinnvoller Investitionsanreize sowie der Beseitigung regulatorischer Hindernisse gemindert werden könnte, um so den optimalen, energieeffizienten Netzbetrieb zu fördern.
- Beispiel effiziente Netzbetriebsmittel: Ebenso wie bei Energiespeichern könnte auch beim Einsatz von Netzbetriebsmitteln aller Art die Energieeffizienz mittels regulatorischer Vorgaben erhöht werden. Denn aufgrund betriebswirtschaftlicher Überlegungen der Betreiber kommen nicht immer die effizientesten Betriebsmittel zum Einsatz. So entstehen Verluste (z. B. Durchlassverluste bei Transformatoren), die durch den Einsatz neuerer, effizienterer Technologien vermeidbar wären. Ein Mittel, um die Optimierung von Betriebsmitteln zu fördern, wäre die Einführung eines neuen Vergabekriteriums für Ausschreibungen: die Berücksichtigung von Strom-Wärme-Verlusten. Betrachtet man reine Effizienzkriterien, würden diese hierdurch verbessert werden – allerdings bei gleichzeitig steigenden Netzentgelten. Ein Spannungsfeld, das es zu berücksichtigen gilt.

Zusätzliche Effizienzmaßnahmen entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette (vor allem Erzeugung und Transport) könnten ein Einsparpotential von rund 134,2 Mtoe mit sich bringen. Dafür ist ein stärkerer und schnellerer Ausbau der überregionalen Hochspannungsleitungen notwendig. Eine moderne Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) hat z. B. 30 – 50 Prozent weniger Übertragungsverluste gegenüber einer vergleichbaren Drehstromübertragungsstrecke und überträgt bei gleicher Trassenbreite 30 – 40 Prozent mehr Energie als herkömmliche Drehstromleitungen, was auch den CO₂-Austoss der Stromerzeugung reduziert. Zudem ist bei einer HGÜ-Trasse weniger Materialeinsatz erforderlich.⁷

Hersteller und Netzbetreiber sind sich ihrer Verantwortung zum Schutz der Umwelt bewusst. Dies betrifft insbesondere Schallschutz, elektromagnetische Verträglichkeit, Schutz von Boden, Grundwasser und Atmosphäre, sowie den sparsamen/schonenden Umgang mit natürlichen Ressourcen. Durch die Entwicklung und den Einsatz umweltschonender und wartungsarmer

⁷ Siemens Energy, Stand Feb/2013

Produkte und Technologien wird ein wertvoller Beitrag für die Allgemeinheit geleistet. Auch Qualität und Zuverlässigkeit von Produkten und Technologien haben einen direkten Einfluss auf Lebensdauer, Investitionszyklen und Wartungsaufwand und damit direkt und indirekt auch auf den Umweltschutz und Ressourcenverbrauch. Gleichzeitig färbt die positive Imagewirkung auch auf weitere Branchen ab und fördert somit die deutsche Außenwirtschaft. Auch hierdurch wird ein wertvoller Beitrag für die Allgemeinheit geleistet.

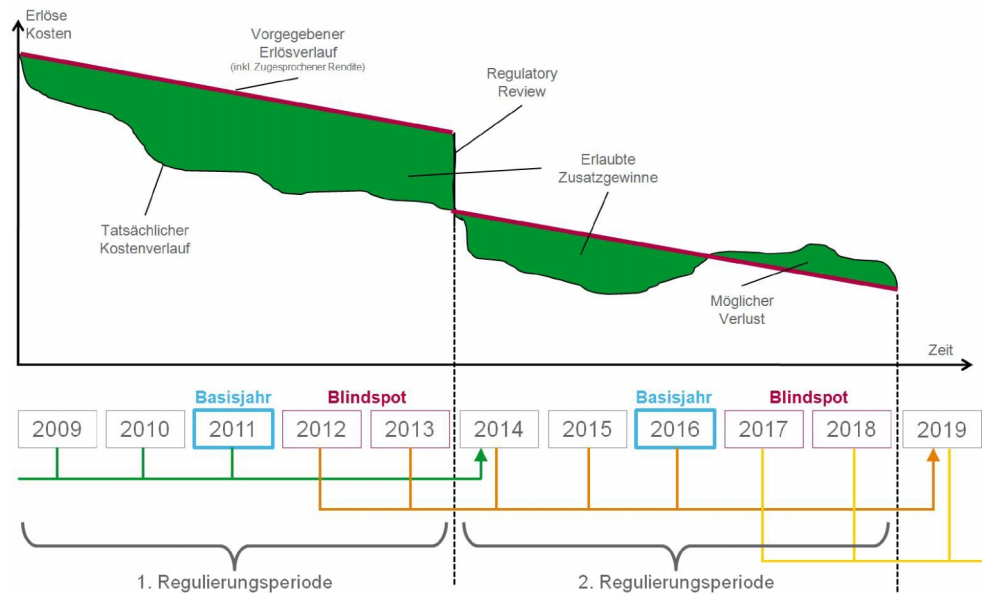
Hersteller haben in den letzten Jahren einen erheblichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand betrieben, um den gewachsenen Anforderungen durch EU, Politik, Netzbetreiber, Öffentlichkeit, usw. an Umwelt, Qualität und Zuverlässigkeit gerecht zu werden. Dieser Aufwand war und ist mit hohen Kosten verbunden. Ein rein funktionaler Vergleich kann bei vorrangiger Kostenbetrachtung zum Einsatz von Produkten mit geringerem Fokus auf Umwelt, Qualität, Zuverlässigkeit, Wartungsarmut und Lebensdauer führen. Der derzeitige Regulierungsrahmen bietet den Netzbetreibern zu wenig Anreiz, höhere Aufwendungen für diese Produkte und Lösungen zu tätigen.

5. Probleme des derzeitigen Regulierungsregimes

I. Investitionszurückhaltung und periodische Investitionstätigkeit

Wie bereits dargelegt, ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ein Treiber für Investitionen in die Stromübertragungs- und Verteilnetze. Damit das natürliche Monopol der Elektrizitätsnetze nicht in Monopolrenten mündet, bedarf es trotz aller Investitionserfordernisse einer Regulierung, die eine effiziente Leistungserbringung zu angemessenen Entgelten gewährleistet. Das Konzept der Anreizregulierung erfüllt diese Anforderung grundsätzlich: Durch Kostensenkungen können Netzbetreiber zusätzliche Gewinne über die gewährte Kapitalverzinsung hinaus erzielen, gleichermaßen führt dieser Anreizmechanismus jedoch zu einer Investitionszurückhaltung, da die Kapitalkosten aufgrund von Investitionen steigen und die Rendite reduzieren. Weiterhin mindert der Zeitversatz zwischen Entstehung und regulatorischer Anerkennung der Kosten die zugestandene Verzinsung und damit die Rendite.

Die Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland begründet eine periodische Investitionstätigkeit, die im Basisjahr und dessen Vorjahr deutlich über den anderen Jahren einer Regulierungsperiode verläuft. Dies gilt insbesondere für Ersatzinvestitionen. Betriebswirtschaftlich ist dies aus Sicht der Netzbetreiber sinnvoll: Investitionen, die unmittelbar vor oder während des Basisjahres getätigt werden, finden ihre Berücksichtigung unmittelbar in der nächsten Regulierungsperiode. Der Zeitversatz bis zum Beginn der Refinanzierung ist mit zwei Jahren damit am günstigsten und die Rendite der Investitionen maximal.



Schematische Darstellung der Regulierungsperioden (in Anlehnung an Luig, 2010)

Insbesondere Investitionen der Jahre 2012 und 2013 sowie der Jahre 2017 und 2018 (Blindspot) sind betriebswirtschaftlich unattraktiv, da diese erst nach sieben bzw. sechs Jahren, also in der übernächsten Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Dazwischen findet eine Kosten- und Effizienzprüfung statt, deren Ergebnisse nicht berechenbar sind und damit die Unsicherheit erhöhen.

„Ein optimaler Zeitpunkt für Investitionen in das Standardbudget ergibt sich somit aus einer maximalen zeitlichen Verlagerung, aufgrund des Barwerteffekts, und einer Minimierung der Anerkennungslücken aufgrund der Blindspot-Problematik.“⁸

Durch den Zeitversatz der anfallenden Kosten und der späteren Anerkennung der Erlöse kann es zu einem negativen Cashflow und einem negativen Jahresüberschuss kommen. Die Liquiditätssituation der Unternehmen wird dadurch maßgeblich beeinflusst. Das Risiko besteht in diesem Fall darin, dass der „Zinsverlust nicht barwertneutral ausgeglichen wird“ und sich daraus ein Renditenachteil ergibt.⁹

Neben dem Zeitverzug als zentrales Element der Regulierung stellen „Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen“ ein weiteres Instrument innerhalb der Regulierung dar. Diese werden nach aktuellem System auf Basis der Ist-Kosten bewilligt und nach ein bzw. zwei Jahren zeitversetzt in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Diese genehmigten Investitionen sind Bestandteil der nicht beeinflussbaren Kosten. Damit bleiben diese Investitionen von dem Effizienzvergleich der Netzbetreiber unberührt. Die Liquiditätsprobleme bleiben indes trotz des „barwertneutralen Ausgleiches“ bestehen.

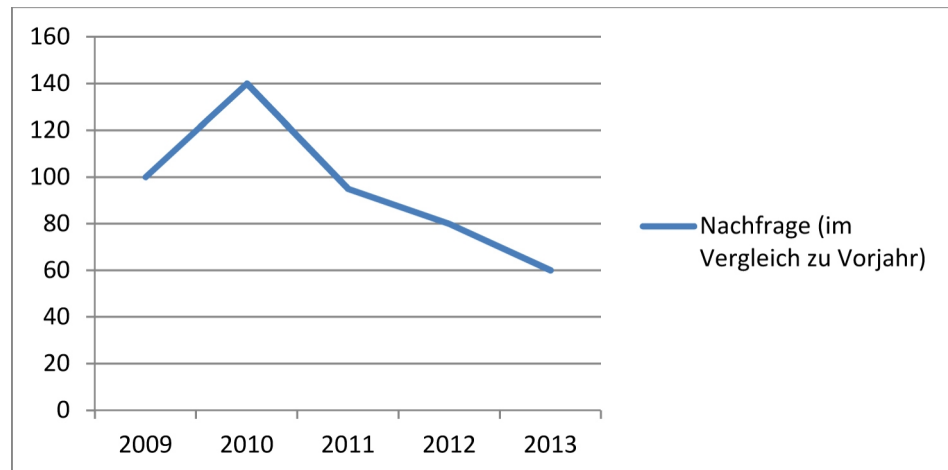
Als Instrument für erweiterte Versorgungsaufgaben ist für Verteilnetzbetreiber insbesondere der Erweiterungsfaktor vorgesehen. Dieser kann jedoch nur pauschal wirken und die reale Kostensituation nicht abbilden.

⁸ Dehmel, Felix (2011): Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen – Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Ingolstadt/Köln: KU.opus

⁹ Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland (2011): Netzinvestition im Strommarkt: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. Heft 1/2

Der dargestellte periodische Zeitversatz von Kosten und Erlösen trägt im deutschen Regulierungsrahmen zu einem nicht unerheblichen Investitionshemmnis und einer periodischen Investitionstätigkeit der Netzbetreiber bei. Auch die Unsicherheit der Kostenanerkennung für Investitionen kann zu einer Zurückhaltung selbiger führen.

Am Beispiel der Kabelhersteller im Verteilnetzbereich lassen sich die Folgen der periodischen Investitionstätigkeit darstellen.



Nachfrage Distributionskabel im Verlauf der ersten Regulierungsperiode

Während im Jahr 2010 erhebliche Lieferprobleme mit extrem langen Lieferzeiten auftraten, denen durch die Einstellung von zusätzlichem Personal begegnet wurde, traten 2011 erste Auslastungsprobleme aufgrund der rückläufigen Inlandsnachfrage auf. 2012 und 2013 waren gekennzeichnet durch Überkapazitäten, Kurzarbeit und Entlassungen. Aktuell werden Überlegungen angestellt, Kapazitäten endgültig zu schließen. Eine Verstetigung der Investitionstätigkeit in die Netze würde diese Probleme heilen und der Industrie eine Kapazitätsplanung sowie Netzbetreibern und Herstellern eine kontinuierliche Auslastung ermöglichen.

Die Zulieferindustrie ist heute aufgrund der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und der Lage am Arbeitsmarkt nicht in der Lage, zyklische Anpassungen beim Personal bzw. Produktionskapazitäten vorzunehmen.

II. Keine Abbildung heterogener Versorgungsaufgaben und Investitionsanforderungen der Netzbetreiber

Der durch die Energiewende ausgelöste Transformationsprozess wird im Ergebnis zu grundlegend veränderten Regularien, Wertschöpfungsstufen und auch Technologien in der Energiewirtschaft führen. Die in den vergangenen zwei Jahren veröffentlichten Studien der Dena und des BDEW zum künftigen Ausbaubedarf in Verteilnetzen zeigen einen Investitionsbedarf, der je nach Ausbaugrad auf zwischen 10 und 23 Milliarden Euro beziffert werden kann. Eines der dringlichsten Themen wird daher auch die Minimierung der Kosten zur Anpassung der Netze auf die neue Infrastrukturaufgabe sein. Bisherige Normen und Methoden, unter denen in der Vergangenheit Netze dimensioniert wurden, müssen unter veränderten Rahmenbedingungen in Frage gestellt und neu ausgelegt werden. Ein möglicher Ansatz hierzu ist eine systematische Vorgehensweise mit Hilfe einer wissensbasierten Netzanalyse, bei der beispielsweise

Erfahrungswerte, stochastische Lastprofile, Solar- und Windpotentialanalysen in ein modifiziertes Gesamtmodell integriert werden. Hieraus resultiert eine Vielzahl von weiteren Lösungsmöglichkeiten. Es gilt neue Technologien wie z. B. Smart Meter, Verteilnetzautomatisierungslösungen, regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) oder Energiespeicher als neues Werkzeug zu nutzen, um im Einzelfall die Kosten des klassischen Netzausbaus zu reduzieren.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung nach der Dena-Verteilnetzstudie zeigen, dass eine Investition in intelligente Netzkomponenten bereits heute in vielen Anwendungsfällen betriebswirtschaftlich sinnvoll sein kann. Dabei ist ein Regulierungssystem von Nöten, das auch die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt, neue Technologien bevorzugt einzusetzen, sofern diese wirtschaftlich sinnvoller sind als der klassische Netzausbau. Hierzu ist auf Grund der unterschiedlichen Verteilnetze und der spezifischen Betroffenheit vom Zubau der erneuerbaren Energien eine differenzierte Betrachtung notwendig. Netzgebiete sind vielfach heterogen, d. h.

- in Teilgebieten städtisch geprägt – kaum dezentrale Erzeugungsanlagen,
- in Teilgebieten ländlich geprägt – viele dezentrale Erzeugungsanlagen.

Insgesamt besteht erheblicher Anpassungsbedarf im Netz, aber bezogen auf das gesamte Netzgebiet werden in vielen Fällen die im Rahmen der ARegV erforderlichen Schwellenwerte für eine Berücksichtigung des Einsatzes von neuen Technologien im Erweiterungsfaktor nicht überschritten. Investitionsmaßnahmen, die heute im Hochspannungsnetz bereits vielfach angewendet werden, sind im Regelfall nicht für Verteilnetzbetreiber anwendbar.

Auch der Bundesrat hat am 5.7.2013 die folgende EntschlieÙung gefasst (BR-Drs. 447/13):

- Es besteht erheblicher Investitionsbedarf in sämtlichen Netzebenen.
- Die vorhandenen Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme sind den Anforderungen der beschleunigten Energiewende nicht gewachsen.
- Kosten für Erweiterungs-, Umstrukturierungs- und Ersatzinvestitionen müssen ohne Zeitversatz in die Erlösobergrenze einfließen.
- Die Bundesregierung wird aufgefordert, die geltenden Vorschriften der ARegV baldmöglichst durch einen neuen Mechanismus zu ersetzen.
- Als Grundlage könnte das vom Wirtschaftsausschuss empfohlene Investitionsmodell dienen.

III. „Innovationsfeindlichkeit“ des Regulierungsrahmens

Verteilnetzbetreiber haben heute keinen ausreichenden Anreiz für Investitionen in innovative Betriebsmittel und Automatisierungstechnik. Der aktuelle Regulierungsrahmen fördert einseitig konventionellen Netzausbau, welches eine Anpassung des Regulierungsrahmens dringend erforderlich macht. Ein Bekenntnis zu einer intelligenten Netzmodernisierung fehlt. Fragen nach den Auswirkungen von Investitionen in „smarte“ Technologien im Effizienzvergleich oder einer Berücksichtigung im Erweiterungsfaktor sind nicht beantwortet. Auch die Frage der Nutzung von Speichern durch den Netzbetreiber gehört auf den Prüfstand. Der derzeitige Regulierungsrahmen ist nach Ansicht des ZVEI nicht technologie-neutral.

Innovative Produkte ohne langjährige Referenzen (vorzugsweis im Inland) werden von den Netzbetreibern als erhöhtes Risiko bewertet, was unter Wirtschaftlichkeitsaspekten zum Einsatz von traditioneller Technologie führt. Die jetzige Regulierung bietet keinen Anreiz zur Überwindung dieser Situation und verhindert den Einsatz von neuen Technologien sowie einen zügigen Umbau der Verteilnetze in Smart Grids, die für eine vermehrte Netzintegration von dezentralen Erzeugungssystemen ausgelegt sind und auch neue Netzbetriebskonzepte ermöglichen. Hauptgründe sind heute veraltete Netzplanungskriterien getreu dem Motto „das haben wir schon immer so gemacht“ sowie ein durch die ARegV verursachter Abbau von Kompetenz und Ressourcen beim Netzbetreiber. Gerade neue Technologien im Verteilnetz sind zur Markteinführung fehleranfälliger und erfordern zu Beginn intensive Feldtests und Forschungsaufwendungen auch des Netzbetreibers, um daraus neue Netzplanungskriterien und Betriebskonzepte zu entwickeln. Hier sind ebenfalls intensive Weiterbildungsmaßnahmen für Planungsingenieure und darüber hinaus auch wirtschaftliche Anreize zum Einsatz von neuen Technologien von Nöten.

IV. Neue oder unvorhersehbare Aufwendungen nicht abgebildet

Netzbetreiber übernehmen regelmäßig zusätzliche, neue Aufgaben. Gleichzeitig erschweren unvorhersehbare Aufwendungen die Planung von Projekten. Neue Aufgaben für Netzbetreiber sind z. B. die Abbildung von Wechselprozessen oder das Führen von EEG-Anlagenregistern. Die Kosten daraus sind zunächst nicht in der Erlösobergrenze enthalten.

Unvorhersehbare Aufwendungen sind beispielsweise: Hindernisse, wie z. B. Kampfmittel aus den Weltkriegen des 20. Jahrhunderts oder unzureichend bzw. nicht erfasste geologische Verwerfungen (auch Grundwasser), kartografisch nicht erfasste (Unter-)Tagebauten, versteckte Altlasten (auch ehemals militärisch genutzter Gelände), insbesondere nuklear, chemisch, oder Sprengstoff belastete Abschnitte. Kosten für die Beseitigung dieser Hindernisse können bei Anträgen auf Investitionsmaßnahmen regelmäßig nicht berücksichtigt werden.

6. Empfehlungen für ein zukunftsorientiertes Regulierungssystem

Die Anreizregulierung ist dem Grunde nach geeignet, eine effiziente Leistungserbringung im Bereich der Energienetze sicherzustellen. Sie ist jedoch für einen „eingeschwungenen“ Zustand konzipiert, in dem es darum geht, Anlagen außerhalb der Nutzungsdauer möglichst effizient zu ersetzen. Den (Investitions-)Anforderungen der Energiewende wird sie nicht gerecht. Daher sehen wir eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung als geboten an. Im Fokus dieser Weiterentwicklung müssen jene Netzbetreiber stehen, bei denen die Energiewende zu einem erheblichen Investitionsbedarf führt. Das Regulierungssystem der Zukunft muss technologieneutral alle notwendigen Investitionen in die Netze, sowohl für den Ausbau wie auch für die Modernisierung der Netze in Richtung Smart Grids ermöglichen. Auf der anderen Seite sollten Netzbetreiber mit sinkender Investitionstätigkeit keine daraus begründeten Zusatzgewinne erwirtschaften können. Im Ergebnis müssen die Netzkosten in Summe nicht steigen. Die Finanzmittel müssen aber an jenen Stellen zur Verfügung stehen, wo sie tatsächlich für Investitionen benötigt werden. Darüber hinaus benötigen wir eine Verstärkung der

Investitionstätigkeit vor dem Hintergrund einer effizienten Auslastung der Ressourcen bei Netzbetreibern und Herstellern.

Der ZVEI sieht daher insbesondere folgenden Handlungsbedarf auf dem Weg zu einer zukunftssicheren Regulierung:

Verpflichtender Ansatz von Planwerten für Kapitalkosten für alle Verteilnetzbetreiber in jedem Jahr einer Regulierungsperiode. Ein Abgleich der Planwerte mit den Ist-Kapitalkosten erfolgt nach der Regulierungsperiode. Die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme stehen hier nicht zur Verfügung.

Die o. g. Anpassungen des Regulierungsregimes können erst ab der dritten Regulierungsperiode wirken. Wir benötigen für die Zwischenzeit und gegebenenfalls darüber hinaus zusätzliche Anreize zur Modernisierung der Netzinfrastruktur, bis die Investition in smarte Technologien alltäglich, in ihrer regulatorischen Wirkung beherrschbar und damit tatsächlich technologieneutral ist. Dabei sehen wir folgende Möglichkeiten:

- Für einen zeitlich begrenzten Zeitraum eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für Investitionen in „neue Technologien“.
- Einführung eines Innovationsbudgets in Höhe von einem Prozent der Erlösobergrenze in Analogie zu dem pauschalen Investitionszuschlag der ersten Regulierungsperiode.
- Stärkere monetäre Auswirkungen der Qualitätsregulierung zulassen, damit diese tatsächlich als Korrektiv zur investitionshemmenden Wirkung der Anreizregulierung wirken kann.



Ansprechpartner:
Marco Sauer, ZVEI

ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e. V.
Bereich Energie
Lyoner Straße 9
60528 Frankfurt am Main
Telefon: +49 30 306960-24
Fax: +49 30 306960-20
E-Mail: sauer@zvei.org
www.zvei.org

Januar 2015

Trotz größtmöglicher Sorgfalt übernimmt
der ZVEI keine Haftung für Inhalt. Alle
Rechte, insbesondere die zur Speicherung,
Vervielfältigung und Verbreitung sowie der
Übersetzung, sind vorbehalten.