

**Teil 2**

**Ausschussvorlage WVA/19/3 – öffentlich –**

Stellungnahmen zu der mündlichen Anhörung

**zum Thema Übertragungsnetzausbau – Drucks. 19/139 und 19/184 –**

- |     |   |        |
|-----|---|--------|
| 12. | Gemeinde Ludwigsau, Bürgermeister Thomas Baumann  | S. 114 |
| 13. | Kreisversammlung Fulda des Hessischen Städte- und Gemeindebundes,<br>Bürgermeister Karl-Josef Schwiddessen  | S. 131 |
| 14. | Gemeinsame Stellungnahme:<br>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und<br>Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit | S. 133 |
| 15. | Verband kommunaler Unternehmen e. V., Landesgruppe Hessen,<br>Martin Heindl   | S. 140 |
| 16. | TransnetBW GmbH   | S. 198 |

Übertragungsnetz  
380 kV-Höchstspannungsleitung  
Wahle-Mecklar  
– Teilabschnitt Ludwigsau –  
-Problembeispiel-

Thomas Baumann  
Bürgermeister  
Gemeinde Ludwigsau

- 1.) Energiewende wird in der Gesellschaft grundsätzlich positiv gesehen.
- 2.) Grundmeinung wird überwiegend erst dann reflektiert, wenn eine persönliche Betroffenheit über die finanziellen Belange hinaus eintritt.
- 3.) Problemradius etwa 5 km, danach in der Regel keine persönliche Betroffenheit mehr – egoistisches Denken, geprägt von der Fragestellung „Wie werde ich bzw. mein Besitztum belastet?“

380 kV Mecklar – Borken

380 kV Mecklar – Vieselbach (Erfurt)

380 kV Mecklar – Dipperz (Fulda)

110 kV Mecklar – Philippsthal

110 kV Mecklar – Sontra

Bahnstrom Fulda – Göttingen

Erdgasleitung                      Gascade / Gasunion

Umspannwerk Mecklar

B 27

Bahnstrecke Würzburg / Göttingen

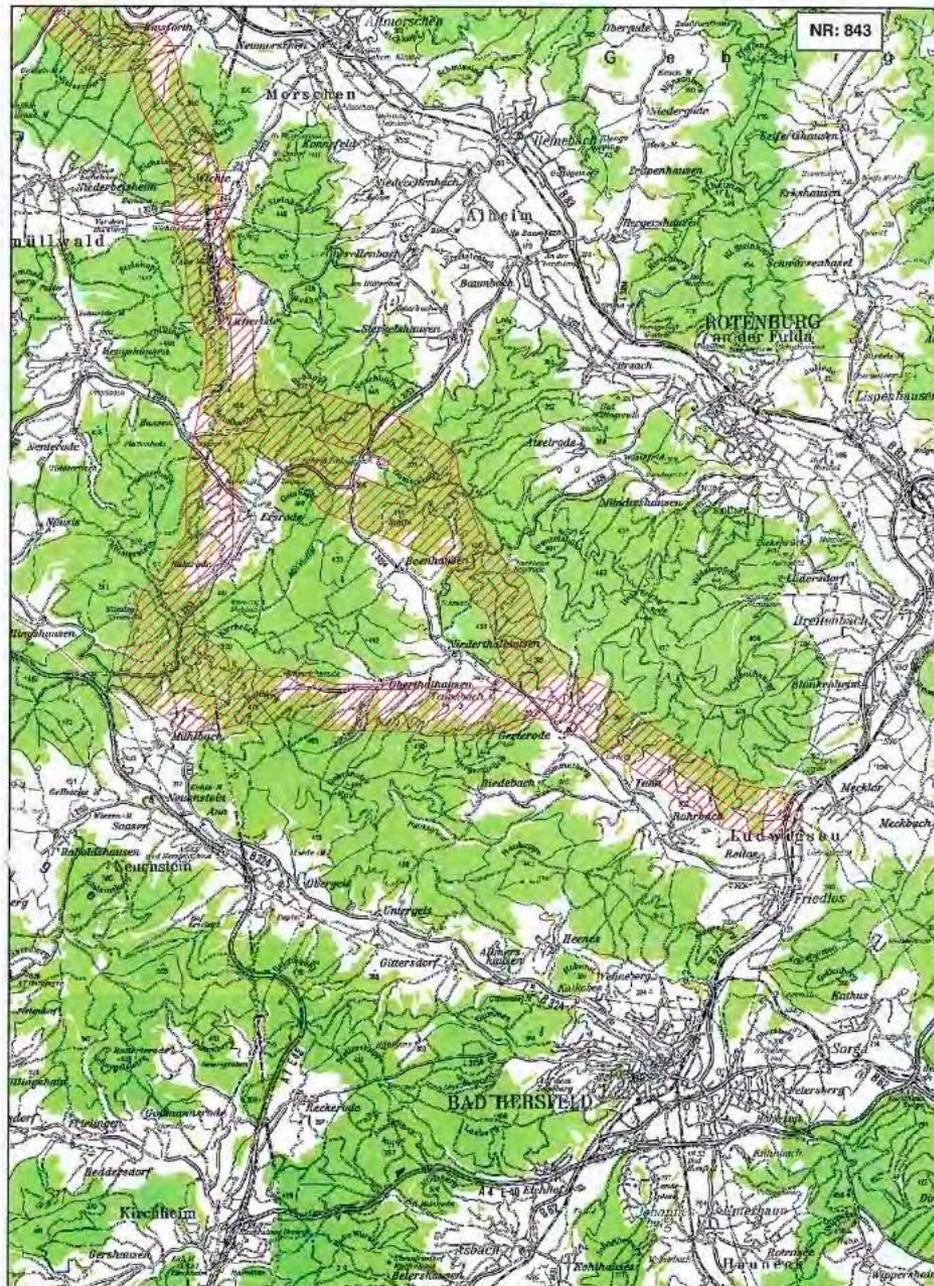
Schnellbahn Fulda / Kassel

hohe Vorbelastung

└─→ Bündelungsprinzip –

Wer viele „Probleme“ hat, bekommt weitere?

Verteilung von Infrastrukturbelastungen!



Kartengrundlage: Topographische Karte 1:100.000 (TK 100). Mit Genehmigung des Hessischen Landesamtes für Bodenmanagement und GeoInformation; Verv.eilftigungsnummer 2006-3-17. Hessen-Forst Forsteinrichtung und Naturschutz (FENA) in Gießen

Abbildungsmaßstab 1:100.000

# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

## Raumordnungsverfahren:

- 1.) Kommunikation  $\Rightarrow$  einseitig, keine echte Mitwirkung
- 2.) Abwägung  
Mensch ... Punkt unter den naturschutzfachlichen Belangen  
Siedlungsabstände nach EnLAG werden eingehalten, aber  
- verwinkelte Leitungsführung und Leitungskreuzungen
- 3.) nur 2 Trassenvorschläge in Hessen  
1 x beplant  
1 x bereits frühzeitig als ungeeignet erkannt  
- somit keine „echte“ Alternativenabwägung
- 4.) Jedes Projekt wird als Einzelvorhaben geprüft, keine Erfassung zukünftiger Vorhaben und ggf. Bündelung mit diesen Projekten

## Innovation der WOCHE

## Revolutionäre Kabel einsatzreif

Ab etwa 2020 will Deutschland seine Stromversorgung zu knapp einem Drittel aus erneuerbaren Energien bestreiten. Dieses ehrgeizige Ziel ist nur mit einem deutlichen Ausbau der Windenergiegewinnung zu schaffen, die besonders auf hoher See stattfinden soll. Rund 20 000 Megawatt Leistung – das entspricht 20 Kernkraftwerken – sollen von Nord- und Ostsee in die Industriezentren transportiert werden. Dazu müssen auch die Stromnetze angepasst werden. Jetzt hat der US-Konzern 3M in St. Paul (Minnesota) eine Alternative zum Trassenneubau entwickelt.

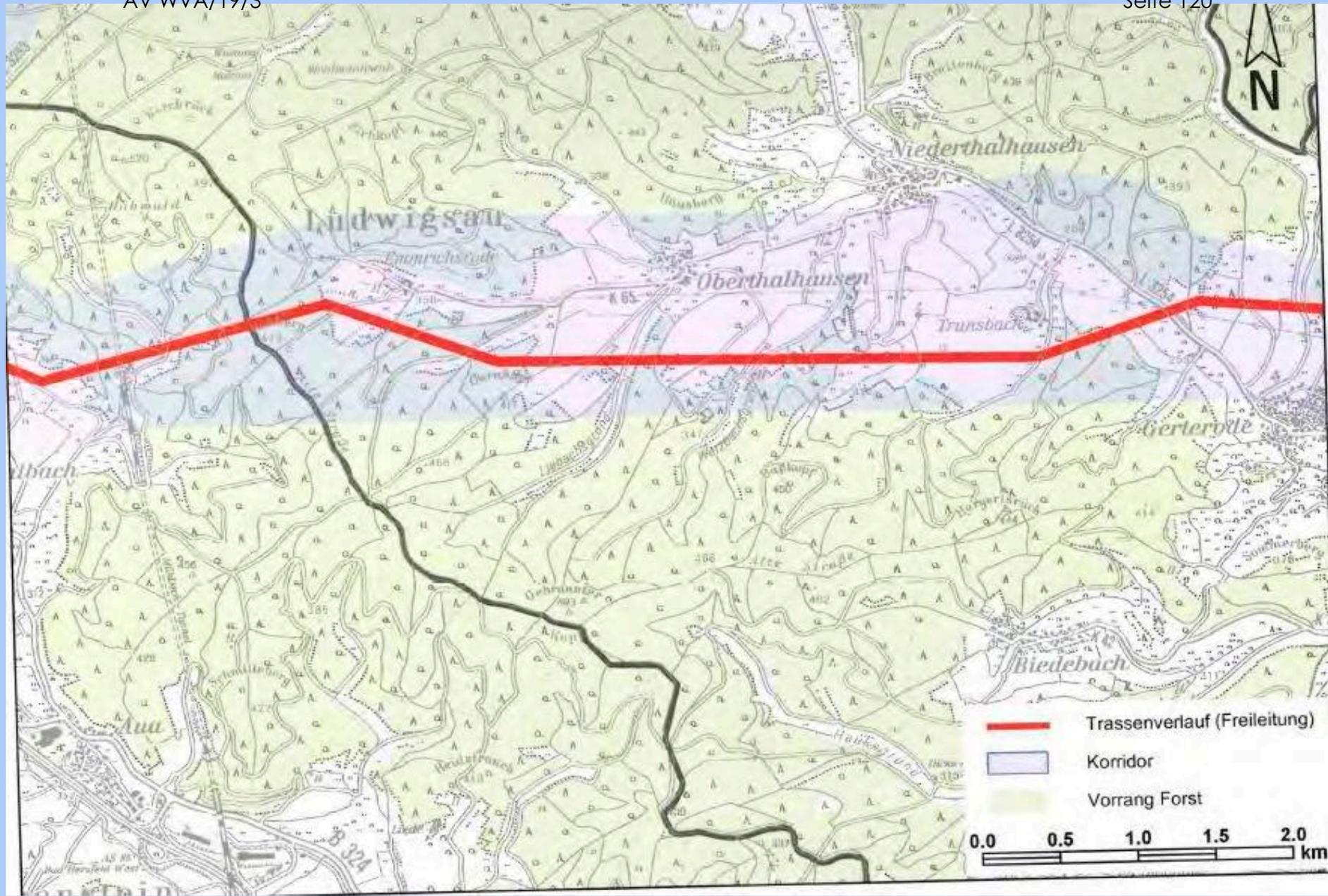
Dabei handelt es sich um ein neuartiges Freileitungsseil, das deutlich temperaturstabiler ist als herkömmliche Aluminium-Stahl-Leitungen. Im Gegensatz zu den gewohnten Haushaltskabeln sind Freileitungen nicht isoliert. Aus Sicherheitsgründen müssen sie so hoch verlegt werden, dass sie unter keinen Umständen bis an den Boden heranreichen, weil sonst Menschen und Tiere gefährdet wären. Wie der Physikunterricht in der Schule schon vermittelt, wird ein stromdurchflössener Leiter warm und dehnt sich aus. Um die Sicherheitsabstände einzuhalten, darf der Strom nur so stark sein, dass 80 Grad nicht überschritten werden.

Anders bei der Lösung der 3M-Forscher: Die im Kern der Seile verwendete Keramik aus Aluminiumoxid kann bis zu dreimal mehr Strom transportieren. Trotzdem hängen die Leitungen wegen ihres niedrigeren Gewichts und der geringeren Wärmeausdehnung so wenig durch, dass sie kurzzeitig sogar bis 240 Grad Celsius belastbar sind. Fachleute bezeichnen dieses Produkt deshalb auch als „Höchstleistungsleiterseil“. Es kann auf bestehende Masten montiert werden, was deutlich schneller und kostengünstiger als ein Neubau von Trassen ist – und grundsätzlich keine neue Genehmigung erfordert.

Mehr als zehn Energieversorgungsunternehmen haben in den USA bereits diese Leitungen installiert, um die Leistungsfähigkeit von besonders beanspruchten Strecken zu verbessern. Auch zur Elektrizitätsversorgung der chinesischen Millionenstadt Shanghai wurde ein erstes Trassenstück mit der neuen Technik ausgerüstet.

In Europa hat der österreichische Draht- und Seilhersteller Lumpi-Berndorf (Linz) bereits 1985 hochtemperaturbeständige Seile entwickelt, die bis 150 Grad betrieben werden können. Sie ermöglichen eine Steigerung der Übertragungsleistung um 50 Prozent. Zahlreiche Energieversorger in Europa haben rund 8000 Kilometer dieser sogenannten TAL-Stahl-Seile installiert, die Titan und Zirkon enthalten. Inzwischen bietet Lumpi-Berndorf auch Spezialseile aus einer höherwertigen Aluminiumlegierung an, die Betriebstemperaturen bis 210 Grad und Leistungssteigerungen von 100 Prozent ermöglicht. Zur Optimierung der Durchhänge wird eine Stahl-Nickel-Legierung verwendet, welche einen um zwei Drittel geringeren Ausdehnungskoeffizienten aufweist als herkömmlicher Kohlenstoffstahl und so die Sicherheitsabstände problemlos einhält. Die erste große Anwendung dieser Technologie erfolgte 2004 bei der San-Bernardino-Leitung in der Schweiz.

Harald Carl



# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

5.) Keine Abwägung  
unter Berücksichtigung der  
Örtlichkeiten



vorhandene Leitungen

=

unproblematische Erweiterung, ob-  
wohl auch hier Wald einzuschlagen ist



neue Leitungsführung problematisch,  
da Wald einzuschlagen ist

6.) Repowering durch hitzebeständige  
Kabel nicht als Alternative geprüft



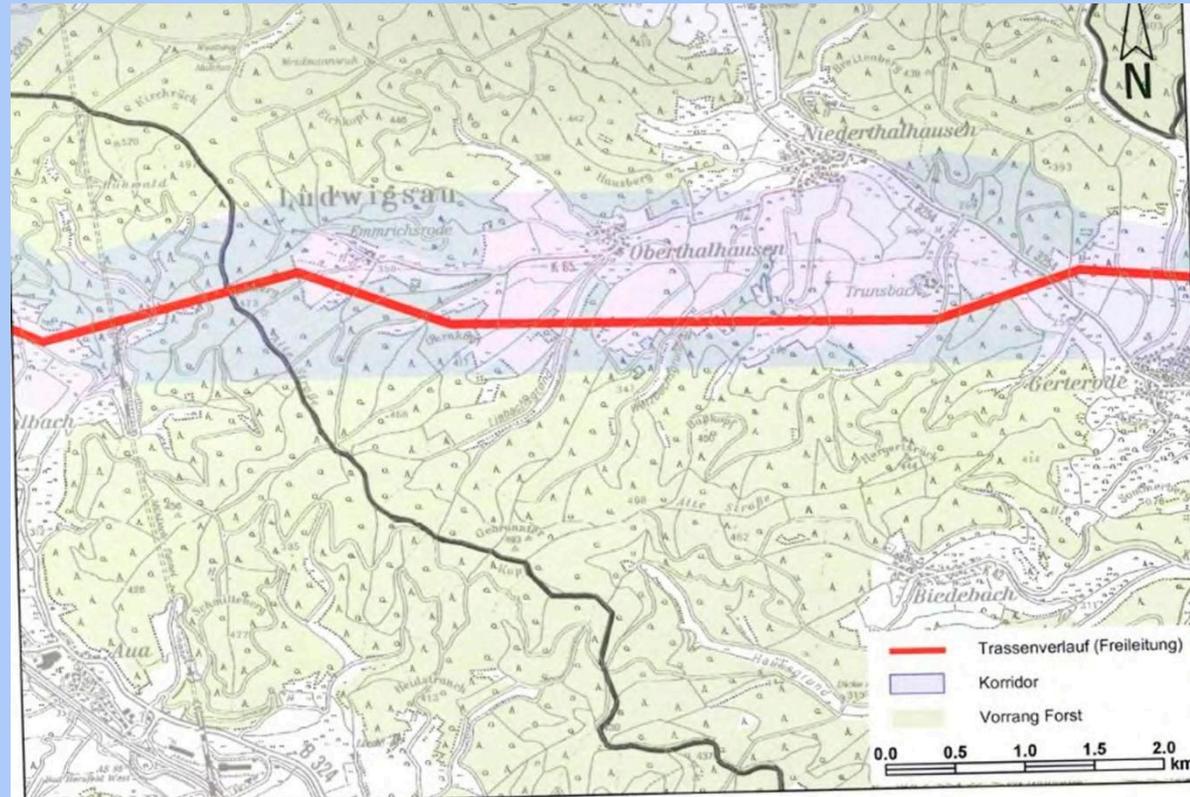
leistung um 50 Prozent. Zahlreiche  
Energieversorger in Europa haben  
rund 8000 Kilometer dieser soge-  
nannten TAL-Stalum-Seile instal-  
liert, die Titan und Zirkon enthal-  
ten. Inzwischen bietet Lumpi-Bern-  
dorf auch Spezialseile aus einer hö-  
herwertigen Aluminiumlegierung  
an, die Betriebstemperaturen bis  
210 Grad und Leistungssteigerun-  
gen von 100 Prozent ermöglicht.  
Für Optimierung der Durchhänge  
wird eine Stahl-Nickel-Legierung  
verwendet, welche einen um zwei  
Drittel geringeren Ausdehnungskoeffizienten aufweist als herkömmli-

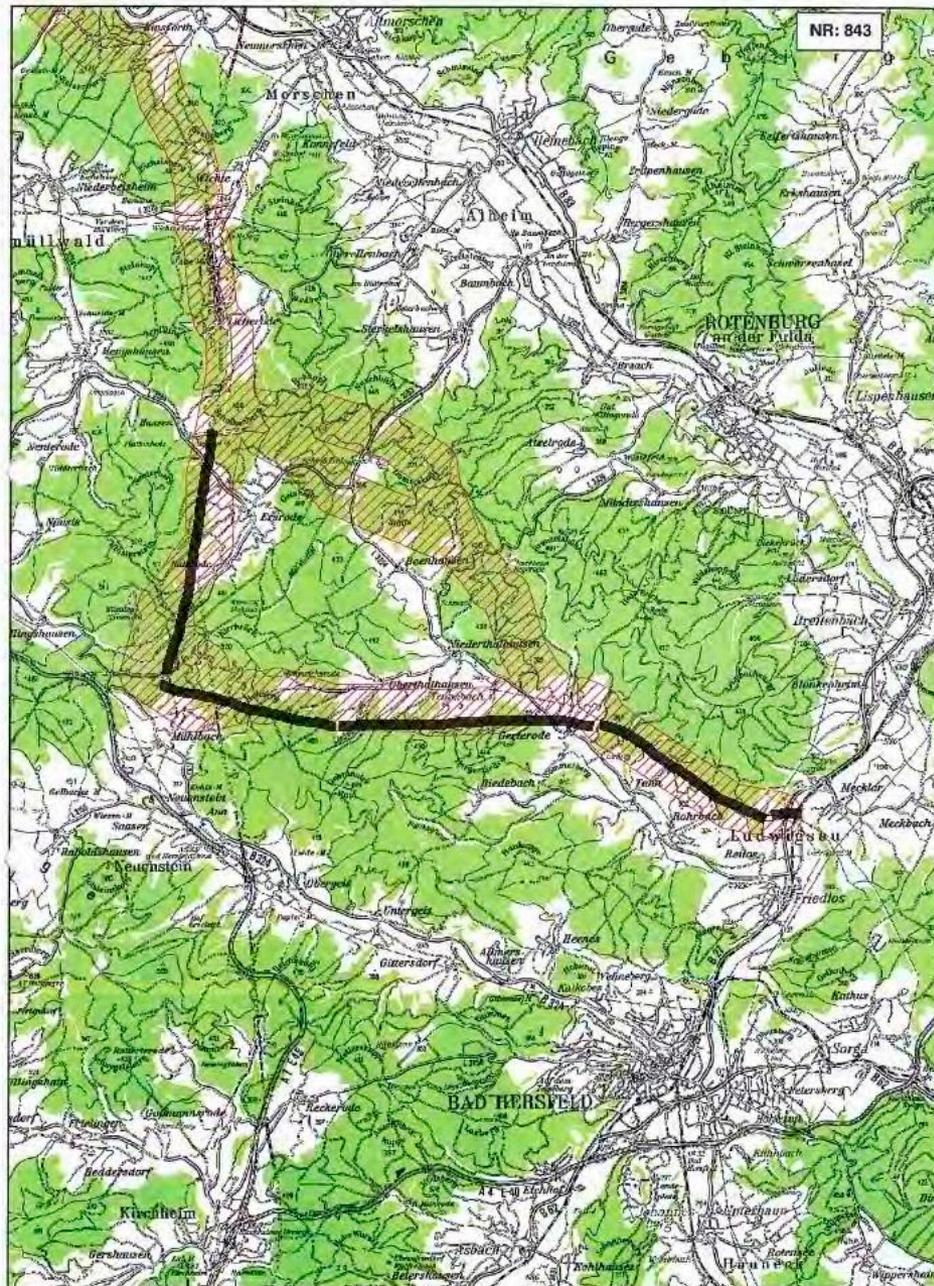
# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

## 7.) Aufnahme vorhandener Leitungen zur Bündelung mit neuer Leitung

### Prüfung:

- eigenständiges Verfahren ohne wirtschaftliche Notwendigkeit
- Problem – Verlagerung in „unbelasteten“ Bereich
- Kosten – Kommune
- eigenes Raumordnungsverfahren + Planfeststellungsverfahren





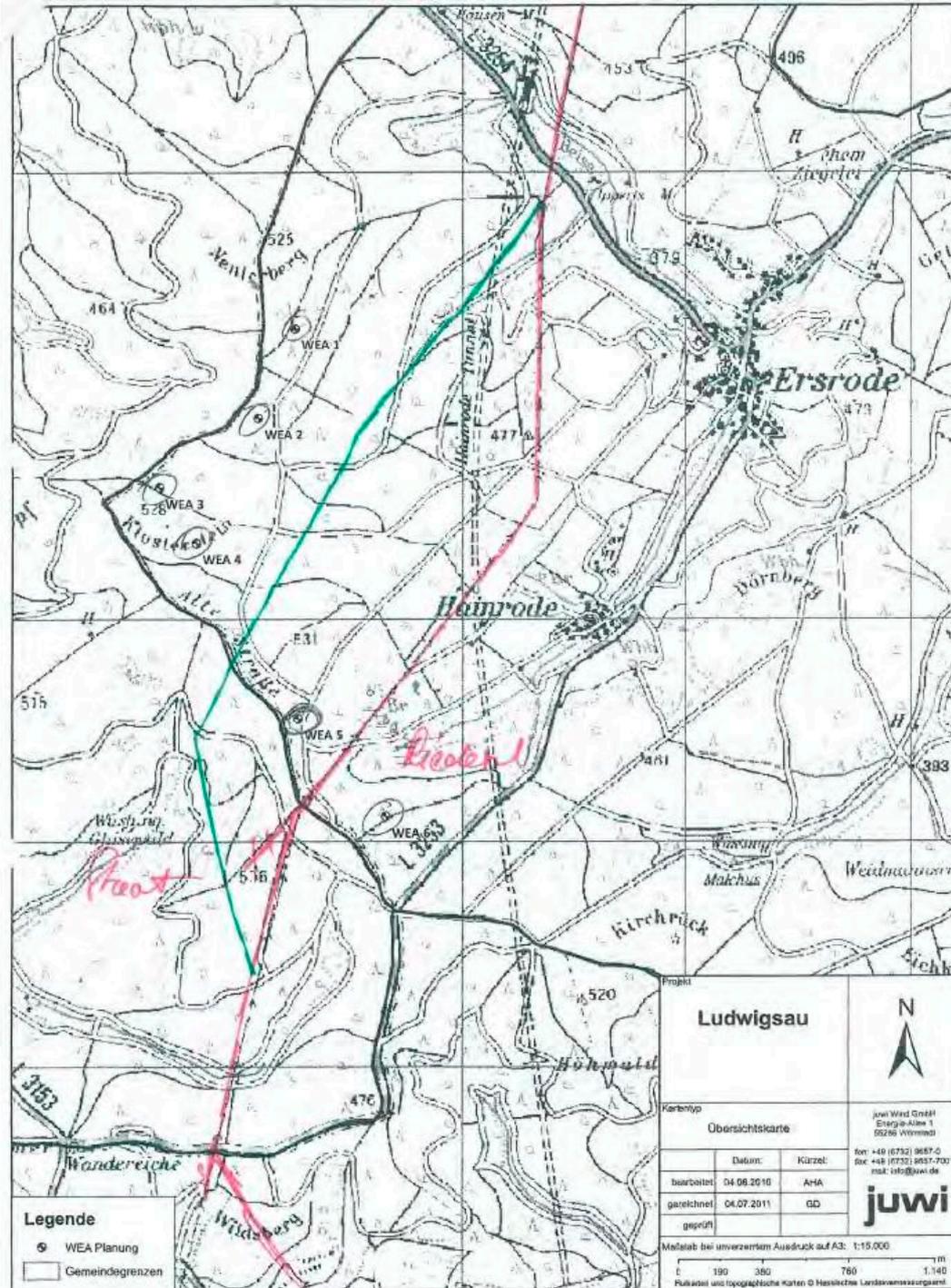
Kartengrundlage: Topographische Karte 1:100.000 (TK 100). Mit Genehmigung des Hessischen Landesamtes für Bodenmanagement und GeoInformation; Vorv-erläufigungsnummer 2006-3-17. Hessen-Forst Forsteinrichtung und Naturschutz (FENA) in Gießen

Abbildungsmaßstab 1:100.000

**Vorzugsvariante TenNET / Vorschlag Planfeststellung**

# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

- 8.) Verringerung der Leitungslänge
  - Kosteneinsparung beim Bau
  - Kostenreduktion bei Instandhaltung und Wartung
  
- 9.) Keine Bewertung von Leitungsverkürzungen unter energetischen Gesichtspunkten
  - ↳ Energieverluste durch Wärme,  
geringe Leitungslänge = geringe Verlustwärme
  
- 10.) Zerschneidungskriterium nur aus der Vogelperspektive erkennbar
  - am Boden Vernetzung über fast durchgängigen Bewuchs und einheitliche Lebensräume



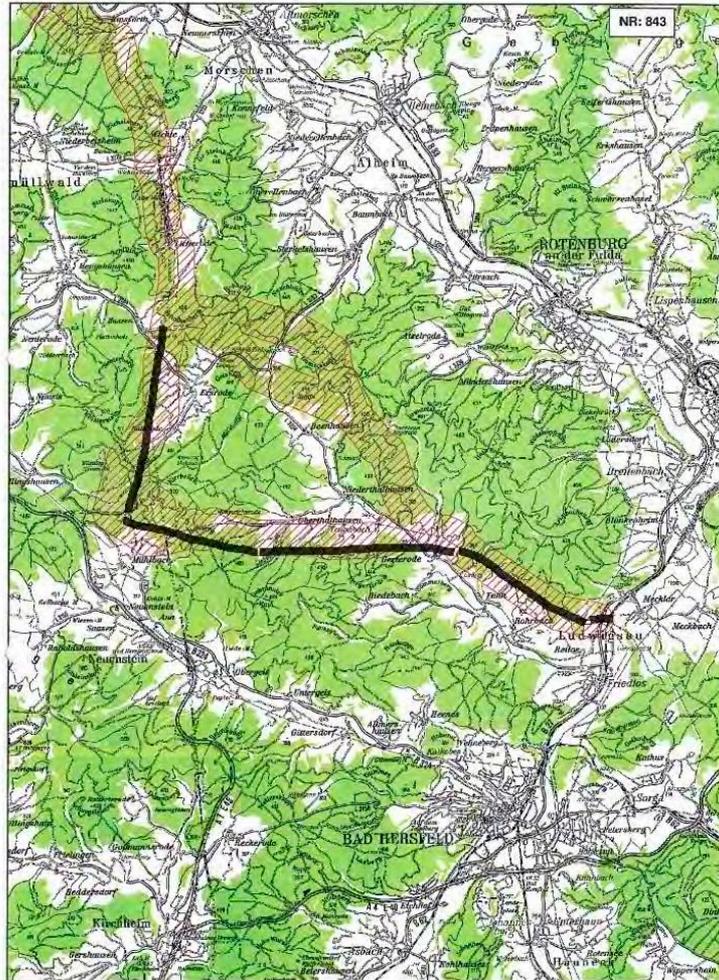
**Legende**  
 ○ WEA Planung  
 □ Gemeindegrenzen

Projekt		Ludwigsau		
Kartenart		Übersichtskarte		
Datum:		04.06.2010		juwi Wind GmbH Energie-Köln 1 55286 Wirmstedt Fon: +49 (0)732) 9557-0 Fax: +49 (0)732) 9557-7001 Mail: info@juwi.de
bearbeitet:		AHA		
gerechnet:		04.07.2011		
geprüft:		GD		
Maßstab bei unverändertem Ausdruck auf A3: 1:15.000 0 190 380 760 1.140 m				
Publikation und topographische Karten © Hessische Landesvermessungsamt				

**juwi**

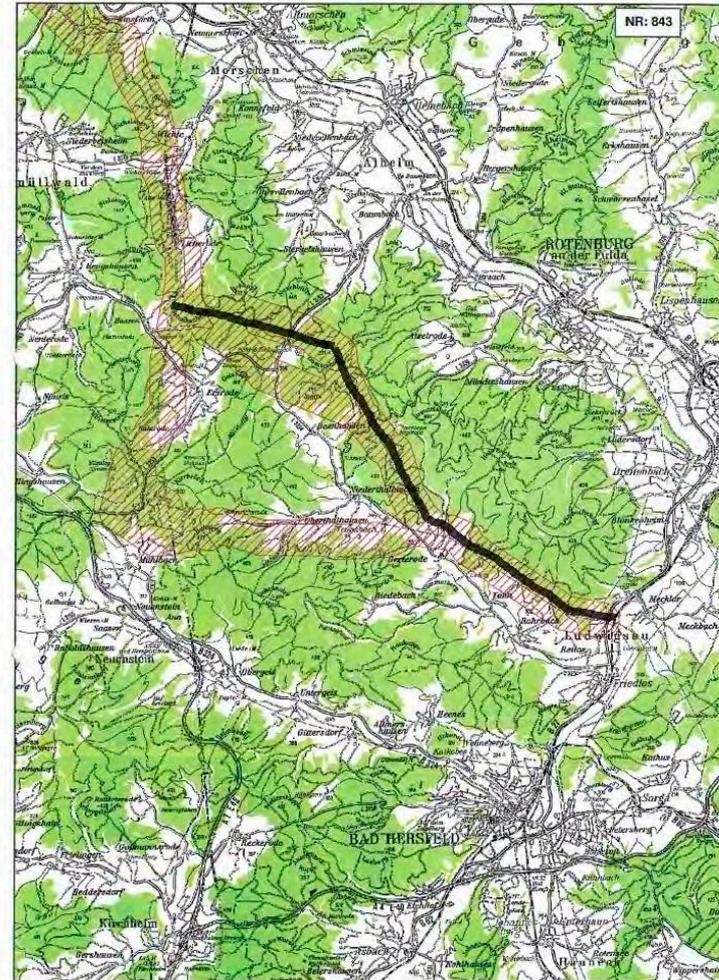
# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

## 11.) Interkommunaler Vorschlag: „Waldtangente Ludwigsau“



Kartengrundlage: Topographische Karte 1:100.000 (TK 100), Mit Genehmigung des Hessischen Landesamtes für  
 Bodenmanagement und GeoInformation, Vorrangnummer 2006-3-17.  
 Hessen-Forst Forsteinrichtung und Naturschutz (FENA) in Gießen      Abbildungsmaßstab 1:100.000

**Vorzugsvariante Tennet / Vorschlag Planfeststellung**



Kartengrundlage: Topographische Karte 1:100.000 (TK 100), Mit Genehmigung des Hessischen Landesamtes für  
 Bodenmanagement und GeoInformation, Vorrangnummer 2006-3-17.  
 Hessen-Forst Forsteinrichtung und Naturschutz (FENA) in Gießen      Abbildungsmaßstab 1:100.000

**Optimierter Vorschlag Gemeinden**

# 380 kV-Leitung Wahle-Mecklar – klassisches Genehmigungsverfahren

## 12.) Darstellung über Infomärkte und Internet bzw. Runde Tische

- Problem:  
Lediglich Ergebnispräsentation, ohne Bereitschaft zu Planeingriffen,
- eher Monolog denn Dialog,
- hohe Mobilitätsanforderung,
- Abstimmung nur Einzelvorhaben – Maststandort o. ä.

## Planfeststellungsverfahren:

Noch nicht eröffnet, erneute Aufnahme der Diskussionen, ohne reale Chancen und für Alternativen

Prüfungskriterium – Ist die beauftragte Trasse genehmigungsfähig?

nicht

Gibt es bessere, oftmals menschenverträglichere Trassen?

- Eine deutschlandweite Betrachtung sollte durch eine Europäische Betrachtung ersetzen.

Das Schutzgut „Mensch“ muss eine grundsätzliche Empfindlichkeit „hoch“ erhalten!

78 % Waldanteil im Gemeindegebiet mit 113 km<sup>2</sup> erfordern zwangsläufig eine Leitungsverlegung im, über oder durch den Wald

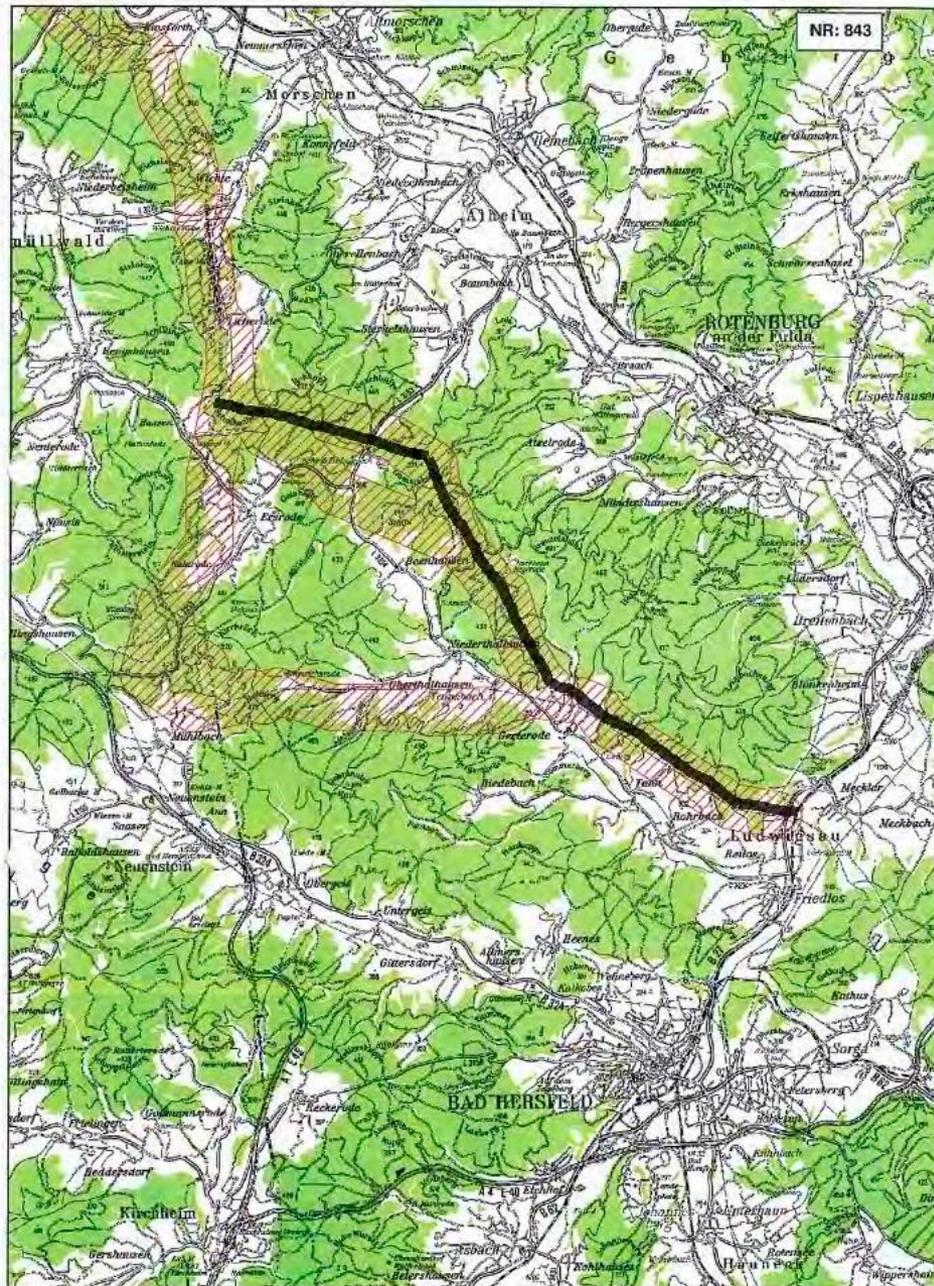
Moderne Mastkonstruktionen – z. B. Windtrack – Masten, Reduzierung der Magnetfelder

Trasse ist ein Einzelvorhaben, aufgebaut auf alten Netzstudien.  
Die Realität ändert sich schneller,

z. B. Steigerung der Energieproduktion durch Kohle – CO<sub>2</sub>?

Entfall des Gas- und Dampfturbinenkraftwerks Ludwigsau mit  
projektierten 1.100 MW – Leistung, mangels wirtschaftlicher  
Darstellbarkeit

Alternativen vorzuschlagen und aufzugreifen darf nicht nur den  
Netzbetreibern vorbehalten werden.



Kartengrundlage: Topographische Karte 1:100.000 (TK 100). Mit Genehmigung des Hessischen Landesamtes für Bodenmanagement und GeoInformation; Verv.einfältigungsnummer 2006-3-17. Hessen-Forst Forsteinrichtung und Naturschutz (FENA) in Gießen

Abbildungsmaßstab 1:100.000

**Optimierter Vorschlag Gemeinden**



# Kreisversammlung Fulda

## des Hessischen Städte- und Gemeindebundes

Kreisversammlung Fulda des Hess. Städte- und Gemeindebundes  
Rathausplatz 1, 36100 Petersberg

**36100 Petersberg**  
**Rathausplatz 1**  
Tel.: 0661/ 62 06 30  
Fax: 0661/ 62 06 50  
E-Mail: [gemeinde@petersberg.de](mailto:gemeinde@petersberg.de)

Datum: 26.02.2014

### **Resolution der Bürgermeister des Landkreises Fulda und der Stadt Schlitz - Netzausbauprojekt SuedLink -**

Die Bürgermeister des Landkreises Fulda und der Stadt Schlitz haben sich am 26.02.2014 gegen das im Landkreis Fulda und Teilen des Vogelsbergkreises geplante Netzausbauprojekt SuedLink ausgesprochen. Die entsprechende Resolution lautet folgendermaßen:

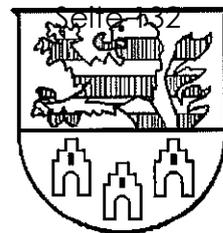
Die Bürgermeister des Landkreises Fulda und der Stadt Schlitz sprechen sich gegen das Netzausbauprojekt Gleichstromverbindung SuedLink aus.

Angesichts der zu erwartenden gravierenden Auswirkungen für die heimische Bevölkerung auf Natur und Landschaft sowie auf die regionale Wirtschaft lehnen die Bürgermeister des Landkreises Fulda und der Stadt Schlitz die vorgesehene Trassenführung entlang der Autobahn A 7 ab. Der Landkreis Fulda und Teile des Vogelsbergkreises werden durch diese Trassenführung regelrecht durchschnitten.

Die geplante Trassenführung trifft Städte und Gemeinden, die sich schon immer für einen besonderen Einklang von Mensch, Natur und Landschaft eingesetzt haben. Eine weithin bekannte Besonderheit der Rhön ist ihre unberührte, offene Landschaft. Angesichts des entsprechenden Panoramas wird die Rhön als „Land der offenen Fernen“ geschätzt. Dieses Landschaftsbild muss geschützt werden.

Eine oberirdische Freileitung in der geplanten Dimension schadet auch dem Tourismus und damit einem wichtigen wirtschaftlichen Standbein der örtlichen Wirtschaft.

So hat eine vom Bundesverband Deutsche Mittelgebirge beauftragte Studie der Universität Jena zur Akzeptanz von Windenergieanlagen in deutschen Mittelgebirgen ergeben, dass 31 Prozent der Befragten einer Zunahme von Windenergieanlagen in deutschen Mittelgebirgen negativ gegenüberstehen. Die geplante Trasse für die Hochspannungsleitung ist aufgrund der benötigten Masten insoweit durchaus vergleichbar.



# Kreisversammlung Fulda

## des Hessischen Städte- und Gemeindebundes

Wir vermissen auch eine Prüfung von Alternativen. Eine davon ist die Solar- und Windenergie-Methanisierung. Hier wird Wind- bzw. Solargas erzeugt, indem nach vorhergehender Wasserelektrolyse unter Verwendung regenerativer Energien Methan als Synthetic Natural Gas gewonnen wird. Das Gas könnte in die vorhandenen Gastrassen eingespeist werden.

Die Bürgermeister des Landkreises Fulda und der Stadt Schlitz fordern daher, von der Verwirklichung des Leitungsprojekts SuedLink Abstand zu nehmen, zumal ein abgestimmtes Gesamtkonzept zur Umsetzung der Energiewende nach wie vor fehlt.

### **Beschluss:**

Die Bürgermeister schließen sich der Forderung der Bayerischen Staatsregierung nach einem Moratorium für neue große Stromtrassen an. Eine Revision der bisherigen Leitungspläne muss möglich sein. Durch die vorgesehene Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ändert sich die Geschäftsgrundlage und vorhandene Planungen müssen überarbeitet werden. Der **Bedarf** der geplanten Trasse muss erst noch nachgewiesen werden. Unabhängig von Veränderungen im EEG hat eine Absicherung der Grundlast im Süden Deutschlands, insbesondere durch die Ausschöpfung der regionalen Energieerzeugungspotentiale, gleichwohl höchste Priorität.

Wir übersenden Ihnen diese Resolution mit der Bitte, diese zu unterstützen.

Mit freundlichen Grüßen

Schwiddessen  
Vorsitzender



Seite 1

## **Stellungnahme Ausbau der Stromnetze**

### **Herausforderung Energiewende**

Die Energiewende auf der Basis des Ausbaus erneuerbarer Energieerzeugung und der Steigerung von Energieeffizienz dient einer klima- und umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung. Sie leistet einen entscheidenden Beitrag zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung und verringert außerdem die Abhängigkeit von Brennstoffimporten. Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 sinken. Bereits heute liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bei ca. 25 Prozent und soll bis zum Jahr 2050 auf 80 Prozent gesteigert werden. Der Emissionshandel zielt insbesondere auf den Ersatz ineffizienter konventioneller Anlagen durch neue, effiziente Kraftwerke. Deutschland ist wichtiger Handelspartner im europäischen Strommarkt, der stetig zusammen wächst. Eine überwiegend auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung, die Systemintegration regenerativer und konventioneller Anlagen und das reibungslose Funktionieren des europäischen Elektrizitätsinnenmarktes erfordern eine bedarfsgerechte und intelligente Infrastruktur. Der Netzausbau geht schleppend voran. Mit Einführung einer koordinierten Netzausbauplanung durch die Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesfachplanung hat der Gesetzgeber Instrumente geschaffen, die mit vereinfachten Verfahren, einer frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit und dem Einsatz neuer Technologien den Netzausbau beschleunigen sollen.



Seite 2

## **Übertragungsnetz**

Das Übertragungsnetz hat vor allem eine Transportfunktion im Sinne einer überregionalen Verbindung von Erzeugungs- und Verbraucherschwerpunkten. Zentrale Kraftwerke speisen den erzeugten Strom direkt in das Übertragungsnetz ein und große Verbraucher entnehmen dort den Strom. Mit dem Ausbau der Windkraft an Land und auf See und dem Bau neuer konventioneller Kraftwerke in Küstennähe verlagert sich die zentrale Erzeugungsstruktur in den Norden. Es gilt, Strom von Nord nach Süd zu transportieren, um eine effiziente und kostengünstige Energieversorgung zusammen mit Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das Land Hessen gehört aufgrund seiner zentral-südlichen Lage zu den Transit- und Zielländern der zukünftigen Stromleitungen. Mit dem Gesetz über den Bundesbedarfsplan hat der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf von 36 Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz festgestellt. Davon sind 8 Pilotprojekte in Höchstspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vorgesehen. Diese Technik eignet sich besonders für den Transport großer Mengen Strom über weite Strecken mit geringen Verlusten. Legt man die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans zugrunde, sind bis zum Jahr 2022 rund 2.800 km neue Übertragungsleitungen zu bauen und rund 2.900 km Bestandstrassen an die Herausforderungen der Zukunft anzupassen. Dazu kommen die Ausbauvorhaben, für die vordringlicher Bedarf nach dem Energieleitungsausbaugesetz besteht, mit einem Umfang von aktuell 1.880 km. Laut Bundesnetzagentur konnten davon mit 350 km bisher rund 19 Prozent realisiert werden.



Seite 3

### **Verteilnetz**

Die Erzeugungsstruktur wird mit dem gesteigerten Anteil erneuerbarer Energien zunehmend dezentral und stellt das untergelagerte Verteilnetz vor neue Herausforderungen. Historisch ist das Verteilnetz zur Lieferung von Strom an Verbraucher innerhalb einer Region ausgelegt. Heute nehmen Verteilnetze den in dezentralen Anlagen aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom auf, der ggfs. von dort aus in das Übertragungsnetz weitertransportiert wird. Das Verteilnetz funktioniert damit nicht mehr als bloße „Einbahnstraße“, sondern aufgrund der Lastflussumkehr in beide Richtungen. Mit der Ertüchtigung der Verteilnetze zu „intelligenten Netzen“ können durch die Steuerung von Einspeisung und Verbrauch bspw. in Kombination mit intelligenten Messsystemen die fluktuierende Einspeisung von Elektrizität ausgeglichen, Effizienzpotenziale im Netzbetrieb gehoben und der Ausbaubedarf reduziert werden. Für die Bewältigung dieser Aufgaben sind Investitionen in das Verteilnetz erforderlich. Das Bundeswirtschaftsministerium hat die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ in Auftrag gegeben. Die Ergebnisse der Studie sollen als Grundlage für eine in diesem Jahr geplante Weiterentwicklung des Rechtsrahmens dienen.

### **Bedarfsermittlung**

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) hat der Gesetzgeber erstmalig die energiewirtschaftliche Notwendigkeit bundesweiter Netzausbaumaßnahmen festgelegt. Mit Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurde im Jahr 2011 eine gemeinsame und transparente Netzausbauplanung durch die Übertragungsnetzbetrei-



Seite 4

ber eingeführt. Ziel der neuen Verfahrensregelungen ist neben der Beschleunigung des Netzausbaus ein fortlaufend transparentes Verfahren mit frühzeitiger Öffentlichkeitsbeteiligung, um die Akzeptanz für den Netzausbau zu erhöhen.

Das EnWG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, jährlich gemeinsam einen Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung bei der Bundesnetzagentur vorzulegen. Die Netzbetreiber zeigen darin drei unterschiedliche Pfade für die zu erwartende energiepolitische Entwicklung der nächsten 10 bzw. 20 Jahre auf. Die Bundesnetzagentur genehmigt den Szenariorahmen nach Durchführung einer öffentlichen Konsultation. Auf dieser Grundlage erstellen die Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben beschreibt der Plan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes. Dies verlangt der Grundsatz des Vorrangs der Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbaumaßnahmen (NOVA-Grundsatz). Damit soll sichergestellt werden, dass Ausbaumaßnahmen auf das erforderliche Minimum reduziert werden. Der Netzentwicklungsplan wird in einem zweistufigen Verfahren öffentlich zur Konsultation gestellt. Er dient als Entwurf für den Bundesbedarfsplan. Bereits bei Erstellung des Netzentwicklungsplans werden die Auswirkungen auf die Umwelt sowie vernünftige Alternativen geprüft. Dies geschieht im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung unter Beteiligung der Öffentlichkeit. Die Ergebnisse des Umweltberichts und mögliche Änderungen in der Planung werden dokumentiert und veröffentlicht.



Seite 5

Im Jahr 2012 haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig die gemeinsame Bedarfsplanung durchgeführt. Das Verfahren mündete in die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2012 (NEP 2012) durch die Bundesnetzagentur. Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) vom 23. Juli 2013 übernimmt strategisch besonders wichtige Ausbauprojekte des NEP 2012 und legt gezielt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf im Übertragungsnetz fest. Der Bundesbedarfsplan entscheidet abschließend über Start- und Endpunkt der Verbindungen, legt jedoch nicht die Trassenführung fest. Eine Anpassung des Bundesbedarfsplans an die aktuelle Netzentwicklungsplanung ist mindestens alle drei Jahre vorgesehen, zum nächsten Mal soll eine Vorlage an den Bundestag auf Basis eines entsprechenden Vorschlags der Bundesnetzagentur an die Bundesregierung 2015 erfolgen.

### **Bundesfachplanung**

Für Verbindungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, gilt die Bundesfachplanung nach dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Zunächst wird dabei ein Trassenkorridor festgelegt, der den Anforderungen der Raumordnung entspricht. In einem zweiten Schritt wird über die konkrete Trasse innerhalb des Korridors entschieden. Auch das bundeseinheitliche Planungsverfahren dient der Beschleunigung des Netzausbaus. Im Rahmen der Bundesfachplanung wird erneut eine Umweltprüfung durchgeführt, die sich anders als die Prüfung bei der Bedarfsplanung auf einen konkreten Trassenverlauf bezieht. Für Vorhaben, die nur ein Bundesland betreffen, beginnt die im Rahmen des Landesrechts zuständige Behörde für



Seite 6

Raumordnung ein entsprechendes Verfahren. Eine abschließende Entscheidung über den genauen Verlauf der Trasse und die zu verwendende Technik ergeht im Rahmen der Planfeststellung.

### **Erdkabel**

Pilotprojekte im Übertragungsnetz sollen zeigen, ob die unterirdische Verlegung von Leitungen eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Alternative ist, mit der der Netzausbau beschleunigt werden kann. Mit dem Einsatz von Erdkabeln könnten Eingriffe in das Landschaftsbild minimiert und die Akzeptanz von Leitungsbauten bei der Bevölkerung erhöht werden. Das EnLAG erlaubt, auf bestimmten Pilotprojekten der Drehstromtechnik im Übertragungsnetz Erdkabel zu erproben. Auf Teilabschnitten, die bestimmte Mindestabstände zu Wohngebieten unterschreiten, können Leitungen unterirdisch verlegt werden. Noch ist keines der Erdkabel-Pilotprojekte in Betrieb. Im ersten Quartal 2014 erging der Planfeststellungsbeschluss für das erste Pilotprojekt. Damit Erfahrungen mit der Verwendung von Erdkabeln auch in der Gleichstromübertragungstechnik gesammelt werden können, hat die Bundesregierung im Rahmen der EEG-Reform einen Gesetzentwurf vorgelegt, der den Einsatz von Erdkabeln auch bei Vorhaben dieser Technik, die im Bundesbedarfsplan ausgewiesen sind, erweitert. Nachdem zuvor lediglich zwei Vorhaben als Pilotprojekt für Erdkabel im Gleichstrombereich gekennzeichnet waren, sollen nunmehr alle HGÜ-Pilotprojekte auf wirtschaftlich und technisch effizienten Teilabschnitten erdkabelfähig werden. Einschränkungen bestehen, sofern ein Vorhaben in oder unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung ausgeführt werden soll.



Seite 7

Unterirdische Leitungen im Verteilnetz sind Stand der Technik. Ausbauvorhaben, die auf neuen Trassen geplant sind, sind daher unterirdisch auszuführen, sofern nicht die Gesamtkosten für Bau und Betrieb des Kabels die Kosten für eine vergleichbare Freileitung um das 2,75-fache übersteigen.

### **Ausblick**

Die Energiewende und insbesondere der Netzausbau ist eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung und erfordert den fortlaufend begleitenden Dialog aller Interessenvertreter. Das im Auftrag des Bundesumweltministeriums durch die Deutsche Umwelthilfe durchgeführte Forum Netzintegration ist ein Beispiel dafür, wie Netzbetreiber, Politiker, Umweltschützer und betroffene Bürgerinnen und Bürger Verständnis für die jeweiligen Belange erwerben und gemeinsam an Lösungen arbeiten.

Mit dem aktuellen Entwurf für einen Netzentwicklungsplan identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2024 einen Ausbaubedarf von 3.500 km, davon 2.000 km HGÜ-Korridore. Parallel dazu haben die Netzbetreiber mit einem „Sensitivitätenbericht“ geprüft, wie sich bestimmte Maßnahmen auf den Netzausbaubedarf auswirken. Dies gilt es auch in Zukunft verstärkt fortzuführen.



**VKU** Geschäftsstelle Hessen • Frankfurter Straße 2 • 65189 Wiesbaden

An den Vorsitzenden  
des Ausschusses für Wirtschaft, Energie,  
Verkehr und Landesentwicklung  
des Hessischen Landtags  
Herrn Clemens Reif, MdL  
Schlossplatz 1-3  
65183 Wiesbaden

### **Anhörung zum Neu- und Ausbau der Stromnetze**

06.06.2014

Sehr geehrter Herr Ausschussvorsitzender,  
sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

im Namen der Landesgruppe Hessen des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) bedanke ich mich für die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme im Rahmen der Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung zum Thema „Neu- und Ausbau der Stromnetze“.

Gerne nehmen wir als VKU-Landesgruppe Hessen zu dem Thema mit den folgenden Ausführungen Stellung:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung führen schon jetzt zu erhöhten technischen Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber. Nach Angaben der Bundesnetzagentur sind bereits 97 Prozent der erneuerbaren Energien und über die Hälfte der gesamten Erzeugungskapazitäten in Deutschland an die Verteilernetze angeschlossen. Mit dem steigenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird auch der Bedarf an Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Flexibilisierung auf der Verbraucherseite zunehmen. Dazu gehört auch die aktive Steuerung des Energieverbrauchs durch das sogenannte Lastmanagement.

Die kommunalen Netzbetreiber bewirtschaften rund 60 Prozent aller Verteilernetze in Deutschland. Sie wirken entscheidend daran mit, dass Deutschland in Sachen Versorgungssicherheit mit Ausfallraten von 15,3 Minuten pro Jahr im europäischen Vergleich führend ist. Kommunale Netzbetreiber stehen jetzt vor der Aufgabe, die Verteilernetze an die Anforderungen der Energiewende anzupassen, um das hohe Niveau der Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten.

Intelligente Stromnetze auf allen Netzebenen – von der Höchstspannung bis in die Niederspannung – werden die Netzbetreiber perspektivisch in die Lage versetzen,

**Verband kommunaler  
Unternehmen e.V.**

**Landesgruppe Hessen**

Frankfurter Str. 2  
65189 Wiesbaden

Fon +49(0)611.1702-29  
Fax +49(0)611.1702-30

Vorsitzender:  
RA Ralf Schodlok

Geschäftsführer:  
Dipl.-Pol. Martin Heindl  
heindl@vku.de

**Hauptgeschäftsstelle**

Invalidenstrasse 91  
10115 Berlin

Fon +49 (0) 30.58580-0  
Fax +49 (0) 30.58580-100

www.vku.de  
info@vku.de

Bankverbindung  
Berliner Sparkasse  
Ust.-IdNr.: DE 123065069  
IBAN :  
DE95100500006600009100  
SWIFT: BELADEBEXX

eine optimale Balance zwischen Energieerzeugung und –verbrauch herzustellen. Dieser qualitative Netzausbau ist günstiger als der flächendeckende Ausbau von Speicherkraftwerken oder zusätzliche konventionelle Kraftwerke für die Systemintegration erneuerbarer Energien. Der VKU ist davon überzeugt, dass der Aus- und Umbau der Verteilernetze und die Einbeziehung der (Groß-) Verbraucher in das Lastmanagement den Gesamtbedarf an Erzeugungs- und Speicherkapazitäten erheblich verringern können.

### **Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber**

Aufgrund der beschriebenen Herausforderungen hat der VKU eine Positionierung zu Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber beschlossen, in der eine Verbesserung der Investitionsbedingungen durch Beseitigung des Zeitverzugs in der Anreizregulierung und ein konsistenter Regulierungsrahmen gefordert werden (siehe Anlage). Die Beseitigung des Zeitverzugs für die Verteilnetzbetreiber soll nach Ansicht des VKU durch eine Einführung der sog. Investitionskostendifferenz (IKD) in die Regulierungsformel erreicht werden.

Die VKU-Position legt dar, dass die Ergänzung des Regulierungssystems um das IKD-Modell eine sachgerechte Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen bietet. Mit der IKD wird ein Investitionsanreiz gesetzt, die Investitionen müssen allerdings stets effizient ausgeführt werden, da die Anreizregulierung in ihren Grundzügen mit Kostenprüfung und dem Effizienzvergleich erhalten bleiben soll. Neben dem Wegfall des Zeitverzugs würde mit dem IKD-Modell das Regulierungssystem für die Verteilnetzbetreiber an Planungssicherheit gewinnen und vereinfacht werden.

Das Positionspapier enthält im zweiten Kapitel weitere VKU-Forderungen zur Herstellung eines konsistenten Regulierungsrahmens. Auch werden darin Vorschläge zum Abbau der Bürokratiekosten durch Reduktion der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten beschrieben. Besondere Schwerpunkte werden auf die einseitige Kürzung der kalkulatorischen Bilanz sowie auf die unsachgemäße regulatorische Benachteiligung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen gelegt.

### **Hintergrund zum IKD-Modell**

Das Modell der Investitionskostendifferenz (IKD-Modell) wurde durch den Wirtschaftsausschuss des Bundesrates vorgelegt (Nr. 12 in BR-Dr. 447/1/13) und als eine Grundlage für die Anpassung der Anreizregulierungsverordnung empfohlen. Der Bundesrat hat in diesem Zusammenhang im Entschließungsantrag vom 31.07.2013 die Bundesregierung aufgefordert, eine Anpassung der Anreizregulierung und damit verbundenen die Beseitigung des Zeitverzugs vorzunehmen.

Die Wirkungsweise des IKD auf die Verteilnetzbetreiber hat der VKU durch Beratungsunternehmen in einer Kurz-Studie untersuchen lassen. In der Studie wurden zunächst modellhafte Berechnungen durchgeführt und anschließend anhand realer Unternehmensdaten die Auswirkungen auf Unternehmen errechnet. Die Ergebnisse waren im Wesentlichen von der Altersstruktur und der individuellen Investitionsplanung abhängig.

Die Kurz-Studie kommt zu dem Schluss, dass die Anpassung der Anreizregulierung mit dem IKD-Modell für die Ebene der Verteilernetze eine sachgerechte Beseitigung des Zeitverzugs der Kapitalkosten bei Investitionen darstellt. Das IKD-Modell würde somit die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber gegenüber der bisherigen Anreizregulierung deutlich verbessern und Kostenverursachungsgerechtigkeit im Regulierungssystem herstellen.

Gerne stehen wir Ihnen für Rückfragen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Martin Heindl  
Geschäftsführer

Anlagen



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft  
und technische Planung GmbH  
Alfonsstraße 44  
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0  
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de  
www.bet-aachen.de

## VKU Kurz-Studie

# Investitionskostendifferenz

**Aachen, 19.05.2014**

**Bearbeitung:**

Michael Seidel  
Carsten Sommer  
Oliver Radtke

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2 Herleitung der IKD-Systematik.....</b>	<b>5</b>
<b>3 Szenariobetrachtung des IKD in Modellnetzen.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 Modellierungsansatz und untersuchte Szenarien</b>	<b>6</b>
<b>3.2 Darstellung der Szenarien an modellierten Beispielnetzen</b>	<b>7</b>
<b>3.3 Darstellung der Modellrechnungen für vier verschiedene         Netzbetreiber</b>	<b>8</b>
<b>4 Auswirkungen der IKD bei realen Netzbetreibern .....</b>	<b>10</b>
<b>5 Fazit .....</b>	<b>12</b>
<b>Anhang .....</b>	<b>13</b>

## 1 Einleitung

Der Bundesrat hat in einer EntschlieÙung vom 31.07.2013 die Bundesregierung aufgefordert, auf Basis eines Vorschlags der Freistaaten Bayern und Sachsen, zusätzliche Investitionsanreize in Verteilnetze zu schaffen. Die Investitionsanreize sollen u.a. dadurch geschaffen werden, dass der bisherige Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten bei den Verteilnetzen beseitigt werden soll.

Der Vorschlag der Freistaaten Bayern und Sachsen sieht hierfür die Aufnahme einer sogenannten Investitionskostendifferenz „IKD“ in die bisherige Regulierungsformel vor.

Der Verband kommunaler Unternehmen e.V. hat BET im Rahmen einer Studie beauftragt zu prüfen, welche wirtschaftlichen Auswirkungen die Einführung der „IKD“ für die Mitgliedsunternehmen des VKU hat.

Nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist eine umfassende Prüfung der Vorteilhaftigkeit der IKD insbesondere im Vergleich mit anderen denkbaren Instrumenten und Anpassungen im Rahmen der Anreizregulierung.

In dieser Studie wird die Erlössituation mehrerer Verteilnetzbetreiber, wie sie sich nach aktueller Ausgestaltung der ARegV ergeben würde, mit der Erlössituation nach IKD Vorschlag verglichen. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich über drei in der Zukunft liegenden Regulierungsperioden, sodass das unterstellte Investitionsverhalten auf individuellen Planansätzen der Netzbetreiber beruht. Dies soll Aufschlüsse über den Effekt der IKD im Vergleich zum Status Quo in Abhängigkeit der geplanten Investitionen liefern. Anhand der historischen AHK können Rückschlüsse auf die Altersstruktur des betrachteten Netzes gezogen werden.

Auch kann im Rahmen dieser VKU-Kurzstudie zur Investitionskostendifferenz keine Untersuchung der Auswirkungen der IKD auf individuelle Wirtschaftspläne und Aktivierungspraktiken von Unternehmen erfolgen, ebenso kann die Studie nicht die Hintergründe der Investitionsplanungen und somit der Folgen auf die Ergebnisse beleuchten. Beide sind abhängig vom Regulierungsrahmen, so dass diese Aspekte keine Aussage pro oder contra IKD begründen.

Zur Überprüfung der wirtschaftlichen Auswirkungen der „IKD“ hat BET nachfolgendes methodisches Vorgehen gewählt:

---

**Qualitative Analyse bzw. Herleitung der „IKD“:**

Hierzu gehört eine Beschreibung der Berechnungsmethodik, damit die Wirkungsweisen und Auswirkungen für Netzbetreiber verständlich und nachvollziehbar sind. Die Qualitative Analyse bzw. die Herleitung der IKD Systematik wird in Kapitel 2 grob skizziert und im Anhang detaillierter beschrieben.

**Modellhafte Berechnung:**

BET hat auf Basis der BET Datenbank Modellrechnungen durchgeführt. Im Rahmen der Durchführung der Modellrechnungen, wurden möglichst repräsentative Fallkonstellationen für Strom- und Gasnetzbetreiber ausgewählt.

Die Modellrechnungen wurden auf Basis jeweils eines repräsentativen städtischen und ländlichen Strom- und Gasnetzbetreiber als auch jeweils getrennt nach alten und neuen Bundesländern durchgeführt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht entscheidend sind jedoch die Altersstruktur des Anlagevermögens sowie die zukünftigen Investitionsverpflichtungen. Hierzu wurden verschiedene Szenarien modelliert und berechnet.

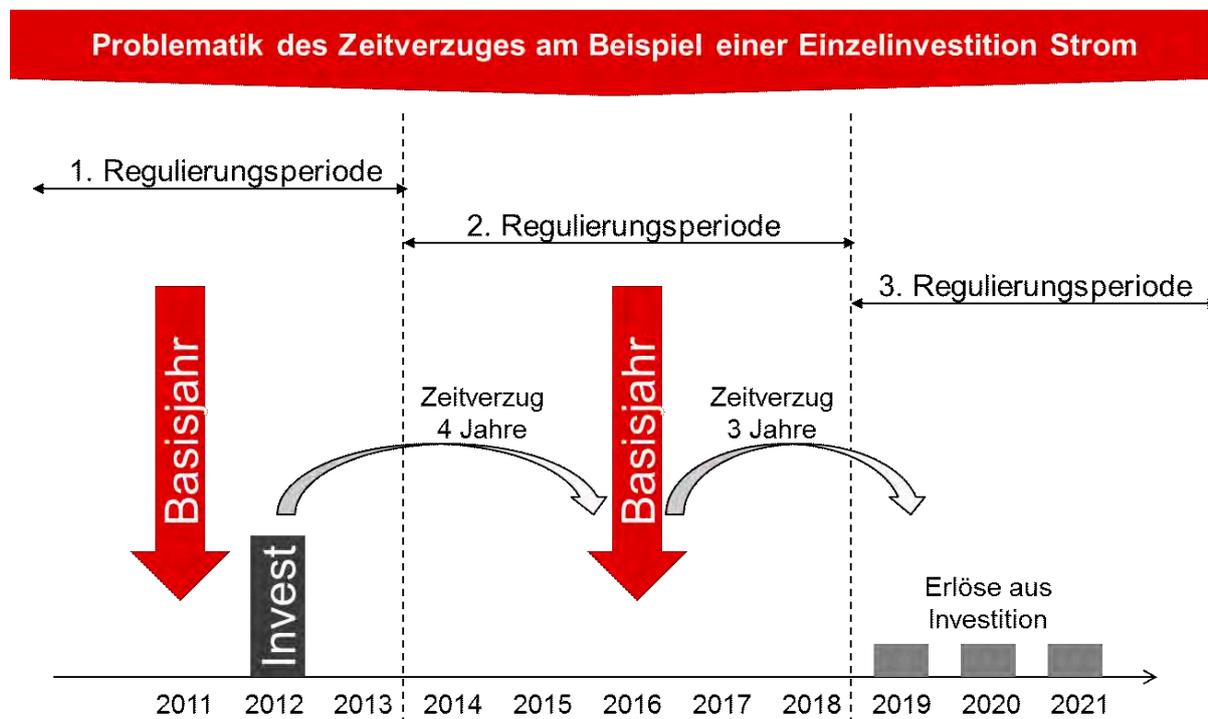
Die Modellrechnungen erfolgten unter Berücksichtigung des Verlaufs der Abschreibungen, der Restwertentwicklung, der Kapitalkostenentwicklungen und wie beschrieben verschiedenen Altersstrukturen und Investitionsverläufen des IKD-Vorschlags im Vergleich zur bisherigen Regulierungspraxis. Die Ergebnisse der Modellrechnungen werden in Kapitel 3 zusammengefasst. Die Details der Modellrechnungen werden auszugsweise im Anhang dargestellt.

**Überprüfung der Modellrechnungen anhand realer Strom- und Gasnetze:**

Zur Plausibilisierung der Ergebnisse aus Kapitel 3 und um die Wirkungsweisen der IKD in der Praxis messen zu können, haben 14 kleine, mittlere und große Strom- und Gasnetzbetreiber ihre Daten anonym für die Studie bereit gestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen anhand von realen Strom- und Gasnetzen erfolgt in Kapitel 4 dieser Studie. Die Datengrundlage und die in den Berechnungen getroffenen Annahmen und Prämissen haben wir auszugsweise im Anhang dargestellt.

## 2 Herleitung der IKD-Systematik

Im derzeitigen System der ARegV erfolgt die Anerkennung von Kapitalkosten für Investitionen mit einem Zeitversatz. Nachfolgende Grafik soll diese Systematik der ARegV verdeutlichen:



Damit dieser Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten bei den Verteilnetzbetreibern beseitigt wird, hat der Bundesrat in einer EntschlieÙung vom 31.07.2013 (Bundesrat Drucksache 447/6/13) die Bundesregierung aufgefordert, auf Basis eines Vorschlags der Freistaaten Bayern und Sachsen, zusätzliche Investitionsanreize in Verteilnetze zu schaffen. Der Vorschlag der Freistaaten Bayern und Sachsen sieht hierfür die Aufnahme einer sogenannten Investitionskostendifferenz (im Weiteren **IKD**) in die bisherige Regulierungsformel vor.

### 3 Szenariobetrachtung des IKD in Modellnetzen

#### 3.1 Modellierungsansatz und untersuchte Szenarien

Um im Vorfeld der Studie eine möglichst realitätsnahe Aussage zur IKD treffen zu können wurden Modellnetze generiert und verschiedene Szenarien unterstellt. Die Modellnetze wurden unterschiedlich geclustert. Dabei wurde zwischen städtisch und ländlich, West- und Ostdeutschland, Groß- und Kleinnetzbetreiber selektiert nach Strom und Gas unterschieden. Des Weiteren wurden den Netzen unterschiedliche Altersstrukturen zu Grunde gelegt, da das Anlagevermögen der Hauptaspekt der IKD ist.

Für die Berechnung wurde allen Modellnetzen eine Finanzierungsstruktur mit einer kalkulatorischen EK-Quote von 40 %, verzinslichem Fremdkapital (FK) 45 % und unverzinslichem FK von 15 % unterstellt. Die Zinssätze wurden für EK Altanlagen mit 7,14 %, EK Neuanlagen mit 9,05 % überschießendes EK mit 3,98 % und für FK mit 4,00 % festgelegt. Weitere Kriterien waren ein linearer Ansatz bei den Investitionen, konstanter Wert bei den OPEX, pauschaler Ansatz des EF mit 1,05 (sobald der RBW im Vergleich zum Basisjahr um 1,05 steigt), kein Ansatz von Investitionsmaßnahmen und ein Zinssatz von 6,00 % für die Ermittlung des Nettobarwerts.

Die angenommenen Szenarien unterscheiden sich nur durch die Annahme unterschiedlicher Investitionsstrategien. Wird in den Szenarien von Substanzverzehr, -erhalt und -aufbau gesprochen, ist dies immer auf die kalkulatorischen Restwerte bezogen. Im Szenario 1 wurden keine Investitionen angenommen, dieses stellt somit ein Extremszenario dar und kommt in der Praxis in der Regel kaum vor. Im Szenario 2 wurde eine Investitionsstrategie zum Substanzerhalt und im Szenario 3 zum Substanzaufbau unterstellt. Im Szenario 4 wurde die Investitionstätigkeit so gewählt, dass die Nettobarwerte im Status Quo der Anreizregulierung und im IKD-Status gleich hoch sind (Break-Even Analyse). Dadurch konnte die Entwicklung des Anlagevermögens in Abhängigkeit von der Investitionstätigkeit beobachtet werden.

#### **Die vier untersuchten Szenarien im Überblick:**

- Szenario 1: Keinerlei Investitionen (kalkulatorischer Substanzverzehr)
- Szenario 2: Geringe Investitionen (kalkulatorischer Substanzerhalt)
- Szenario 3: Erweiterungsinvestitionen (kalkulatorischer Substanzaufbau)
- Szenario 4: Status Quo = IKD-Vorschlag (Break-Even Analyse)

---

### 3.2 Darstellung der Szenarien an modellierten Beispielnetzen

In dem Kapitel werden die Auswirkungen der verschiedenen Szenarien anhand von zwei Beispielen modellierter Netze beschrieben. Die Details und die Graphiken hinsichtlich der Entwicklung der Kennzahlen (Umsatzerlöse, kalk. Restwerte, Ergebnisbeiträge etc.) werden im Anhang dargestellt. Im nächsten Kapitel 3.3 folgen dann die aggregierten Darstellungen der Szenarienergebnisse für vier verschiedene Modellierungen.

Das erste Beispiel (nachfolgend Beispielnetz S 3) ist ein Stromnetzbetreiber und liegt in einer westdeutschen Großstadt. Das zweite Beispiel (nachfolgend Beispielnetz G 4) stellt einen Gasnetzbetreiber dar und befindet sich in einer ostdeutschen Kleinstadt.

Interessant für die Analyse sind die Ergebnisse im Szenario 4, bei dem überprüft wird, wie sich das Anlagevermögen wertmäßig entwickelt, falls für einen Netzbetreiber der Status Quo und der IKD-Status gleiche wirtschaftliche Ergebnisse erzeugen (Break-Even Analyse). Es wird in diesem Szenario immer genau so viel investiert, dass das wirtschaftliche Ergebnis unter IKD mit dem Status Quo der Anreizregulierung identisch ist.

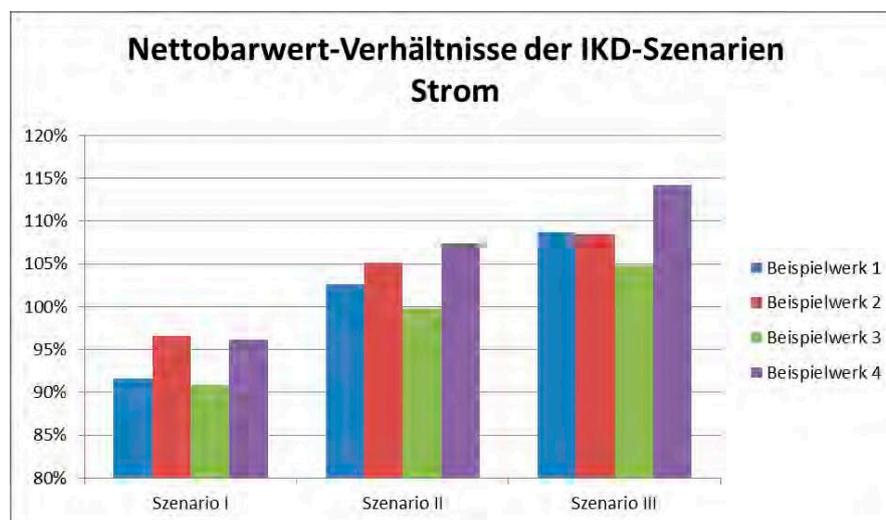
Die Ergebnisse in beiden dargestellten Beispielen werden wesentlich von der Altersstruktur des Anlagevermögens beeinflusst. Während das jüngere Netz (G 4) einen Ausgleich zwischen beiden Regulierungsregimen bei einem geringfügigen Substanzverzehr erhalten kann muss bei einem älteren Netz (S 3) ein Substanzaufbau bzw. –erhalt eingeleitet werden.

Weitere Details können dem Anhang entnommen werden.

### 3.3 Darstellung der Modellrechnungen für vier verschiedene Netzbetreiber

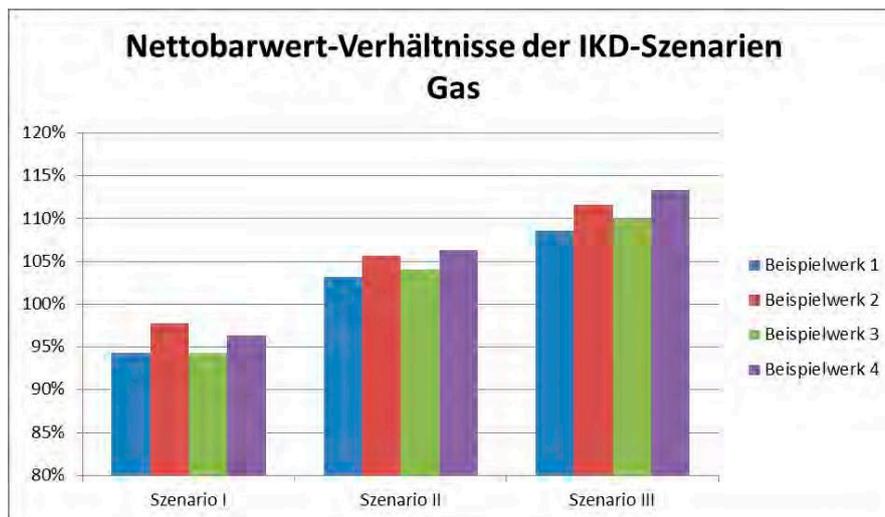
Um eine möglichst realitätsnahe Bewertung der Auswirkungen der IKD zu gewährleisten wurden verschiedene Modellnetze geclustert und entsprechend der Prämissen der einzelnen Szenarien durchgerechnet.

Die folgende Grafik zeigt diese Ergebnisse der Modellrechnungen für vier verschiedene **Stromnetzbetreiber**. Das Beispielnetz 1 liegt in einer ostdeutschen Kleinstadt. Beispielnetz 2 spiegelt einen Betreiber in einer westdeutschen mittleren Kleinstadt wieder. Beispielnetz 3 befindet sich, wie zuvor beschrieben (Beispielnetz S 3), in einer westdeutschen Großstadt und das Beispielnetz 4 in einer Großstadt im Osten.



Die Ergebnisse der Tabelle zeigen, dass sich mit zunehmender Investitionstätigkeit eine eindeutig positive Tendenz auf die Erlöse und die Ergebnisbeiträge aus den IKD-Szenarien im Strom ergibt. Die Auswirkung der IKD ist im Wesentlichen von der Altersstruktur des Anlagevermögens und der Investitionstätigkeit beeinflusst. Ein Unterschied in der Wirkungsweise der IKD zwischen städtisch oder ländlich geprägten Netzbetreibern und Ost/West konnte in der Studie nicht festgestellt werden.

Die nächste Grafik gibt die Ergebnisse der Modellberechnungen für vier verschiedene **Gas-netzbetreiber** wieder. Bei dem Beispielnetz 1 handelt es sich um einen Gasnetzbetreiber in einer westdeutschen mittleren Kleinstadt. Beispielnetz 2 liegt in einer ostdeutschen Großstadt. Beispielnetz 3 ist ein Betreiber eines Gasnetzes in einer westdeutschen mittleren Stadt und bei dem Beispielnetz 4 handelt es sich, wie beschrieben (Beispielnetz G4), um einen Versorger in einer ostdeutschen Kleinstadt.

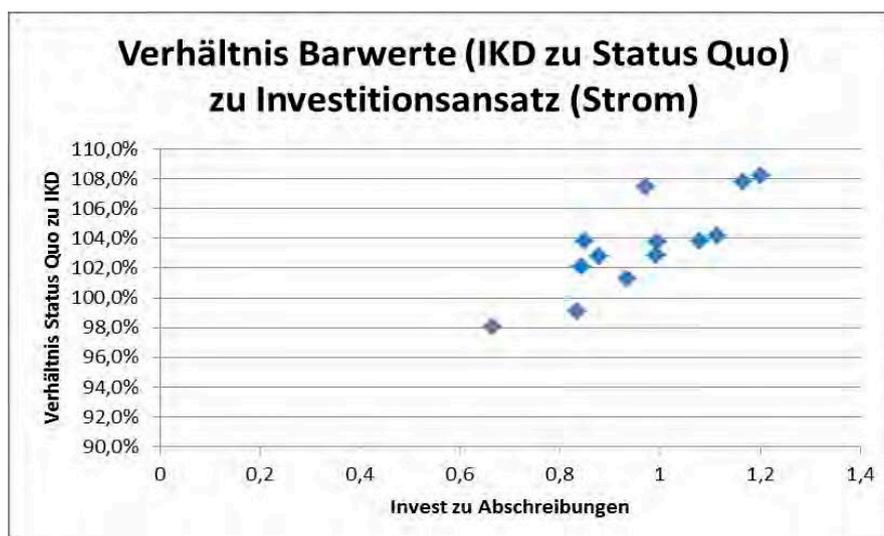


Auch im Gas ergeben sich aus den IKD-Szenarien bei zunehmender Investitionstätigkeit positive Entwicklungen bei den Erlösen und Ergebnisbeiträgen. Die Entwicklung hängt jedoch ebenfalls stark von der Altersstruktur des Anlagevermögens und von der Investitionstätigkeit ab. Ein Unterschied in der Wirkungsweise der IKD zwischen städtisch oder ländlich geprägten Netzbetreibern und Ost/West konnte in der Studie nicht festgestellt werden.

## 4 Auswirkungen der IKD bei realen Netzbetreibern

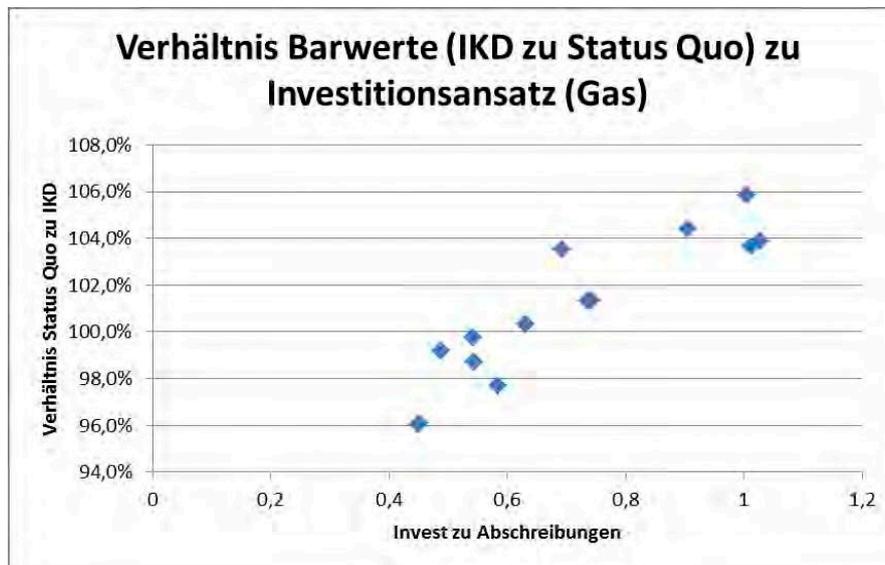
Um die Wirkungsweisen der IKD in der Praxis messen zu können, haben 14 kleine, mittlere und große Strom- und Gasnetzbetreiber ihre Daten anonym für die Studie zur Verfügung gestellt. Die angefragten Daten sollten IST-Zahlen aus den Kostenprüfungen (B1 und B2 Bogen) und die dort angesetzten Nutzungsdauern nach NEV sowie tatsächlich getätigte Investitionen nach den Basisjahren enthalten. Individuelle Angaben und Annahmen konnten u. a. bei dem Erweiterungsfaktor, der Investitionsplanung oder Zinsprognose gemacht werden. Weiterhin konnten die Teilnehmer optional ihre Strukturparameter einbringen. Die zugrunde gelegten Investitionsplanungen für die zukünftigen Jahre sind dabei an die Investitionsbedingungen des derzeitigen Regulierungsregimes ausgerichtet.

In der folgenden Grafik werden die Auswirkungen der IKD bei den teilnehmenden **Stromnetzbetreibern** dargestellt. Insgesamt konnten 13 Ergebnisse ausgewertet werden.



Die Ergebnisse weisen bei zwei Netzen einen negativen und bei den übrigen 11 Netzen einen positiven Effekt aus der IKD auf. Ursächlich für die unterschiedlichen Ergebnisse aus der IKD waren im Wesentlichen die individuellen Investitionsplanungen der Unternehmen. Des Weiteren lassen sich **keine Tendenzen zwischen städtischen oder ländlichen Versorgern und nach West- oder Ostdeutschland feststellen.**

In der nächsten Grafik werden die Auswirkungen der IKD bei den teilnehmenden **Gasnetzbetreibern** dargestellt. Insgesamt konnten 14 Ergebnisse ausgewertet werden.



Im Gas ergeben sich aus der IKD acht positive aber auch sechs negative Effekte. Die Ergebnisse hängen, wie auch beim Strom, von der individuellen Investitionsplanung der Unternehmen im Verhältnis zur jeweiligen Altersstruktur ab. Die niedrigere Investitionsplanung gegenüber den Stromnetzen liegt vor allem an der jüngeren Altersstruktur der Gasnetze. Des Weiteren lassen sich ebenfalls **keine Tendenzen zwischen städtischen oder ländlichen Versorgern und nach West- oder Ostdeutschland feststellen.**

## 5 Fazit

Die Ergebnisse aus der Studie – sowohl der Modellrechnungen von BET als auch auf Basis der Realdaten der Unternehmen – belegen, dass der IKD eine sachgerechte und positive Auswirkung auf die Beseitigung des Zeitversatzes der Kapitalkosten bei Investitionen hat.

### **Die Berechnungen führten zu folgenden zentralen Ergebnissen:**

- Netze mit einer Investitionsstrategie, die auf Substanzaufbau oder -erhalt ausgerichtet ist, erzielen mit der IKD eher die regulatorisch zugestandene Verzinsung als im Status Quo.
- Bei „jungen“ Netzen mit geringen Investitionen, die auf Substanzverbrauch ausgerichtet sind, können sowohl positive als auch negative Effekte aus der IKD erzielt werden.
- Eine negative Wirkung (gegenüber dem Status Quo) der IKD tritt im Wesentlichen bei Netzen auf, in die bei einer Altersstruktur „altes Netz“ in die Erneuerung und/oder Erweiterung der Netze nicht oder nur zurückhaltend investiert wird.
- Die Wirkungsweise der IKD ist unabhängig von Strom- bzw. Gasnetzen und losgelöst davon, ob diese städtisch oder ländlich sind oder im Westen/Osten.
- Die Wirkungsweise der IKD ist wesentlich durch die Altersstruktur der Versorgungsnetze und des in die Zukunft gerichteten Investitionsverhaltens beeinflusst.

Bei der weiteren Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die Investitionsstrategien der Unternehmen immer auch Ausdruck des bestehenden Regulierungsrahmens sind – Regulierungsrahmen und Investitionsverhalten bedingen einander. Konkret heißt das, dass für Netze, die aufgrund des Zeitverzuges heute ein zurückhaltendes Investitionsverhalten pflegen und daher in der Modellrechnung vom Status Quo profitieren, zukünftig bei einer IKD in der Regulierung ihre Investitionsstrategien ändern können und sich damit auch das Verhältnis der Barwerte zwischen dem Status Quo und der IKD positiv entwickeln kann. Zu beachten ist, dass auch bei einer Investitionsstrategie, die auf „Substanzverbrauch“ ausgerichtet ist, die Netzbetreiber über andere Maßnahmen (bspw. aufwandsseitig oder durch Instandhaltungsmaßnahmen) die Netzqualität sichern können. Diese Zusammenhänge sind aber nicht Bestandteil der vorliegenden Studie.

**Im Ergebnis der Berechnungen bringt die Einführung der IKD in die „Regulierungsformel“ eine Verbesserung der Investitionsanreize gegenüber dem „Status Quo“ der bisherigen Anreizregulierung. Mit einem geringen regulatorischen Aufwand werden zielgenau die tatsächlichen, durch die Investitionen ausgelösten Mehrkosten abgedeckt und somit eine bessere Kostenverursachungsgerechtigkeit hergestellt. Somit kann sich die Einführung der IKD in Abhängigkeit von der Altersstruktur und Investitionsverhalten für Netzbetreiber sowohl positiv als auch negativ auswirken.**

---

## Anhang

### Zu Kapitel 2 Herleitung der IKD-Systematik

Die Investitionskostendifferenz (im Weiteren **IKD**) entsteht faktisch jedes Jahr und ist daher eine Differenzbetrachtung zwischen Anlagenzugängen und Anlagen, die im Betrachtungsjahr aus der kalkulatorischen Nutzungsdauer fallen. Die Gleichung lässt sich wie folgt ausdrücken:

$$\text{IKD} = \text{Investitionskosten}_{\text{Zugang}} (\text{IKD}_Z) - \text{Investitionskosten}_{\text{Abgang}} (\text{IKD}_A)$$

In die IKD fließen die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, die kalkulatorische Gewerbesteuer und ein Betriebskostenansatz von 0,8 % auf die kalkulatorischen Restbuchwerte ein.

Die kalkulatorischen Abschreibungen für Anlagen aus dem letzten Basisjahr setzen sich aus **Altanlagen** (vor 2006) und **Neuanlagen** (ab 2006) zusammen, wobei die Altanlagen differenziert nach AHK und TNW mit Ansatz der Eigenkapital-Quote (EK-Quote) aus dem Basisjahr NEV-konform und die Neuanlagen zu AHKs betrachtet werden.

In die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung fließt der **Mittelwert der Restbuchwerte (RBW)** zum 01.01. und zum 31.12. des Basisjahres ein. Die jeweiligen RBW werden, analog der kalkulatorischen Abschreibung, nach Alt- und Neuanlagen differenziert und rechnerisch fortentwickelt. Weiterer Bestandteil ist ein **Mischzins** aus dem letzten Basisjahr, der sich aus der Summe EK-Verzinsung und FK-Zinsen in Relation zum betriebsnotwendigen Vermögen des damaligen Zeitpunktes ergibt. Dieser Mischzins wird auf den Mittelwert der kalkulatorischen Restbuchwerte angewandt. Bei der Berechnung des Mittelwertes wird für die Anlagenzugänge des Betrachtungsjahres die Behördenlogik hinsichtlich des Jahresanfangswertes unterstellt: dieser wird im Jahr des Zugangs mit „0“ angesetzt.

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wird korrespondierend zu der Berechnungslogik der Regulierungsbehörden ermittelt.

Der Betriebskostenansatz von 0,8 % erfolgt auf die RBW im Basisjahr separiert nach Alt- und Neuanlagen. In der Berechnung des Betriebskostenansatzes wird die Verzinsungsbasis, Mittelwert 01.01. und 31.12., der kalkulatorischen EK-Verzinsung berücksichtigt. In den Fällen einer negativen Betriebskostenpauschale erfolgt der Ansatz mit 0.

Der IKD<sub>Z</sub> beinhaltet sämtliche Zugänge innerhalb einer Regulierungsperiode:

	2. RP		Basisjahr			3. RP	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Relevant für IKD Z	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Investitionen 2014	x	x	x	x	x	-	
Investitionen 2015	-	x	x	x	x	-	
Investitionen 2016	-	-	x	x	x	-	

Im IKD<sub>A</sub> werden Anlagen, die im letzten Basisjahr enthalten waren und im Betrachtungsjahr nicht mehr relevant sind berücksichtigt:

	Basisjahr			2. RP		Basisjahr			3. RP	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Restwert 01.01.	150	100	50							
Restwert 31.12.	100	50	0							
Relevant für IKD A	-	-	-	x	x	x	x	x	-	

Eine zusätzliche Besonderheit bildet ein Abgang nach einem Basisjahr und vor Beginn der neuen Regulierungsperiode. Dieser fließt sowohl in die aktuelle als auch in die folgende Regulierungsperiode mit Werten aus dem ursprünglichen Basisjahr als auch mit den Werten aus dem letzten Basisjahr ein:

	Basisjahr			2. RP		Basisjahr			3. RP			Basisjahr				4. RP
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
Restwert 01.01.	350	300	250	200	150	100	50									
Restwert 31.12.	300	250	200	150	100	50	0									
Relevant für IKD A	-	-	-	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x		
Relevantes Basisjahr								2011	2016	2016	2016	2016	2016	2016		

Die nächsten drei Grafiken veranschaulichen anhand von einer Beispielrechnung die Anwendung der IKD:

### IKD<sub>Z</sub>

Im ersten Jahr der 2. Regulierungsperiode wird zunächst nichts investiert. In 2015 erfolgt eine Investition in Höhe von 1000 GE. Die Investition geht mit fortgeschriebenen RBW (Restbuchwerte) bis zum Ende der 2. Regulierungsperiode in die IKD<sub>Z</sub> ein.

	Basisjahr			2. RP		Basisjahr			3. RP	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Restwert 01.01.					1000	900	800	700	600	
Restwert 31.12.					900	800	700	600	500	
Relevant für IKD Z	-	-	-	-	x	x	x	x	-	
<b>kalk Abschreibung</b>					<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>		
Mittelwert					450	850	750	650		
Mischzins					5%	5%	5%	5%		
<b>kalk. EK-Verzinsung</b>					<b>22,5</b>	<b>42,5</b>	<b>37,5</b>	<b>32,5</b>		
Gewerbesteuersatz					13,5%	13,5%	13,5%	13,5%		
<b>kalk. Gewerbesteuer</b>					<b>3,04</b>	<b>5,74</b>	<b>5,06</b>	<b>4,39</b>		
OPEX-Anteil					0,8%	0,8%	0,8%	0,8%		
<b>Betriebskostenpauschale</b>					<b>3,60</b>	<b>6,80</b>	<b>6,00</b>	<b>5,20</b>		
<b>IKD-Z</b>					<b>129,14</b>	<b>155,04</b>	<b>148,56</b>	<b>142,09</b>		

IKD<sub>A</sub>

Die Basis für die IKD<sub>A</sub> der 2. Regulierungsperiode bildet der Anlagenabgang/das abgeschriebene Anlagengut vor dem Betrachtungsjahr 2014, das im Basisjahr 2011 enthalten war.

	Basisjahr			2. RP		Basisjahr			3. RP
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Restwert 01.01.	150	100	50						
Restwert 31.12.	100	50	0						
Relevant für IKD A	-	-	-	x	x	x	x	x	-
Relevantes Basisjahr				2011	2011	2011	2011	2011	
<b>kalk. AfA Basisjahr</b>				<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	
Mittelwert Basisjahr				125	125	125	125	125	
Mischzins Basisjahr				5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	
<b>kalk. EK-Verzinsung</b>				<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	<b>6,25</b>	
Gewerbesteuerhebesatz				13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	
<b>kalk. Gewerbesteuer Basisjahr</b>				<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	
OPEX-Anteil				0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	
<b>Betriebskostenpauschale</b>				<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	
<b>IKD-A</b>				<b>58,1</b>	<b>58,1</b>	<b>58,1</b>	<b>58,1</b>	<b>58,1</b>	

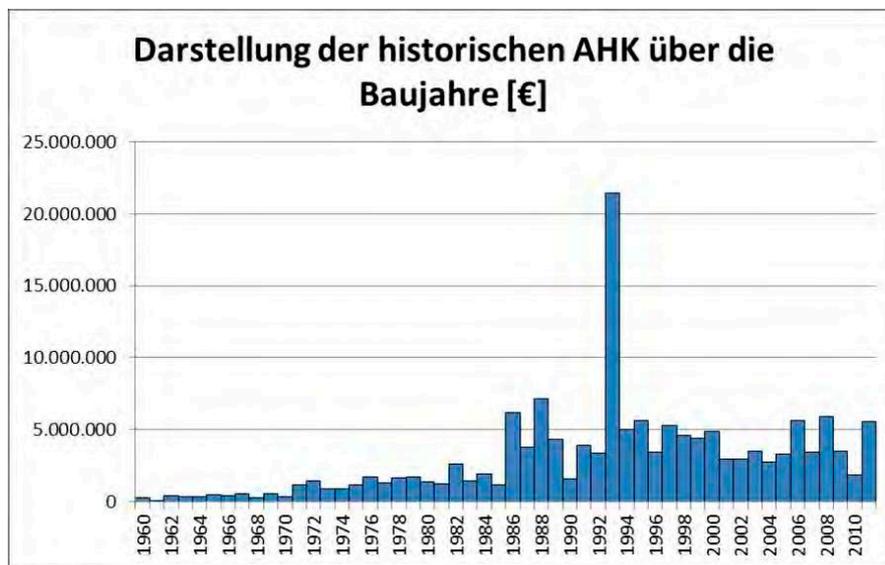
IKD = IKD<sub>Z</sub> - IKD<sub>A</sub>

Die IKD für die 2. Regulierungsperiode wirkt in diesem Beispiel im ersten Jahr negativ. Die Betriebskostenpauschale wird auf Grund des negativen IKD nicht angesetzt. In dem zweiten Jahr der Regulierungsperiode wirkt die IKD durch die Investition positiv und wird differenziert betrachtet über die gesamte Regulierungsperiode fortgeschrieben. Im Beispiel wirken sich die Investitionen, die innerhalb der 2. Regulierungsperiode getätigt wurden, ab der 3. Regulierungsperiode nicht mehr auf die IKD aus.

	2. RP		Basisjahr			3. RP
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IKD-A						
kalk. AfA	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	0,00
kalk. EK-Verzinsung	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	0,00
kalk. Gewerbesteuer	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,00
Betriebskostenpauschale	<b>0,00</b>	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
<b>IKD-A Gesamt</b>	<b>57,09</b>	<b>58,09</b>	<b>58,09</b>	<b>58,09</b>	<b>58,09</b>	<b>0,00</b>
IKD-Z						
kalk. AfA	0	100	100	100	100	0
kalk. EK-Verzinsung	0	22,5	42,5	37,5	32,5	0
kalk. Gewerbesteuer	0	3,0375	5,7375	5,063	4,388	0
Betriebskostenpauschale	<b>0</b>	3,6	6,8	6	5,2	0
<b>IKD-Z Gesamt</b>	<b>0,00</b>	<b>129,14</b>	<b>155,04</b>	<b>148,56</b>	<b>142,09</b>	<b>0,00</b>
<b>IKD</b>	<b>-57,09</b>	<b>71,04</b>	<b>96,94</b>	<b>90,47</b>	<b>83,99</b>	<b>0,00</b>

**Zu Kapitel 3.2 Darstellungen der Szenarien an modellierten Beispielnetzen****Beispielnetz S 3 (Strom)**

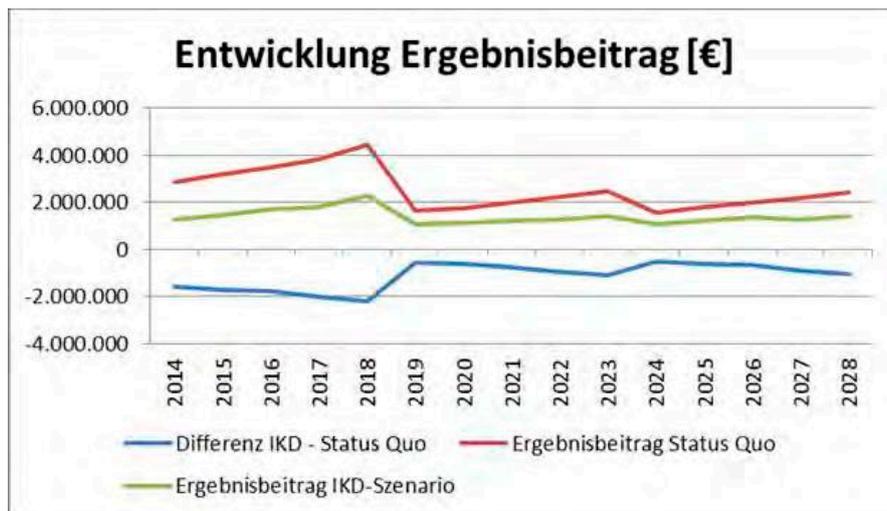
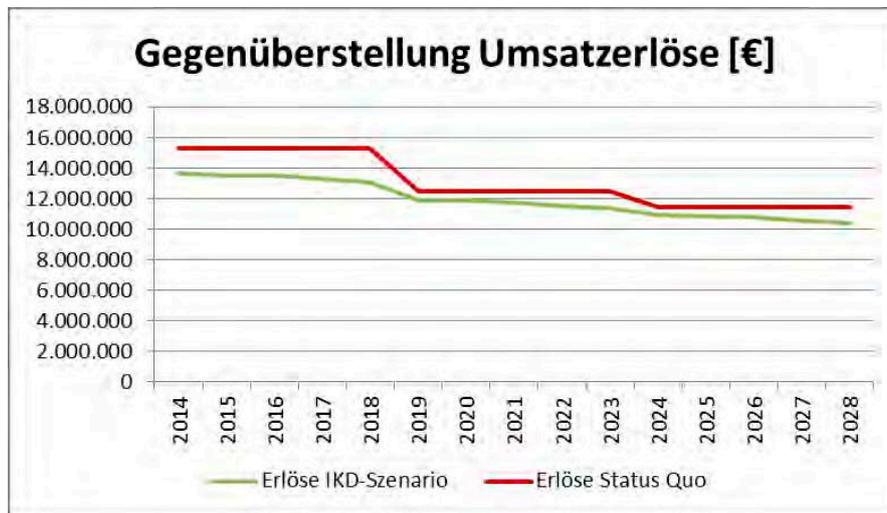
Die erste Abbildung zeigt zunächst die Altersstruktur des Anlagevermögens.

**Szenario 1**

Die Entwicklung des Anlagevermögens bei einer Investitionstätigkeit von Null zeigt gemäß den Prämissen des Szenarios 1 nachstehenden wertmäßigen Verfall der Anlagen.



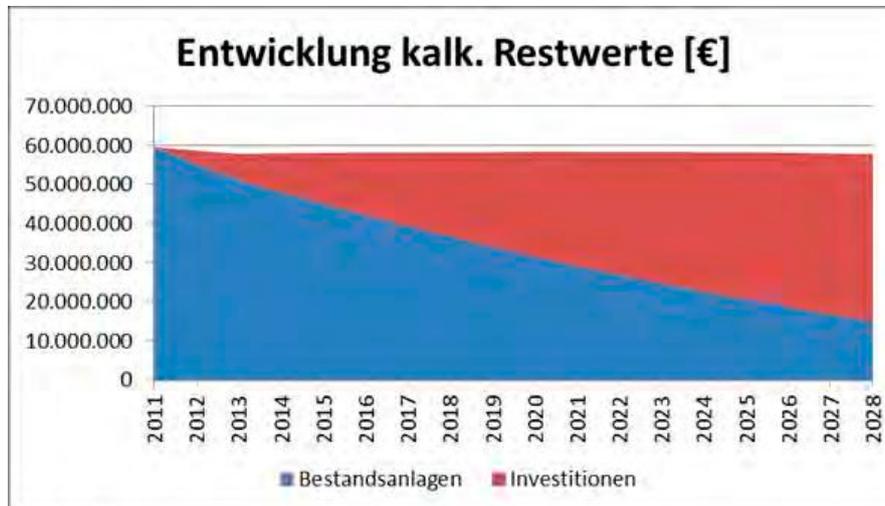
In den folgenden Abbildungen werden die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo den Umsatzerlösen aus der IKD gegenüber- sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge dargestellt.



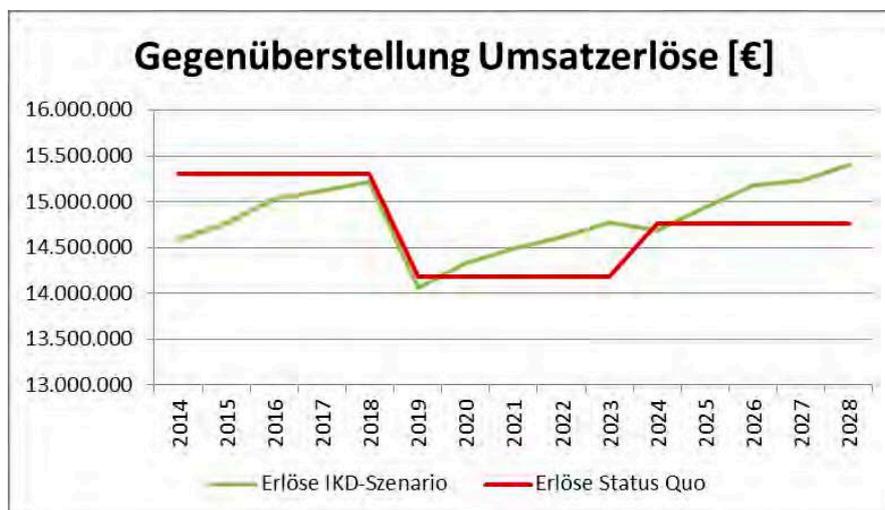
Gegenüber dem Status-Quo ergibt sich ein negativer IKD-Effekt, der ein Verhältnis der Nettobarwerte zwischen Status-Quo und IKD-Szenario von 100 % : 91 % widerspiegelt.

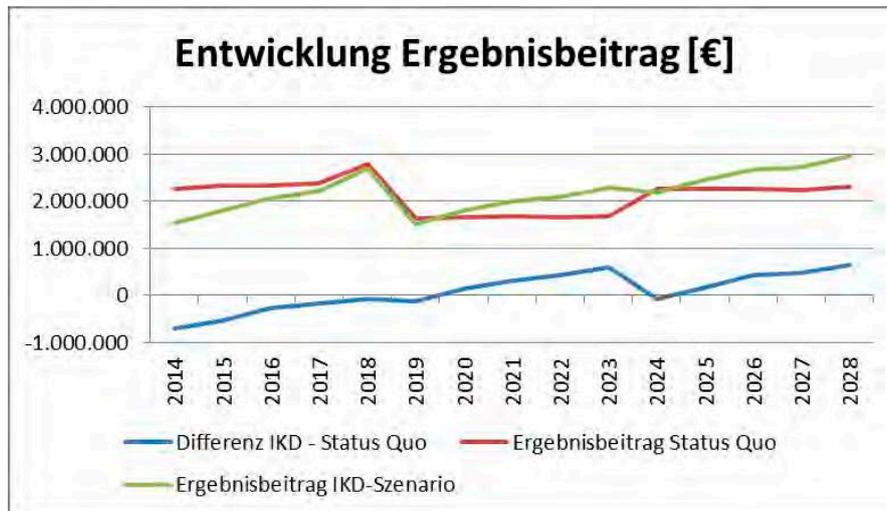
**Szenario 2**

Im zweiten Szenario stellt die folgende Grafik einen Substanzerhalt des Anlagevermögens dar.



Die folgende Abbildung zeigt die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo gegenüber den Umsatzerlösen aus der IKD. In der zweiten Grafik wird die Ergebnisentwicklung dargestellt.

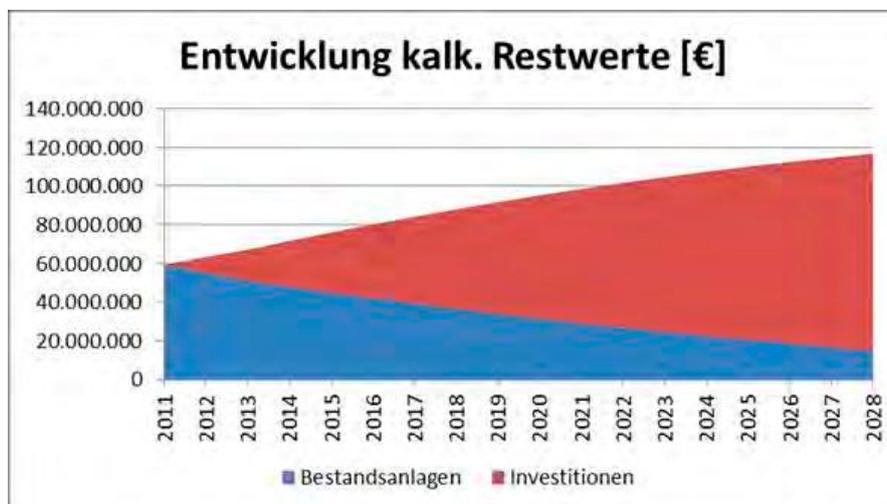




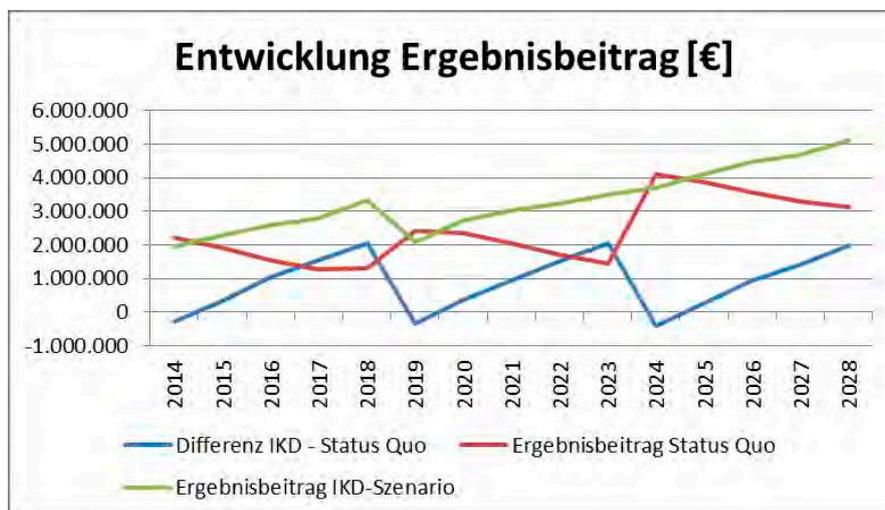
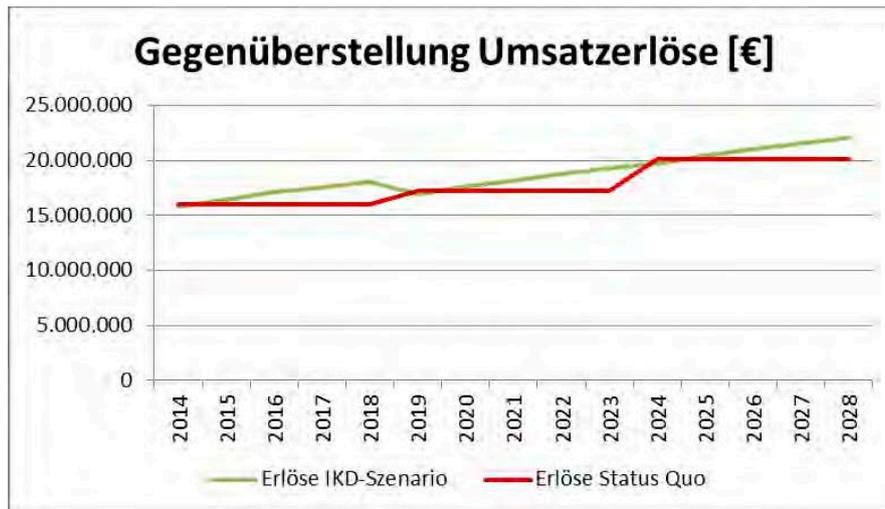
Gegenüber dem Status-Quo ergibt sich ein ausgeglichener IKD-Effekt, der ein Verhältnis der Nettobarwerte zwischen Status-Quo und IKD-Szenario von 100 % : 100 % widerspiegelt.

**Szenario 3**

Aus der ersten Grafik im Szenario 3 ist ein weiterer Aufbau des Anlagevermögens ersichtlich.



Die zwei folgenden Abbildungen zeigen die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo gegenüber den Umsatzerlösen aus dem IKD-Status sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge daraus.

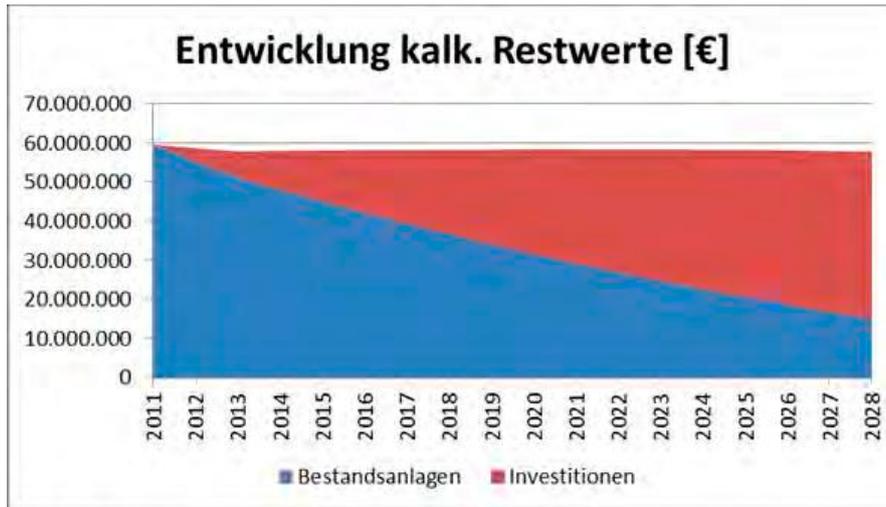


Der positive IKD-Effekt zeigt ein Verhältnis zwischen den Nettobarwerten von 100 % aus dem Status-Quo zu 105 % aus dem IKD-Szenario.

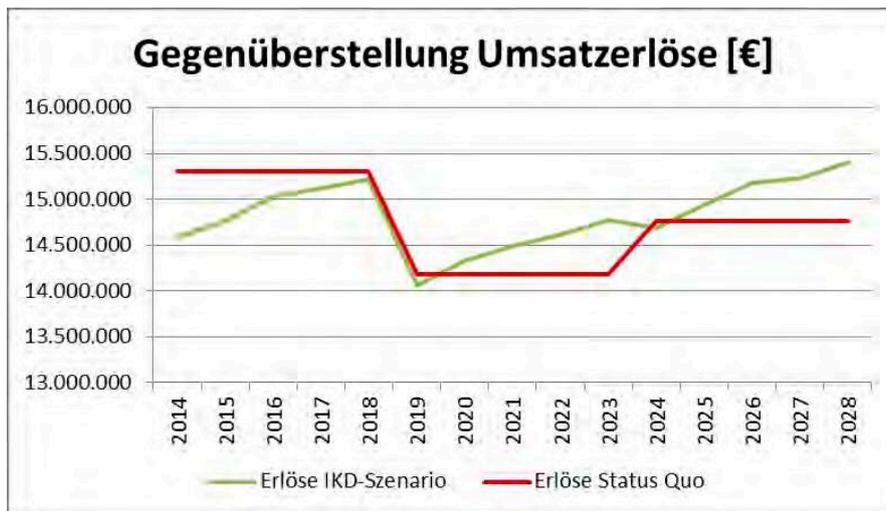
#### **Szenario 4**

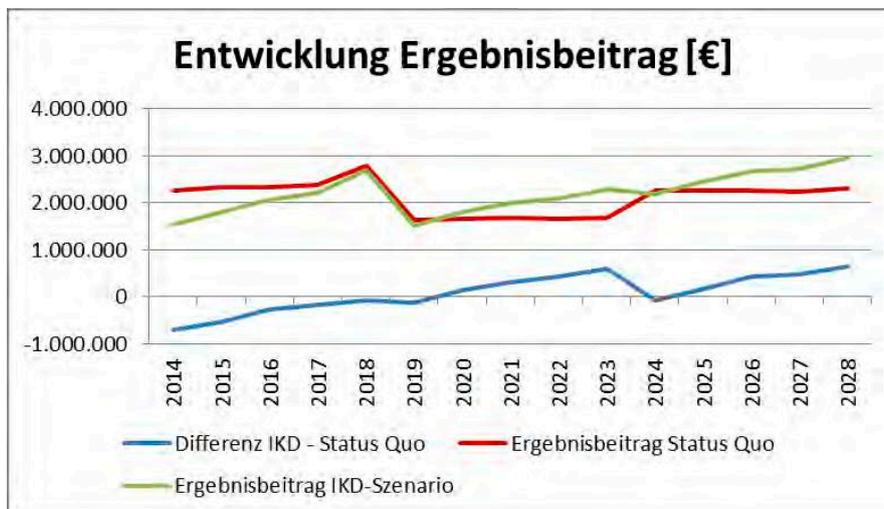
Im Szenario 4 wird überprüft, wie sich das Anlagevermögen wertmäßig entwickelt, falls für einen Netzbetreiber der Status Quo und der IKD-Status gleiche wirtschaftliche Ergebnisse erzeugen (Break-Even Analyse). Es wird in diesem Szenario immer gerade so viel investiert, dass das wirtschaftliche Ergebnis unter IKD mit dem Status Quo der Anreizregulierung identisch ist.

Im Falle gleicher wirtschaftlicher Ergebnisse im Status Quo und im IKD entwickelt sich das Anlagevermögen bei diesem Netzbetreiber wie folgt:



Die zwei nächsten Grafiken stellen die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo und dem IKD-Status sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge dar.

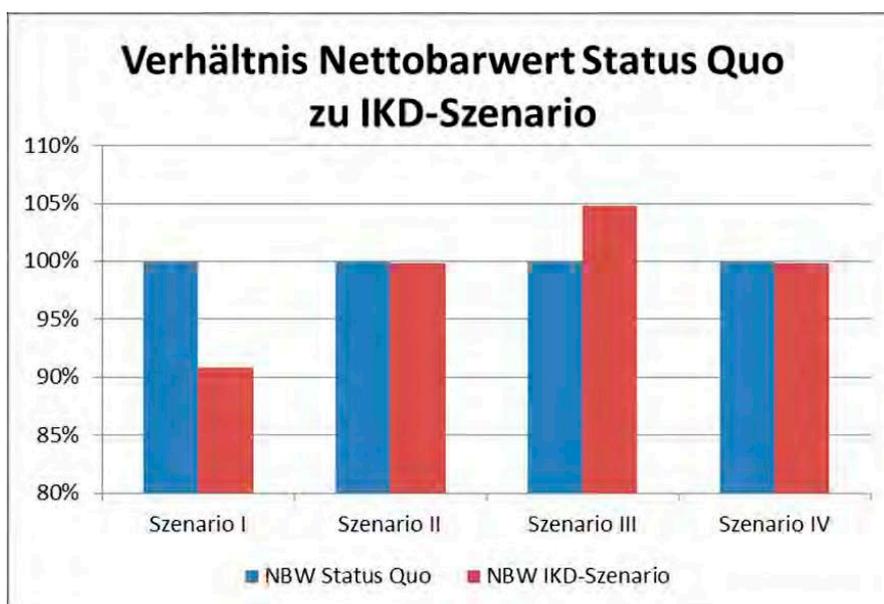




In diesem Szenario 4 liegt wieder ein IKD-Effekt vor, der ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen den Nettobarwerten aus Status-Quo und IKD-Szenario widerspiegelt.

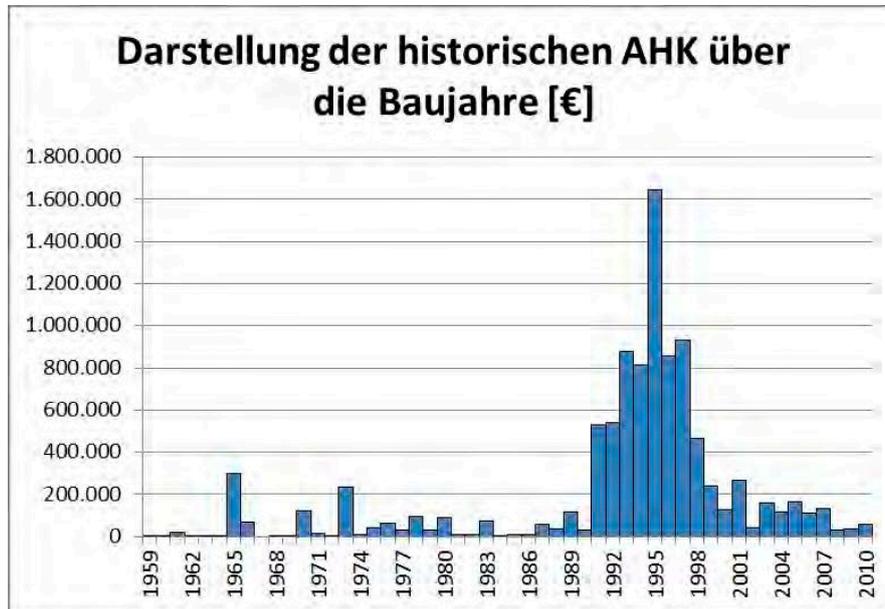
Die Ergebnisse des Szenarios 4 werden in diesem Beispiel wesentlich von der eingangs dargestellten Altersstruktur des Anlagevermögens beeinflusst. Während ein jüngeres Netz einen Ausgleich zwischen beiden Regulierungsregimen bei einem geringfügigen Substanzverzehr erhalten kann (siehe nächstes Beispielnetz), muss bei einem älteren Netz ein Substanzaufbau bzw. –erhalt eingeleitet werden. Ein Ausgleich der Nettobarwerte wird in diesem Fall bei einem Substanzerhalt des Anlagevermögens erreicht.

In der nächsten Abbildung ist eine Übersicht der Szenarien dargestellt.

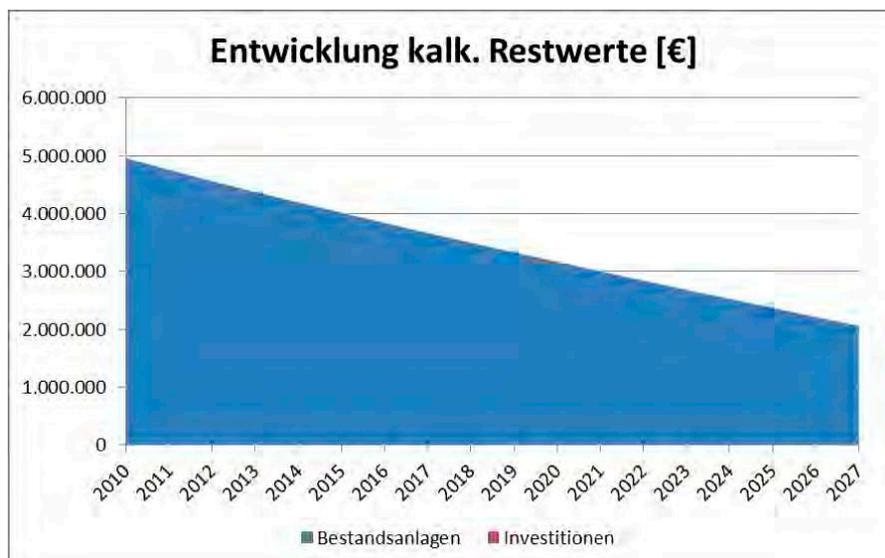


**Beispielnetz G 4 (Gas)**

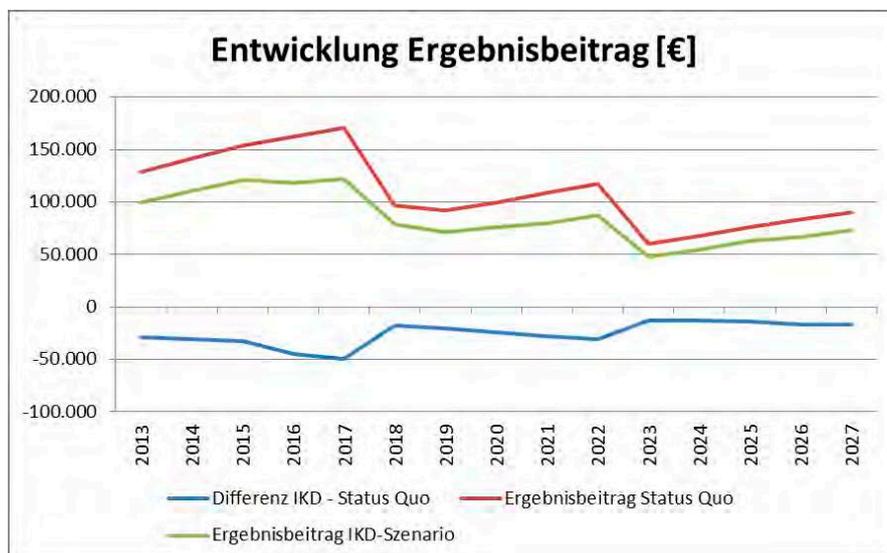
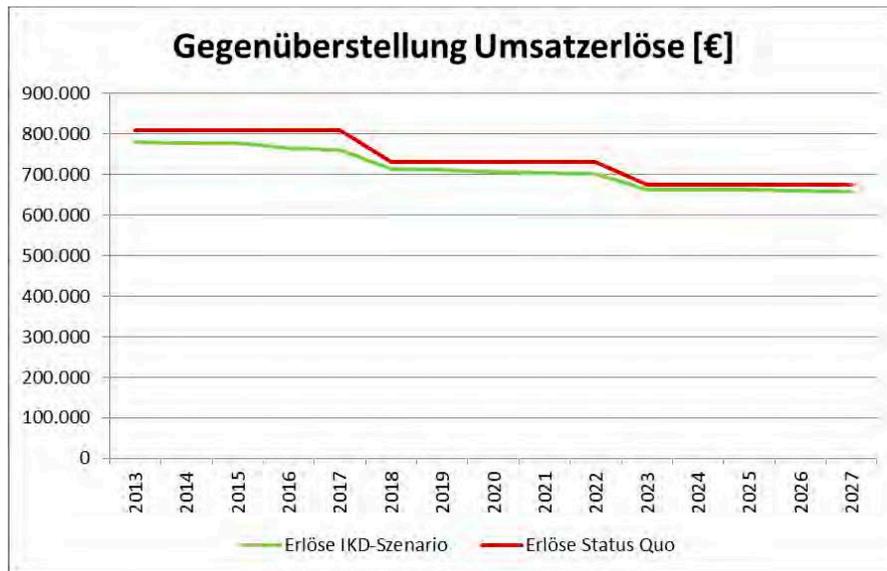
Die erste Abbildung zeigt zunächst die Altersstruktur des Anlagevermögens.

**Szenario 1**

Die Entwicklung des Anlagevermögens bei einer Investitionstätigkeit von Null zeigt gemäß den Prämissen des Szenarios 1 nachstehenden wertmäßigen Verfall der Anlagen.



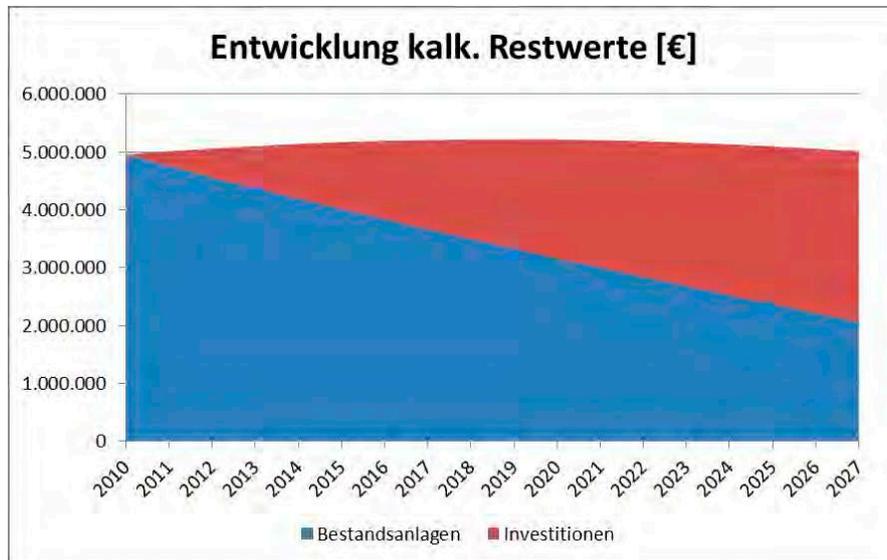
In den folgenden Abbildungen werden die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo den Umsatzerlösen aus der IKD gegenüber - sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge dargestellt.



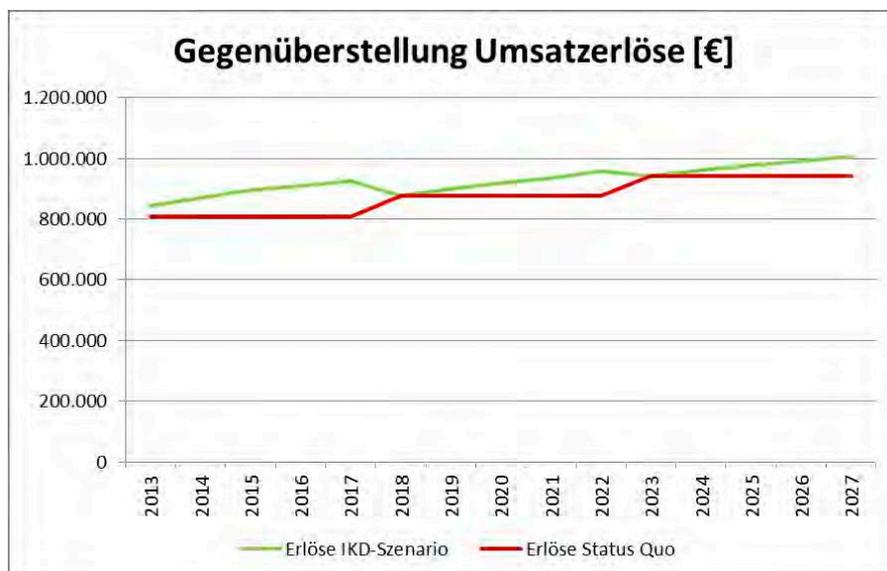
Gegenüber dem Status-Quo ergibt sich ein negativer IKD-Effekt, der ein Verhältnis der Nettobarwerte zwischen Status-Quo und IKD-Szenario von 100 % : 96 % widerspiegelt.

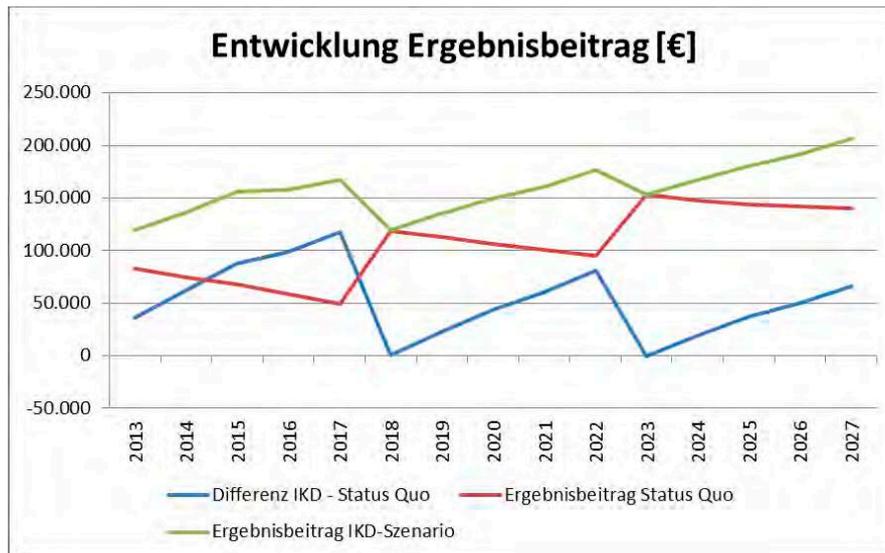
**Szenario 2**

Im zweiten Szenario stellt die folgende Grafik einen Substanzerhalt des Anlagevermögens dar.



Die folgende Abbildung zeigt die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo gegenüber den Umsatzerlösen aus der IKD. In der zweiten Grafik wird die Ergebnisentwicklung dargestellt.

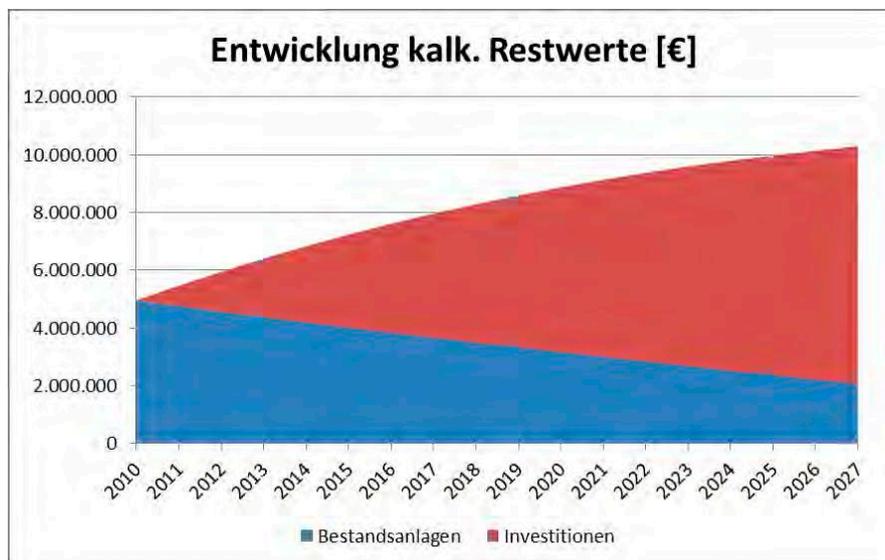




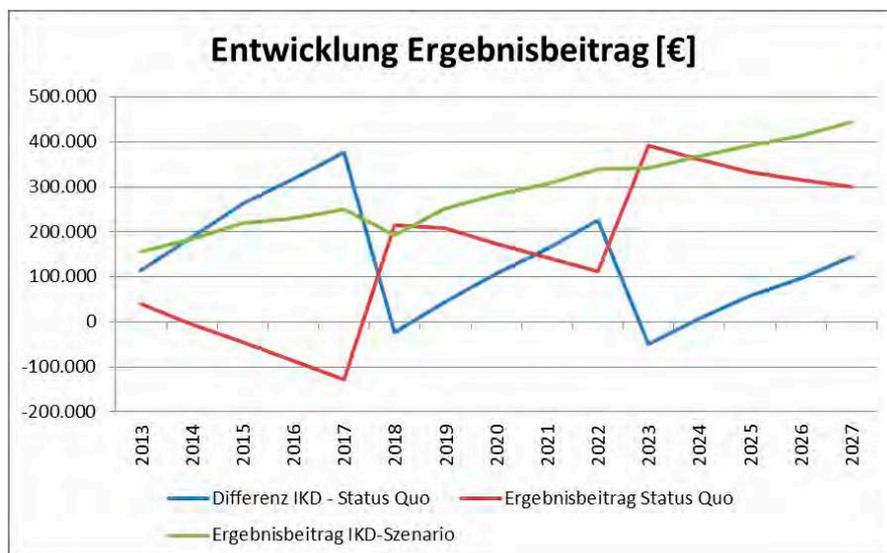
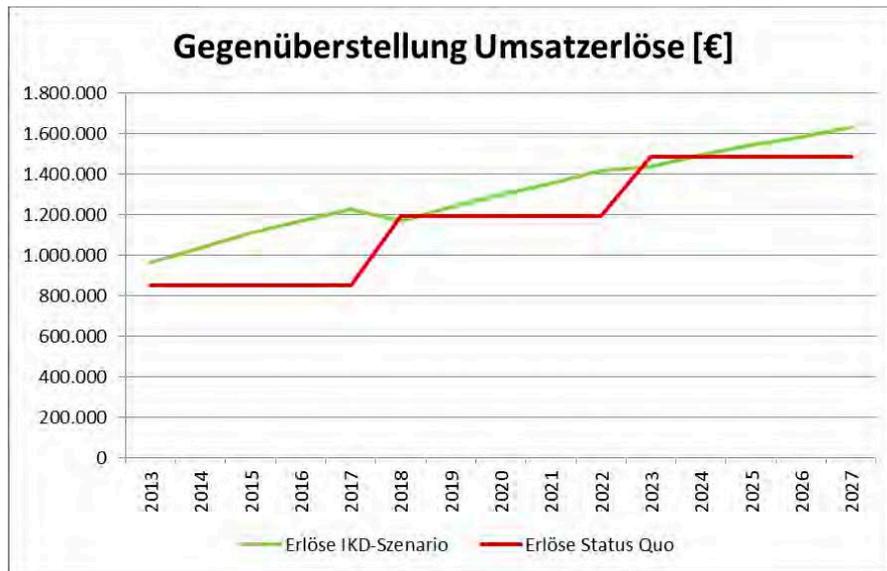
Gegenüber dem Status-Quo ergibt sich ein positiver IKD-Effekt, der ein Verhältnis der Netto-barwerte zwischen Status-Quo und IKD-Szenario von 100 % : 106 % widerspiegelt.

**Szenario 3**

Aus der ersten Grafik im Szenario 3 ist ein weiterer Aufbau des Anlagevermögens ersicht-lich.



Die zwei folgenden Abbildungen zeigen die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo gegenüber den Umsatzerlösen aus dem IKD-Status sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge daraus.

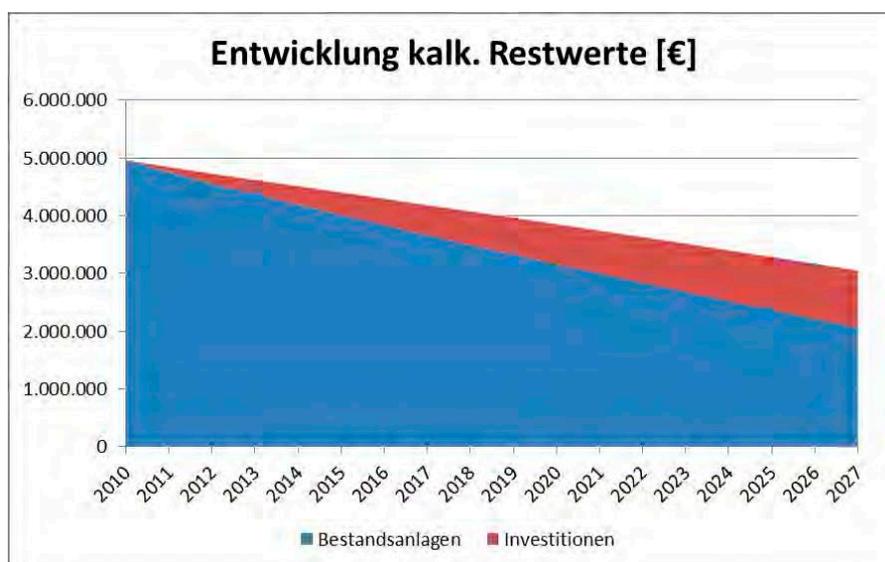


Der positive IKD-Effekt zeigt ein Verhältnis zwischen den Nettobarwerten von 100 % aus dem Status-Quo zu 113 % aus dem IKD-Szenario.

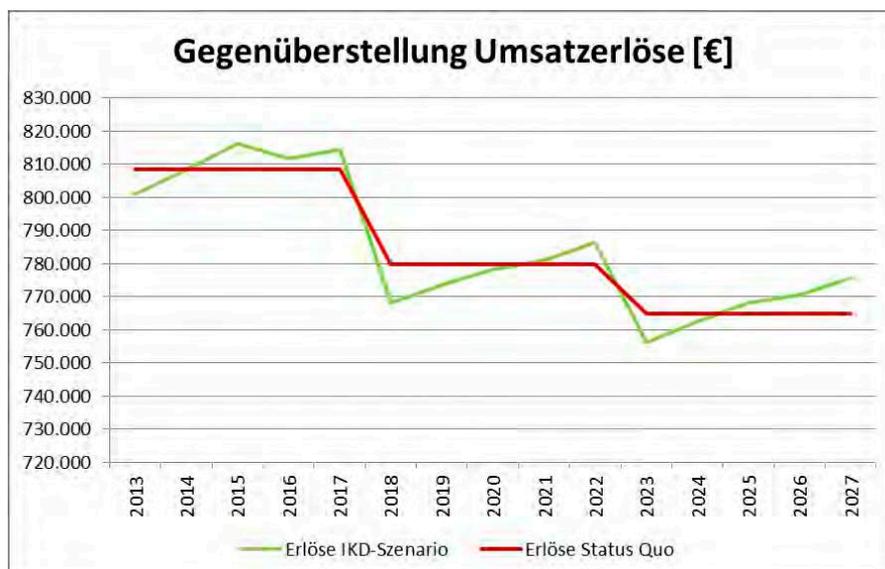
## Szenario 4

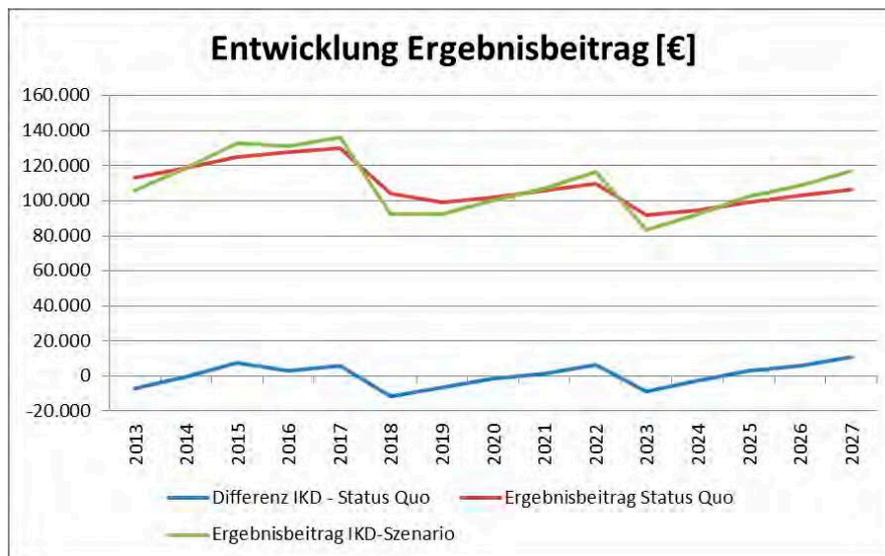
Auch hier wird im Szenario 4 überprüft, wie sich das Anlagevermögen wertmäßig entwickelt, falls für einen Netzbetreiber der Status Quo und der IKD-Status gleiche wirtschaftliche Ergebnisse erzeugen (Break-Even Analyse). Es wird in diesem Szenario immer gerade so viel investiert, dass das wirtschaftliche Ergebnis unter IKD mit dem Status Quo der Anreizregulierung identisch ist.

Im Falle gleicher wirtschaftlicher Ergebnisse im Status Quo und unter IKD entwickelt sich das Anlagevermögen bei diesem Netzbetreiber wie folgt:



Die zwei nächsten Grafiken stellen die Umsatzerlöse aus dem Status-Quo und dem IKD-Status sowie die Entwicklung der Ergebnisbeiträge dar.



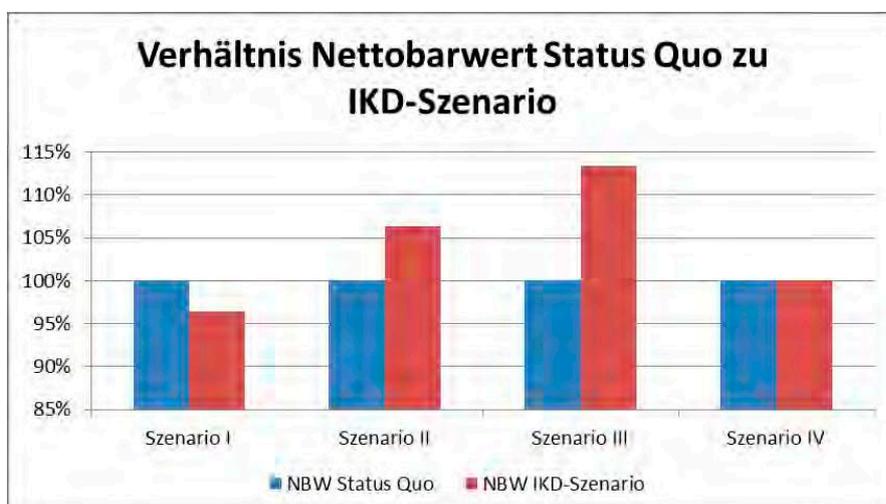


In diesem Szenario 4 liegt ein IKD-Effekt vor, der ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen den Nettobarwerten aus Status-Quo und IKD-Szenario widerspiegelt.

Im Ergebnis wirkt sich die IKD bei diesem „fiktiven“ Netzbetreiber in den Szenarien 2 und 3 positiv aus. Das Ergebnis wird wesentlich von der eingangs dargestellten Altersstruktur des Anlagevermögens beeinflusst.

Die Ergebnisse des Szenarios 4 werden auch in diesem Beispiel wesentlich von der eingangs dargestellten Altersstruktur des Anlagevermögens beeinflusst. Ein Ausgleich der Nettobarwerte wird in diesem Fall bei einem geringfügigen Substanzverzehr des Anlagevermögens erreicht, da es sich in diesem Beispiel um ein jüngeres Netz handelt.

In der nächsten Abbildung ist eine Übersicht der Szenarien dargestellt.



---

## Zu Kapitel 4 Auswirkung der IKD bei realen Netzbetreibern

Nachfolgend haben wir die Datengrundlage und die getroffenen Annahmen und Prämissen für die Berechnungen in Kapitel 4 dargestellt:

### Nachfolgende Detail Daten sind in der Analyse berücksichtigt worden:

- Erhebungsdaten „B2“ Bogen der beteiligten Unternehmen
  - Angesetzte Nutzungsdauern der Kostenprüfung gemäß StromNEV und GasNEV
- Kostengenehmigung/Erhebungsdaten der beteiligten Unternehmen „B1“ Bogen der beteiligten Unternehmen.
- Tatsächliche Investitionen nach Anlagengruppen für die Jahre 2011 ff. für Gas und 2012 ff. für Strom (soweit vorhanden).
- Investitionsplanung nach Anlagengruppen für den Betrachtungszeitraum (soweit vorhanden).
- Individuelle Eingaben und Annahmen waren zusätzlich möglich:
  - Erweiterungsfaktor, Gewerbesteuer Hebesatz, Effizienzwert
  - Investitionsplanung - individuelle oder vereinfachte Planung
  - Alternative Zinsprognosen (Bei der Auswertung wurden einheitliche Angaben angenommen)
- Freiwillige Übergabe von Strukturdaten:
  - Bundesland
  - Versorgte Einwohner
  - Geographische Fläche in km<sup>2</sup>
  - Angaben über Strukturdaten (Leitungslängen und Hausanschlüsse etc.)

## VKU-POSITION

# Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland

Berlin, 16. Mai 2014

*Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit 235.000 Beschäftigten wurden 2010 Umsatzerlöse von rund 95 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 49,1 Prozent in der Strom-, 58,4 Prozent in der Erdgas-, 77,2 Prozent in der Trinkwasser-, 60,0 Prozent in der Wärmeversorgung und 16,5 Prozent in der Abwasserentsorgung.*



## Inhaltsverzeichnis

<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Beseitigung des Zeitverzugs durch die Einführung der IKD in die Regulierungsformel .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Anerkennung betriebswirtschaftlicher Prinzipien und Herstellung eines konsistenten Regulierungsrahmens .....</b>	<b>9</b>
1. Anerkennung betriebswirtschaftlicher Vorgaben bei der kalkulatorischen Bilanz .....	10
2. Abkehr von der unsachgemäßen regulatorischen Benachteiligung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen .....	13
3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung .....	15
4. Streichung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors .....	16
5. Orientierung des Verteilungsfaktors an der Beeinflussbarkeit der Netzkosten .....	17
6. Sicherstellung von Stabilität in Grundsatzthemen .....	17
7. Berücksichtigung der Mehrerlöse im Regulierungskonto und bei der Anpassung der Erlösobergrenze .....	18
8. Vollständige Berücksichtigung bei der Mittelwertbildung der im Basisjahr aktivierten Anlagen im Jahresanfangsbestand .....	20
9. Berücksichtigung der strukturellen Besonderheiten im Effizienzvergleich .....	20
10. Keine Partial-Benchmarkings im Rahmen der Kostenprüfung .....	21
11. Sachgerechte Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer .....	22
12. Anerkennung von Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode auf Grund von externen Vorgaben .....	22
13. Beschränkung der Qualitätsregulierung Gas auf ein Qualitätsmonitoring .....	23
14. Vollständige Anerkennung von Forderungsausfällen .....	23
15. Keine Kostenkürzung für den Differenz-Bilanzkreis .....	24
16. Bürokratiekostenabbau durch Reduktion der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten .....	25



## Einleitung

Die Debatte um das angemessene Regulierungsregime für die Energieversorgungsnetze begleitet die Energiewirtschaft seit Langem. Im besonderen Fokus lag dabei die Diskussion um die sachgerechte Ausgestaltung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber und einer richtigen Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen. Der VKU hat bereits kurz nach der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 moniert, dass der Zeitverzug in diesem System die Investitionsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber deutlich einschränkt. Durch die Entkoppelung der Kosten von den Erlösen entsteht zwar auf der einen Seite der Anreiz, Kosten einzusparen und somit die Effizienz zu steigern, auf der anderen Seite führt dieser Anreiz dazu, dass notwendige Investitionen zu Lasten der Netzqualität unterlassen werden.

Zudem widersprechen zahlreiche Regelungen in ihrer Ausgestaltung oder Interpretation durch die Behörden betriebswirtschaftlichen Grundsätzen, was eine weitere Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber bedeutet, so dass die gesetzlich vorgesehene Verzinsung der Investitionen nicht erreicht wird.

Der Erfolg der in Deutschland eingeleiteten Energiewende, die zu einer dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung in naher Zukunft führen soll, hängt entscheidend von dem für die Umsetzung der Ziele der Energiewende notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen ab. Für die Verteilernetzbetreiber besteht damit ein immenser Bedarf an zusätzlichen Investitionen, die nach allen aktuellen Erkenntnissen<sup>1</sup> zudem zeitnah getätigt werden müssen. Im aktuellen Regime besteht allerdings kein Anreiz, sowohl in den Ersatz als auch in die Erweiterung bzw. Umbau der Verteilernetze zu investieren.

Der VKU hat im Jahr 2010 im Rahmen einer Studie mit der VKU-Referenzgruppe auf Basis realer Unternehmensdaten dargelegt, dass die regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung aufgrund des bestehenden Zeitverzugs für keinen der teilnehmenden Netzbetreiber erreicht werden kann. In dieser Studie wurden lediglich Ersatzinvestitionen betrachtet, die von den Verteilernetzbetreibern aufgrund der Altersstruktur in den nächsten Jahren massiv ausgeweitet werden müssen. Die durch die Energiewende zusätzlich erforderlichen Investitionen verschärfen diesen Effekt und wirken unmittelbar negativ auf die zugestandene Verzinsung.

Fakt ist, dass das bestehende Regulierungssystem so ausgelegt ist, dass eine Investition zwischen den Basisjahren unmittelbar die Gesamtrendite eines Netzbetreibers schmälert, unabhängig von der Höhe der zugestandenen (regulatorischen) EK-Verzinsung. Auch eine hypothetische Anhebung der EK-Verzinsung würde das Problem nicht schmälern, da auch in diesem Fall die Renditen sich weiter steigern lassen, wenn Investitionen unterlassen werden, somit gilt: „Wer investiert, verliert!“

Die Verteilernetzbetreiber befinden sich aktuell in der besonderen Situation, in der gleichzeitig zunehmende Ersatzinvestitionen aufgrund der bestehenden Altersstruktur, umfangreiche Um- und Ausbaumaßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien und erhebliche Investitionen in

---

<sup>1</sup> Vgl. u. a. VKU-Kurz-Studie zum Energiemarktdesign. Demnach werden bis 80 % der erforderlichen Investitionen bis 2020 benötigt, um eine zunehmende Abriegelung der EE-Anlagen aufgrund fehlender Kapazitäten abzuwenden.



Mess-, Kommunikations- und IT-Infrastruktur für die Umgestaltung der Netze zu sog. Smart Grids erforderlich sind. Somit ist akuter Handlungsbedarf auf der Verteilernetzebene gegeben und eine Anpassung des Regulierungsrahmens erforderlich.

Daher lautet die zentrale Forderung des VKU zur Anpassung des Regulierungsrahmens:

**Beseitigung des Zeitverzugs bei der Anerkennung der Investitionen**

Der VKU begrüßt daher für die Ebene der Verteilernetze ausdrücklich die Einführung der sog. Investitionskostendifferenz (IKD) in die Regulierungsformel. Die Diskussion dieser Thematik erfolgt in Kapitel 1. Dabei kann die IKD aus Sicht des VKU auch Bestandteil von alternativ diskutierten, differenzierten Regulierungsmodellen sein.

Neben dieser zentralen Forderung nach Beseitigung des Zeitverzugs bestehen für den VKU weiterhin Inkonsistenzen im Regulierungsrahmen und im Regulierungsvollzug der Behörden. Die Forderungen nach der Einhaltung betriebswirtschaftlicher Prinzipien und nach einem konsistenten Regulierungsrahmen werden im Kapitel 2 behandelt. Zusätzlich werden die Position des VKU in Bezug auf den Effizienzvergleich und das darin angelegte Vereinfachte Verfahren für kleinere Verteilernetzbetreiber behandelt und Vorschläge für die Senkung des Regulierungsaufwandes gemacht.



## 1. Beseitigung des Zeitverzugs durch die Einführung der IKD in die Regulierungsformel

### Hintergrund

Der Bundesrat hat in seinem Entschließungsantrag (Drucksache 447/6/13) vom 05.07.2013 die Bundesregierung aufgefordert auf Grundlage des vom Wirtschaftsausschuss des Bundesrates empfohlenen Investitionsmodells zusätzliche Investitionsanreize in Verteilnetze zu schaffen. Die Investitionsanreize sollen u.a. dadurch geschaffen werden, dass der bisherige Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten bei den Verteilnetzen beseitigt werden soll. Der Entschließungsantrag des Bundesrates stellt dazu fest, dass weiteres Abwarten weder erforderlich noch zweckmäßig ist.

Der Vorschlag des Wirtschaftsausschusses sieht hierfür die Aufnahme einer sogenannten Investitionskostendifferenz „IKD“ in die bisherige Regulierungsformel vor. Der VKU sieht diesen Vorschlag als eine Ergänzung des bestehenden Regulierungsrahmens, da die Anreizregulierung in ihren wesentlichen Zügen beibehalten wird.

Die Umsetzung und die verordnungstechnische Ausgestaltung dieses Modells ist im Investitionsmodell des Wirtschaftsausschusses (Nr. 12 in BR-Drs. 447/1/13) beschrieben. Die Ausführungen in diesem Kapitel beziehen sich – soweit nicht anders vermerkt – auf die Inhalte dieses Vorschlags.

### IKD-Studie des VKU

Der VKU hat im Rahmen einer Kurz-Studie die wirtschaftlichen Auswirkungen des IKD-Modells auf seine Mitgliedsunternehmen abschätzen lassen. Hierbei wurden vom Verfasser der Kurz-Studie zunächst modellhafte Berechnungen durchgeführt und anschließend anhand realer Unternehmensdaten<sup>2</sup> die Auswirkungen auf die Unternehmen berechnet. Diese Kurz-Studie ist als **Anhang** zu dem Positionspapier beigefügt.

Im Ergebnis beseitigt die Einführung des IKD-Terms in die Regulierungsformel bei der deutlichen Mehrzahl der Verteilernetzbetreiber sachgerecht die negativen Auswirkungen des Zeitverzuges der Kapitalkosten bei Investitionen. Die Einführung der IKD stellt folglich für diese Unternehmen eine nachhaltige Verbesserung der Investitionsanreize gegenüber dem „Status Quo“ der bisherigen Anreizregulierung für die Verteilernetzbetreiber dar. Mit geringem regulatorischen Aufwand werden zielgenau die tatsächlichen, durch die Investitionen ausgelösten Mehrkosten abgedeckt und somit eine bessere Kostenverursachungsgerechtigkeit hergestellt.

Die Ergebnisse der Studie zeigen aber gleichwohl, dass sich die Einführung der IKD in Abhängigkeit von der Altersstruktur und dem Investitionsverhalten für einzelne Verteilernetzbetreiber auch negativ auswirken kann.

---

<sup>2</sup> Für die VKU-Kurzstudie haben 13 Unternehmen ihre Unternehmensdaten zur Verfügung gestellt.



### **IKD als sachgerechte Ergänzung mit richtigen Anreizen**

Aus dem Fazit der IKD-Studie geht hervor, dass ein Regulierungssystem mit IKD für die unterschiedlichen Situationen der Verteilernetzbetreiber grundsätzlich die richtigen Anreize setzen wird:

1. Verteilernetzbetreiber mit einem „jungen“ Netz ohne Ausbaubedarf, die auf kalkulatorischen Substanzverbrauch ausgerichtet sind, werden im IKD-System bei zurückhaltendem Investitionsverhalten nicht benachteiligt.
2. Verteilernetzbetreiber mit einem „alten“ Netz, für die eine Ausweitung der Ersatzinvestitionen erforderlich ist, haben einen Anreiz zu investieren, um positive Effekte aus dem IKD-System zu erhalten.
3. Verteilernetzbetreiber, die unabhängig von der Altersstruktur in den Um- und Ausbau des Netzes investieren müssen, haben ebenfalls den richtigen Anreiz und werden Investitionen durchführen, da sie mit IKD positive Effekte erhalten.

Dies unterstreicht die hohe Sachorientierung des IKD-Ansatzes, der nach Auffassung des VKU eine passende Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen bietet. Da das System der Anreizregulierung in seinen Grundzügen mit dem Effizienzvergleich erhalten bleibt, hätte keine Gruppe der Verteilernetzbetreiber im System mit IKD einen Anreiz, übermäßig bzw. ineffizient zu investieren. Die Kostenprüfung bleibt erhalten und insbesondere im darauf folgenden Effizienzvergleich würde ineffizientes Investieren mit einem geringen Effizienzwert „bestraft“ werden.

Währenddessen setzt das aktuelle Regime für alle drei dieser Formen der Verteilernetzbetreiber die falschen Anreize. Die erste Gruppe hat den Anreiz, übermäßig Kosten (z. B. für Wartung und Instandhaltung) einzusparen und Investitionen gänzlich zu unterlassen. Der so entstandene Investitionsstau müsste dann später abgebaut werden; dieses ist kontraproduktiv für alle Beteiligten (stark schwankende Netzentgelte etc.). Die zweite Gruppe hat im Status Quo ebenfalls den Anreiz, die Erneuerung ihrer Netze zu unterlassen und somit wäre im Ergebnis zumindest langfristig die Versorgungssicherheit in ihren Netzgebieten gefährdet. Auch die dritte Gruppe wird aufgrund der Rahmenbedingungen nach Möglichkeit die Investitionen vermeiden. Somit unterbindet das gegenwärtige Regulierungsregime Innovationen und ist derzeit eine Bremse für die Energiewende.

Volkswirtschaftlich noch gravierender ist, dass verspätete Netzinvestitionen aufgrund der dann notwendigen Abregelungen der Erneuerbaren Energien die Energiewende massiv verteuern. Nach aktuellen Erkenntnissen des VKU ist der Netzausbau zur Umsetzung der Energiewende die günstigste Flexibilitätsoption<sup>3</sup>.

Die Ergänzung der Anreizregulierung um IKD stellt dabei keine Rückkehr zur „Cost-Plus-Regulierung“ dar. Im Gegenteil, erst die Ergänzung der Anreizregulierung um das IKD-Modell macht ein Benchmark der Kapitalkosten bzw. ein TOTEX-Benchmark sinnvoll und rundet das System damit ab: es besteht ein Anreiz zu Investitionen, aber diese müssen stets effizient ausgeführt werden.

---

<sup>3</sup> Vgl. VKU-Kurz-Studie zum Energiemarktdesign



Dieser Schritt erhöht die Gerechtigkeit unter den Verteilernetzbetreibern, da die Unternehmen, die investieren, keine Benachteiligung gegenüber den Unternehmen mit einer geringeren Investitionstätigkeit erfahren würden. Auch werden die Verteilernetzbetreiber bei der Anerkennung von Investitionskosten mit Übertragungsnetzbetreibern gleichgestellt, da derzeit nur die ÜNB die Möglichkeit haben, steigende Investitionen unmittelbar in ihrer Erlösobergrenze berücksichtigen zu können.

Eine Anpassung der Regulierungsformel um die IKD flexibilisiert das Regulierungssystem: es ist dann unerheblich, wie hoch in einzelnen Netzgebieten der Investitionsbedarf ist. Sollte dieser sehr hoch ausfallen, haben die Verteilernetzbetreiber die Gewissheit, dass steigende Kosten berücksichtigt werden, sollte der Investitionsbedarf geringer ausfallen, so kommen die Vorteile den Netznutzern zugute. Hierdurch würde dem System die Eigenschaft der Kostenverursachungsgerechtigkeit hinzugefügt.

Eine Ergänzung der Anreizregulierung um das IKD-Modell vereinfacht das Regulierungssystem und macht die Kalkulationen der Investitionen auch für die Kapitalgeber nachvollziehbarer. Dadurch wird die Planungssicherheit entscheidend verbessert. Neben der Ausgewogenheit zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen mindert die IKD-Systematik zudem nachhaltig die vorherrschende Informationsasymmetrie.

Durch den Wegfall des bisherigen Anreizes für Verteilernetzbetreiber, die Investitionen ausschließlich im Basisjahr zu tätigen, würde auch die Auftragsplanung konstant und konsistent werden. Die Investitionsplanung wird von den Regulierungsperioden unabhängig, so dass der Fokus sich auf technische und kaufmännische Fragen richtet und nicht nach Basisjahroptimierung. Die derzeitige Orientierung an den Basisjahren ist volkswirtschaftlich ineffizient; zum einen wegen der schwankenden Auslastung der Anlagenhersteller und der Planer/Projektierer/Bauwirtschaft und zum anderen, weil nachfragebedingt die Preise steigen, was sich letztlich auch in den Netzentgelten widerspiegelt.

Im Falle der Anwendung der IKD werden die beiden Instrumente, die für die Verteilernetzbetreiber nur behelfsweise den Zeitverzug minderten, obsolet. Der Erweiterungsfaktor (der die tatsächlichen Kosten in der Erlösobergrenze nicht abbilden kann und ebenfalls einen Zeitverzug beinhaltet) und die Investitionsmaßnahmen (die für Verteilernetzbetreiber nur in seltenen Ausnahmen und das nur in der Ebene der Hochspannung gelten können) werden bei Anwendung der IKD gleichzeitig nicht mehr gebraucht. Der VKU begrüßt daher diese sachgerechte und konsequente Herangehensweise für die Verteilernetzbetreiber, da hierdurch eine erhebliche Verwaltungsvereinfachung erreicht werden würde und das System deutlich an Planungssicherheit gewinnt. Die bisherige Regulierungspraxis für die Verteilernetze ist von vielen Unsicherheiten geprägt: es ist häufig unklar, ob, wann und in welcher Höhe die Anträge genehmigt werden. Auch ist die bislang notwendige – und in der Praxis kaum sinnvoll umsetzbare – Abgrenzung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen dann nicht mehr erforderlich.

Zusammenfassend lassen sich die folgenden grundsätzlichen Vorteile der Ergänzung des Regulierungsrahmens um die IKD für die Verteilernetzbetreiber festhalten:

- kein Zeitverzug
- Ausgewogenheit zwischen Investitions- und Effizienzanreizen



- gleiche Wertigkeit der Investitionen unabhängig vom Investitionsjahr. Es entstehen keine „Sondereffekte“ im Basisjahr für die Netzbetreiber und keine volkswirtschaftlichen Mehrkosten aufgrund der basisjahrbedingten Periodisierung der Investitionen
- Wegfall der unpraktikablen Unterscheidung Erweiterungs- von Ersatzinvestitionen
- selbsttätig, also ohne eine regulierungsbehördliche Entscheidung
- geringerer Verwaltungsaufwand durch Wegfall von Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor.

### Weitere Anmerkungen

In der AG Regulierung der BMWi-Plattform Netze wurde das Problem mangelnder Investitionsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber ausführlich diskutiert. Im April 2012 hat die Landesregulierungsbehörde Hessen in die Diskussion den Vorschlag eines jährlichen vollständigen Kapitalkostenabgleichs eingebracht. Der VKU hat den Vorschlag ausdrücklich begrüßt (vgl. VKU-Positionspapier vom 30.08.2012), allerdings einige Nachbesserungen gefordert und Vorschläge für die genaue Ausgestaltung vorgelegt.

Dieser Vorschlag war aus Sicht des VKU ein notwendiger und im Grundsatz richtiger Vorstoß. Allerdings würde es bei diesem totalen Kapitalkostenabgleich einen übermäßigen Investitionsanreiz geben: die Netzbetreiber wären angehalten, auf jeden Fall zu investieren. Dieser Ansatz wäre aus Effizienz Gesichtspunkten nicht geeignet. Zudem wäre im Modell der Landesregulierung Hessen die Erfüllung der Effizienzvorgaben kaum möglich, da die Rückwirkungseffekte des Kapitalkostenabgleichs nicht mit Effizienzvorgaben im Bereich der Kapitalkosten in Einklang zu bringen sind.

Als weitere Möglichkeit wird u. a. ein Modell eines „perfekten“ Kapitalkostenabgleichs mit einem Benchmark ausschließlich auf die OPEX diskutiert. Hier kann man von einem Hessen-Modell ohne CAPEX-Benchmark sprechen. Dabei sollen die Kapitalkosten unmittelbar und ungemindert in die Erlösobergrenze übertragen werden. Die Idee beinhaltet dabei eine Absenkung der EK-Verzinsung, weil es sich in diesem Fall um ein „sicheres“ Investment handeln würde. Dieser Ansatz ist ebenfalls ungeeignet, da durch eine derartige Einstufung ineffiziente Investitionen angereizt werden.

In den ablehnenden Positionen zu der Anpassung der Anreizregulierung wird bislang die Auffassung vertreten, dass eine Beseitigung des Zeitverzugs nicht notwendig sei, da „genügend Geld im System vorhanden“ sei. Diese Argumentation läuft ins Leere, da unerheblich davon, wie hoch die (regulatorisch zugestandene) Verzinsung ist und die Verfügbarkeit von Finanzmitteln bei einem Netzbetreiber sein mag, die höchsten Renditen im bestehenden System von demjenigen Verteilernetzbetreiber erzielt werden, der nicht investiert. Im Übrigen stehen den seitens der Kritiker vorgetragenen Befürchtungen, in einem IKD-Modell bestünde der Anreiz zu einem permanenten Wechsel zwischen Kapital- und Betriebskosten (CAPEX-OPEX-Shift) Steigtigkeitsvorgaben des HGB gegenüber.

Die vorliegende Position bezieht sich auf die im Entschließungsantrag des Bundesrates beschriebene IKD-Systematik. Detailspekte, wie die Ausgestaltung des Mischzinssatzes, die



Höhe der Betriebskostenpauschale, den Jahresanfangswert von Investitionen im Betrachtungsjahr etc. sollen ebenso wie der Umgang mit bereits durch EWF oder Investitionsmaßnahmen veranlassten Investitionen in der weiteren Umsetzung geklärt werden.

## **2. Anerkennung betriebswirtschaftlicher Prinzipien und Herstellung eines konsistenten Regulierungsrahmens**

Im Regulierungsrahmen ist eine Reihe von Aspekten betriebswirtschaftlich unsachgerecht zu Lasten der Netzbetreiber ausgestaltet. Ursache hierfür sind (teilweise explizite) Regelungen des Verordnungsgebers, die kaufmännischen Grundsätzen und Prinzipien widersprechen. Für diese Regelungen sind zwingend Korrekturen erforderlich.

Darüber hinaus nutzen die Regulierungsbehörden (insb. die Bundesnetzagentur) vermeintliche Auslegungsspielräume entgegen betriebswirtschaftlicher Prinzipien und zwar klar gegen die Netzbetreiber. Missverständliche Regelungen sind zu korrigieren und mit einer Klarstellung im Sinne anerkannter betriebswirtschaftlicher Grundsätze zu versehen. Auslegungsspielräume müssen klar eingegrenzt und ein einheitliches Verständnis hergestellt werden. Durch Klarstellungen wird auch Transparenz im Regulierungsvollzug erhöht und somit zu einer höheren Akzeptanz beitragen. Die Regelungen im Regulierungsregime dürfen aus Sicht des VKU zudem nicht dazu führen, dass gesellschaftsrechtliche Gestaltungsspielräume durch wirtschaftliche Schlechterstellung einzelner Modelle den Unternehmen faktisch verschlossen werden.

Weiterhin bestehen in der Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden zahlreiche Ungereimtheiten und „Ungerechtigkeiten“. Zur besseren Nachvollziehbarkeit regulatorischen Handelns ist es erforderlich, folgende Aspekte zu berücksichtigen:

### **Sachgerechte Fristen für Netzbetreiber im Rahmen der Verwaltungsverfahren sowie frühzeitige Information der Netzbetreiber über sie betreffende Maßgaben oder geplante Festlegungen**

Die im Rahmen von Anhörungsverfahren durch die Regulierungsbehörden gesetzten Fristen von durchschnittlich 2-3 Wochen sind aus Sicht der Branche deutlich zu kurz um qualitativ hochwertig und vollumfänglich die teilweise sehr umfangreichen Fragen zu beantworten, die sich oftmals durch eine ex-post-Detaillierung auszeichnen, welche bei der originären Datenerfassung nicht vorhergesehen werden konnte.

Zudem sind die Fristen zur Stellungnahme im Rahmen von Konsultationen geplanter Festlegungen oder Erhebungsbögen zu kurz. Auch hier sind Zeiträume von 2-3 Wochen nicht unüblich. Beispielhaft kann hier der Ablauf der Konsultation der Erhebungsbögen zum Evaluierungsbericht genannt werden: am 15.11.2013 erfolgte die Ziehung der Unternehmen der Stichprobe, die Auftaktveranstaltung fand dann schon am 25.11.2013 statt, d.h. bei den betroffenen Netzbetreibern mussten kurzfristig Termine verschoben werden, um die Teilnahme zu ermöglichen. Die Rückmeldungen zu den konsultierten Unterlagen sollten bis 17.12.2013 erfolgen, also ca. 3 Wochen nach dem Workshop und in einem Zeitraum, in dem die Vorberei-



tungen für den Jahresabschluss bereits laufen. Auf die grundsätzlich zu kurze Frist zur Datenerhebung selbst wurde auch vom VKU hingewiesen.

### **Einhaltung von vertretbaren Bearbeitungszeiten bei den Regulierungsbehörden im Rahmen von Verwaltungsverfahren (z.B. Anträge auf Erweiterungsfaktor)**

Weiterhin erschwert wird der Prozess der Verfahren dadurch, dass Seitens der Regulierungsbehörden oft erst mit deutlichen Verzögerungen von bis 2 oder 3 Jahren Genehmigungen erteilt werden. Erfahrungsberichten zufolge erhalten Netzbetreiber im 1. Quartal 2014 die Bescheide für Erweiterungsfaktor-Anträge aus dem Jahr 2011. Finale Bescheide für die Erlösobergrenzenfestlegung Strom stehen flächendeckend zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Positionspapiers noch aus, obwohl die 2. Regulierungsperiode bereits seit 01.01.2014 läuft.

Zwischen den kurzen Fristen für die Netzbetreiber – häufig werden auch keine Fristverlängerungen genehmigt – und den langen Bearbeitungszeiten der Regulierungsbehörden besteht eine Unverhältnismäßigkeit, die es aufzulösen gilt. Denkbar wäre hier die Einführung einer Genehmigungsfiktion für die Prozesse (z. B. Erweiterungsfaktor und Regulierungskonto), die bereits eine gewisse Standardisierung erfahren haben.

### **Veröffentlichungen der Prüftools und Übermittlung von Excel-Tabellen aus der Anhörung (mit Zellbezügen), im Rahmen der Kostenprüfung statt Papierausdrucken oder PDF-Tabellen**

Die Nachvollziehbarkeit der behördlichen Berechnungen ist an vielen Stellen nicht gegeben, da den Netzbetreibern entweder Tabellenblätter ohne Formeln zur Verfügung gestellt werden oder oft auch nur pdf-Dateien. Vor allem bei den umfangreichen Berechnungen des Sachanlagevermögens (Stichwort „B2-Bogen“) und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist dies nicht zumutbar.

### **Verbesserung der Informationspolitik der BNetzA an die Bedürfnisse der regulierten Unternehmen (z.B. Gestaltung Amtsblatt/Internetseite, Mailservices etc.)**

#### **1. Anerkennung betriebswirtschaftlicher Vorgaben bei der kalkulatorischen Bilanz**

Gemäß den Vorgaben des § 21 Abs. 2 EnWG hat der Netzbetreiber einen Anspruch auf eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des von ihm eingesetzten Kapitals. Auf der Verzinsung des eingesetzten Kapitals für das aktivierte Sachanlagevermögen liegt demzufolge das Hauptaugenmerk bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens sowie des betriebsnotwendigen Eigenkapitals im Zuge der Ermittlung der kalkulatorischen Kosten für die Kostenermittlung im Strom- und Gasnetz.

Betriebsnotwendiges Vermögen nach dieser Definition ist somit vorrangig das Sachanlagevermögen sowie Umlaufvermögen, das maßgeblich zur Finanzierung des laufenden operativen

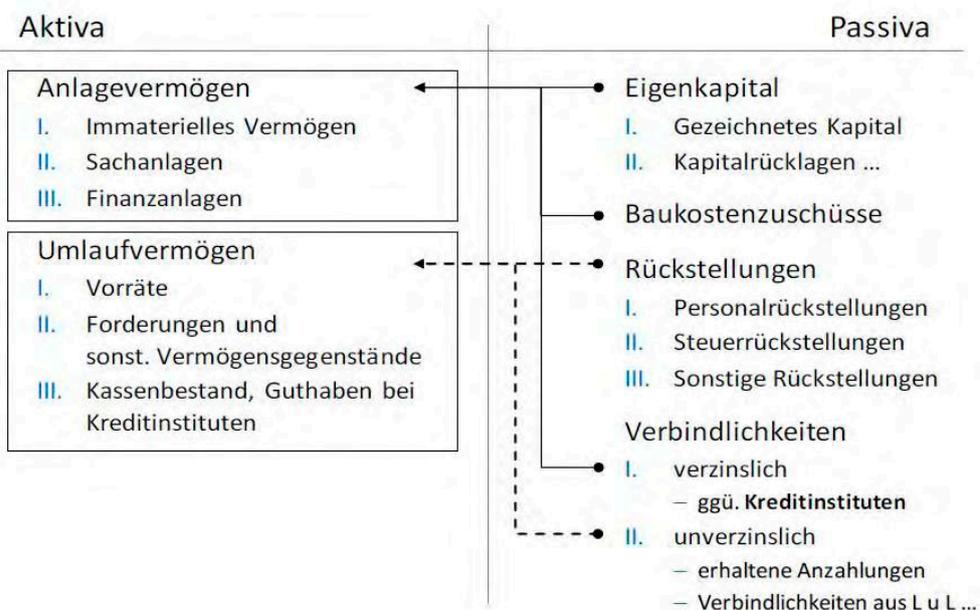


Betriebes dient. Auf dieses Vermögen sieht die Strom-/GasNEV, hier insbesondere § 7 i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG eine adäquate Verzinsung vor.

Bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Strom-/GasNEV ist somit grundsätzlich nur auf die Positionen der Bilanz abzustellen, welche in einem direkten Zusammenhang mit dem Betrieb des Netzes stehen. Nach diesem Grundsatz werden bereits bei der Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse nach § 6 b EnWG die Aktiv- und Passivposten zugeordnet. Dabei ist auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Mittelherkunft und Mittelverwendung zu achten:

Das Anlagevermögen ist bei solidem, d.h. auf einen nachhaltigen Geschäftsbetrieb ausgerichteten, kaufmännischem Vorgehen durch Eigenkapital bzw. mit Eigenkapital gleichzustellenden Mitteln, die Sonderposten mit Rücklageanteil, Bau- und Investitionszuschüsse sowie langfristigen verzinslichen Verbindlichkeiten gedeckt. Das Umlaufvermögen ist entsprechend der Fristigkeiten der Rückstellungen und Verbindlichkeiten strukturiert, um allen Zahlungsverpflichtungen zeitgerecht nachkommen zu können. Für die Inanspruchnahme zeitnah aufzulösender Rückstellungen sowie für die Verbindlichkeiten stehen in der Regel darauf abgestimmte Finanzanlagen oder liquide Mittel zur Verfügung. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass das bilanziell ausgewiesene Umlaufvermögen nicht zwangsläufig zu kalkulatorischen Kosten in Form einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung führt.

Daraus folgt unmittelbar, dass die von den Regulierungsbehörden vorgenommene einseitige Kürzung der Liquidität ohne eine parallel dazu vollzogene Reduzierung des korrespondierenden Abzugskapitals unzulässig ist.





Das betriebsnotwendige Eigenkapital (BNEK) beinhaltet systembedingt sowohl die Positionen der Aktiv- als auch der Passivseite.

Dass bei dieser Prüfung auf die Stichtagswerte der Bilanz (Aktiv- wie Passivseite) abgestellt werden muss, ist hierbei folgerichtig, dies entspricht den Vorgaben des § 7 Strom-/GasNEV.

Finanzanlagen und für Investitionen vorgehaltene liquide Mittel werden von den Regulierungsbehörden oftmals als nicht anerkennungsfähig gesehen. Die behördliche Argumentation, dass ein Vorhalten von Finanzmitteln aufgrund von sich regelmäßig überlagernden Investitionszyklen und eines daraus resultierenden und im Zeitablauf konstanten Investitionsbedarfs nicht erforderlich ist, ist kritisch zu bewerten.

Einerseits ist damit zu rechnen, dass der Investitionsbedarf in einem Energieversorgungsnetz immer zeitlichen Schwankungen unterliegt. Diese Schwankungen im Investitionsbedarf führen dazu, dass Netzbetreiber von Zeit zu Zeit auch größere Mengen an Finanzmitteln vorhalten müssen. Diese Ansicht deckt sich auch mit den vom Bundesgerichtshof in einer Entscheidung zur Kürzung des Umlaufvermögens gemachten Ausführungen (BGH, Beschluss vom 3. März 2009, Rz. 41). U.a. heißt es dort wörtlich:

*“Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet - worauf das Beschwerdegericht zutreffend hingewiesen hat - ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen, indem es Finanzanlagen bildet, die eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals ermöglichen. Dies gilt im besonderen Maße für Finanzmittel, die erst in der folgenden Kalkulationsperiode benötigt werden. Bei entsprechend langfristigen Investitionen wird ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen eine möglichst lukrative Verzinsung des Eigenkapitals anstreben.”*

Zudem führen die Anforderungen aufgrund der Energiewende zu zusätzlichem Investitionsbedarf, wofür weitere Finanzmittel vorgehalten werden müssen.

Oftmals werden von den Regulierungsbehörden auch Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gekürzt. Diese setzen sich in der Regel aus folgenden Einzelpositionen zusammen:

- Forderung aus Verbrauchsabgrenzung abzgl. erhaltener Abschläge
- Forderungen aus abgerechnetem Energieverkauf
- Übrige Forderungen (v.a. aus Abrechnung BKZ)

Hinter den beiden letztgenannten Positionen stehen „echte“ Rechnungen an Transportkunden bzw. an Anschlussnutzer, so dass deren Betriebsnotwendigkeit außer Frage steht, da diese zur Erzielung der Umsatzerlöse aus Netzentgelten bzw. der Vereinnahmung der BKZ dienen.

Die Forderung aus der Verbrauchsabgrenzung entsteht durch die zum Jahresabschluss notwendige Abgrenzung der bis dahin noch nicht abgerechneten Mengen und Netzentgelte, um den Grundsätzen der ordnungsmäßigen Buchführung bei der Erstellung des Jahresabschlusses zu entsprechen. Auch hier erscheint eine Kürzung durch die Regulierungsbehörden nicht verordnungsmäßig begründet.



Die Forderung des VKU ist daher, dass auch bei der Ermittlung der kalkulatorischen Größen „Betriebsnotwendiges Vermögen“ und „Betriebsnotwendiges Eigenkapital“ die betriebswirtschaftlichen Zusammenhänge zwischen den Bilanzpositionen beachtet werden müssen.

## **2. Abkehr von der unsachgemäßen regulatorischen Benachteiligung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen**

Die der Netzkostenermittlung zugrundeliegenden Gesetze und Verordnungen geben nicht zu erkennen, in welcher gesellschaftsrechtlichen Konstellation die Aufgaben des §1 EnWG umzusetzen sind. Die behördliche Genehmigungspraxis hingegen benachteiligt alle Modelle, in denen Netzeigentum, Netzbetrieb und alle damit zusammenhängenden Leistungen nicht in einem Unternehmen zusammengeführt sind, sondern auf mehrere verbundene Unternehmen verteilt sind.

Die Benachteiligung ist an diesen Stellen besonders deutlich:

- Keine Anerkennung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Bereich der Personalzusatzkosten
- Negative Eigenkapitalverzinsung beim Pächter und Dienstleister

Die Regulierungsbehörden erkennen teilweise die als dauerhaft nicht beeinflussbar geltend gemachten Kosten für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen nicht als dauerhaft und nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV an. Begründet wurde dies damit, dass diesen Kosten keine vor dem 31.12.2008 abgeschlossenen Betriebs- oder Tarifvereinbarungen zugrunde liegen. Da einige Netzbetreiber aber erst nach dem 01.01.2009 gegründet wurden um den rechtlichen Vorgaben nachzukommen, erscheint dieses Vorgehen rechtlich nicht haltbar.

Die Regulierungsbehörden fordern zudem für die Anerkennung von Kosten als Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV mittlerweile, dass die betreffenden Mitarbeiter unmittelbar beim Netzbetreiber angestellt sind. Diese Sichtweise wurde u.a. in einem Schreiben vom 18.08.2010 an die Vereinigung der kommunalen Arbeitgeberverbände mitgeteilt und in weiteren Äußerungen bestätigt.

Da allerdings auch nach Einsicht der Regulierungsbehörden den Energieversorgungsunternehmen eine vollständige Überleitung der Arbeitnehmer auf einen rechtlich selbständigen Netzbetrieb zum Zeitpunkt der letzten Kostenprüfung weder rechtlich noch tatsächlich möglich war, wurde dann eine Übergangsregelung geschaffen, nach der unter bestimmten Voraussetzungen für die am 01.01.2009 beginnende erste Regulierungsperiode die Personalzusatzkosten solcher Arbeitnehmer als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannte, deren Tätigkeit ausschließlich für den Netzbetrieb erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis bei den Netzbetreibern beabsichtigt war.

Seit der zweiten Regulierungsperiode soll diese Übergangsregelung jedoch keine Anwendung mehr finden. Nur noch diejenigen Personalzusatzkosten, die für Angestellte des Netzbetreibers erbracht werden, sollen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.



Die Formulierung „Kosten für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen“ des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV zeigt, dass die Vorschrift mit Blick auf das konkrete Beschäftigungsmodell neutral ist. Entscheidend ist einzig und allein, ob der Netzbetreiber letztlich die Kostenlast trägt. Sinn und Zweck des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV ist es, arbeitsrechtlich geschützte Leistungen an jene Mitarbeiter zu erhalten, die vor dem 31.08.2008 vereinbart wurden.

Für die Unternehmen besteht somit der Zwang zu einer weitreichenden Überführung von Mitarbeitern aus dem Mutterunternehmen oder von konzernfremden Mitarbeitern in die Netzgesellschaft. Dies greift jedoch tief in die strategische Gestaltungsfreiheit der Unternehmen ein. Die Auslagerung bestimmter Leistungen war i.d.R. das Ergebnis betriebswirtschaftlicher Erfordernisse und diente dazu, Effizienzen im Netzbetrieb aus spartenübergreifenden Synergien und Kooperationen zu heben. Diese Effizienzen müssen erhalten bleiben. Das ist nur gewährleistet, wenn der Gesetzgeber diese Effizienzen bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen honoriert.

Aufgrund der asymmetrischen Kürzungen im Umlaufvermögen durch die Regulierungsbehörde entsteht negatives Eigenkapital bei den Pächtern und Dienstleistern eines Energieversorgungsnetzes. Auf dieses negative Eigenkapital wurde von den Regulierungsbehörden mit dem Zinssatz für Neuanlagen von 9,05 % eine negative Eigenkapitalverzinsung berechnet, welche netzkostenmindernd in Ansatz gebracht wurde.

Einerseits wird durch die Tatsache, dass durch die Kürzung des Umlaufvermögens negatives Eigenkapital entsteht, die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens dargelegt. Die Mindestforderung des VKU an dieser Stelle ist es, dass die Bilanzzusammenhänge zwischen Aktiv- und Passivseite durch die Regulierungsbehörden zu berücksichtigen sind. Zudem wird von den Regulierungsbehörden für die Verzinsung dieses negativen Eigenkapitals der Zinssatz für Neuanlagen angewendet. Dies führt zu einer deutlichen Diskriminierung derjenigen Netzbetreiber, die die nach dem EnWG zulässige Pachtlösung gewählt haben.

Im Pachtmodell zwischen verbundenen Unternehmen werden die vorhandenen Vermögensgegenstände zwischen Pächter und Verpächter aufgeteilt. Dabei entsteht durch unsachgerechte Kürzung des Umlaufvermögens beim Pächter ein negatives Eigenkapital. Obwohl sich weder die Summe der vorhandenen Vermögensgegenstände noch die Summe des Abzugskapitals verändert hat, sinkt die Summe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gegenüber einer konsolidierten Betrachtung.

Gerade diese Ungleichbehandlung soll beim Pachtmodell laut der Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 3. März 2009, Rn. 44 (EnVR 79/07 – „SWU Netze“) vermieden werden. Der BGH führt in Rn. 45 aus, dass zwar negatives Eigenkapital entsteht, „dies ... aber nur einen rechnerischen „Zwischenschritt“ dar[stellt]. Tatsächlich wird der Antragstellerin über den in Ansatz gebrachten (gekürzten) Pachtzins das Eigenkapital des Netzeigentümers zugute gebracht. Es ergäbe sich im Übrigen auch kein anderes Ergebnis, wenn man das überschüssende Abzugskapital alternativ bei dem Netzeigentümer in Ansatz brächte. Dann würde sich bei diesem die Verzinsung des Eigenkapitals und damit auch dessen fiktives Netznutzungsentgelt verringern.“



Der genannte BGH-Beschluss verdeutlicht, dass der Sinn und Zweck des § 4 Abs. 5 Strom-/GasNEV nur darin liegt, in Pachtfällen eine dadurch verursachte Erhöhung der Netzentgelte zu verhindern. Mithin handelt es sich um eine rein einseitig limitierende Funktion, die jedoch keine anderweitigen Benachteiligungen, ob direkt oder indirekt, des Netzpächters gegenüber dem Netzeigentümer rechtfertigt.

Auch die Regulierungsbehörden berufen sich auf die Begründung des BGH und weisen darauf hin, dass es sich hierbei lediglich um einen „rechnerischen Zwischenschritt“ handelt. Jedoch folgt dem Zwischenschritt keine weitere Berechnung, wodurch die oben dargestellte Diskriminierung verursacht wird.

Aus Sicht des VKU muss im Rahmen der EK-Zinsberechnung in einem Pachtmodell mit einer konsolidierten Bilanz gerechnet werden. Denn die regulierungsbehördlich gelebte Pachtmodell-Benachteiligung konterkariert die vor ein paar Jahren extra im Rahmen der Steuergesetzgebung geschaffene, wirtschaftlich unschädliche Möglichkeit der Ausprägung eines Pachtmodells in der Energiewirtschaft.

### **3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung**

Die in den §§ 6 und 7 StromNEV und GasNEV vorgesehene 40 %-Deckelung ist nicht mit den anerkannten Kalkulationsprinzipien Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung vereinbar.

Darüber hinaus ist diese Begrenzung weder zeitgemäß, noch trägt sie den aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen in ausreichendem Maße Rechnung. Nachdem deutsche Unternehmen mit einer 40 prozentigen Eigenkapitalquote in der Vergangenheit noch ein Bonitätsrating der Note „A“ erhielten, bekommen sie heute, nach Verschärfung der Ratingkriterien infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise, max. noch ein Rating der Note „A/BBB“. Unternehmen mit einem solchen Rating zahlen derzeit einen Risikozuschlag in Höhe von mindestens 1,4 % bei der Aufnahme von Fremdkapital. Die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals wird damit deutlich erschwert.

Eine Kappung der Eigenkapitalquote drückt die Erwartungshaltung an den Netzbetreiber aus, Eigen- durch Fremdkapital zu substituieren. Infolge der hieraus resultierenden Verschlechterung des Unternehmensratings werden Fremdkapitalgeber nicht bloß für das zusätzliche Fremdkapital, sondern auch für das bereits vorhandene Fremdkapital zukünftig einen höheren Risikozuschlag einfordern.

Lediglich die Empfänger der Kapitalrendite unterscheiden sich voneinander. An dieser Stelle sollte es jedoch im Sinne des Netznutzers sein, dass eine Kapitalrendite dem Netzbetreiber und somit dem Netz zu Gute kommt. Auf diesem Wege verbleibt das von Netznutzer gezahlte Entgelt im Unternehmen und wird nicht an Fremdkapitalgeber ausgeschüttet.

Neben der Verzinsungsbasis ist auch die Höhe des Zinssatzes anzupassen. Im Rahmen der Zinswertermittlung wird den Netzbetreibern ein nahezu risikofreies Geschäft unterstellt. Dies ist fern der Realität. Neben dem allgemeinen Unternehmerrisiko bestehen z.B. vielfältige regulatorische Risiken, z.B. aufgrund von Rechtsunsicherheiten im Zusammenhang mit gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, aber auch der ständigen (i.d.R. mehrmals jährlichen) Änderung



des Rechtsrahmens. Zudem stehen vor allem die Gasnetzbetreiber im Wettbewerb mit anderen Energieträgern.

Die vorgenannte Kappung der Eigenkapitalquote verschärft das Problem zusätzlich. Sollte sie bestehen bleiben, so müsste die hieraus resultierende Erhöhung des Verschuldungsrisikos mit einem ergänzenden Risikozuschlag beim Eigenkapitalzinssatz vergütet werden.

Im Hinblick auf die Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen ist des Weiteren zu beachten, dass Netzinvestitionen entsprechend der Lebensdauer der Betriebsmittel langfristig angelegt sind und eine lange Kapitalbindungsdauer aufweisen. Im Durchschnitt beträgt die kalkulatorische Nutzungsdauer von Strom- und Gasnetzen etwa 40 Jahre. Entsprechende Zeiträume müssen auch im Rahmen der Zinsermittlung berücksichtigt werden. Der Zeitraum der Mittelwertbildung von Zinsreihen beträgt derzeit 10 Jahre. Es muss sichergestellt werden, dass die Ermittlung der Zinssätze kapitalmarktgerecht gestaltet wird. Nach derzeitiger Praxis entsteht bei der Investition in Strom- und Gasnetze eine zu niedrige, nicht kapitalmarktgerechte Rendite.

#### **4. Streichung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**

Die gesetzliche Regelung zum sektoralen Produktivitätsfortschritt ist unsachgerecht und benachteiligt Netzbetreiber wie Investoren unangemessen. Sie unterstellt, dass die deutsche Netzwirtschaft in der Lage ist, ihre Produktivität stärker zu steigern, als der Durchschnitt der deutschen Volkswirtschaft. Ob dies der Fall ist, wurde bislang nicht abschließend untersucht. Der z. Z. in der ARegV enthaltene Wert von 1,25 % für die erste Periode und 1,5 % für die zweite Periode ist das Resultat eines politischen Kompromisses ohne zu Grunde liegende volkswirtschaftliche Untersuchung. Die festgelegten Werte von 1,25 % bzw. 1,5 % lassen sich weder durch empirisch basierte Berechnung rechtfertigen, noch liegen hinreichend belastbare Informationen, insbesondere in Bezug auf den bevorstehenden Wandel in der Energiewirtschaft vor, die diese Zielvorgabe für die Produktivitätssteigerung in Relation zur Gesamtwirtschaft für diese belegen.

Ein über den gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt liegender netzwirtschaftlicher Produktivitätsfortschritt ist zudem im Hinblick auf den Netzbetreibern bevorstehenden Herausforderungen und zu bewältigenden Aufgaben mehr als fraglich. Die aktuellen Entwicklungen in der Energiewende und der dadurch bedingte Investitionsbedarf wirken sich negativ auf die Sektorproduktivität aus. Bei sachgerechter Berücksichtigung dieser aktuellen Entwicklung ist davon auszugehen, dass der sektorale Produktivitätsfortschritt geringer ist als die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung.<sup>4</sup>

Die in dem Gesetz enthaltene Definition des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist ökonomisch betrachtet falsch und führt im Ergebnis dazu, dass den Netzbetreibern zusätzlich zu dem im Netzbetrieb aufgrund technischen Fortschritts realisierbaren Produktivitätspotentialen auch noch die gesamtwirtschaftlichen Produktivitätssteigerungsraten vorgegeben werden.

---

<sup>4</sup> Brunekreeft, Gert; Anreizregulierung bei erhöhtem Investitionsbedarf in Stromverteilnetze, S. 15 f. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 10



## 5. Orientierung des Verteilungsfaktors an der Beeinflussbarkeit der Netzkosten

Der Verteilungsfaktor  $V_t$  ist Bestandteil der Regulierungsformel und sorgt dafür, dass die Erlösobergrenze entsprechend der individuellen Effizienzvorgabe im Laufe der Regulierungsperiode absinkt (Abbau der „beeinflussbaren“, nach Definition ineffizienten Kostenanteile). Der Abbau hat gemäß § 16 Abs. 1 ARegV in der laufenden Regulierungsperiode über fünf Jahre zu erfolgen, die Vorgabe für die erste Periode betrug 10 Jahre.

Diese Zeiträume stehen im krassen Missverhältnis zur Beeinflussbarkeit der zugrunde liegenden Kostenanteile. Ein bedeutender Anteil der Netzkosten besteht aus Kapitalkosten. Die betreffenden Investitionen haben gemäß Anlage 1 StromNEV bzw. GasNEV Nutzungsdauern von regelmäßig 40 und mehr Jahren. Als Mittelwert für ein durchschnittliches Netz können 40 Jahre angenommen werden. In dieser Größenordnung liegen auch Zeiträume, in denen ein Netzbetreiber als ineffizient eingestufte Kapitalkosten vollständig abbauen kann.

Die derzeitige Vorgabe für den Verteilungsfaktor negiert diesen Sachverhalt. Als Folge sind Netzbetreiber gezwungen, dieses Defizit zu kompensieren, indem sie – soweit möglich – Betriebskosten über das effiziente Maß hinaus senken, was nicht zu effizienten Netzen führen kann und die Versorgungsqualität bedroht. Alternativ müssen Investoren auf den Rückfluss von Teilen des eingesetzten Kapitals verzichten, wodurch in vielen Fällen, bezogen auf die betroffenen Investitionen, negative Kapitalrenditen entstehen dürften.

Deshalb ist der Verteilungsfaktor derart anzupassen, dass der Zeitraum zur Umsetzung des Effizienzziels abhängig vom netzbetreiberindividuellen Kapitalkostenanteil verlängert wird:

$$V_t = t / [ 5 \cdot OPEX/TOTEX + 40 \cdot CAPEX/TOTEX ]$$

Für einen rein fiktiven Netzbetreiber ohne Kapitalkosten bliebe der Verteilungsfaktor beim Status Quo (fünf Jahre). Bei einem fiktiven Netzbetreiber nur mit Kapitalkosten ergäbe sich ein Zeitraum von bis zu 40 Jahren, für reale Netzbetreiber entsprechende Zwischenwerte. Dessen ungeachtet bliebe die Dauer der Regulierungsperiode bei fünf Jahren. Die Erstreckung der Effizienzvorgabe über einen längeren Zeitraum als die Regulierungsperiode ist nicht neu sondern entspricht in der Vorgehensweise der gesetzlichen Regelung für die erste Regulierungsperiode.

Am Effizienzvergleich und den ermittelten Effizienzwerten ändert sich durch die Anpassung des Verteilungsfaktors ebenfalls nichts, lediglich der Zeitraum zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen wird rechnerisch angepasst und auf ein sachgerechtes Niveau gehoben.

## 6. Sicherstellung von Stabilität in Grundsatzthemen

### Grundmodell der Anreizregulierung

Das vorliegende Positionspapier stellt Forderungen auf, die zur Beseitigung von Investitionshemmnissen, unsachgerechter Behandlung betriebswirtschaftlicher Erkenntnisse sowie Erschwernissen in den Verfahrensabläufen darstellen. Allerdings besteht aus Sicht des VKU keine Notwendigkeit, das seit 2009 eingeführte System der Anreizregulierung grundsätzlich in



Frage zu stellen bzw. zu verändern. Die vorgeschlagenen Anpassungen ließen sich mit überschaubarem Aufwand in der ARegV sowie der Strom- und GasNEV umsetzen.

### **Effizienzvergleich**

Der wesentliche Grundpfeiler der Anreizregulierung wird durch das Effizienzbenchmarking dargestellt. Unabhängig von den in den Stellungnahmen der Verbände vorgenannten Schwächen und der teilweise mangelnden Transparenz der Verfahren haben sich insbesondere der Sicherheitsmechanismus „Best-of-four“ und das Vereinfachte Verfahren im bestehenden Rahmen bewährt. Die Bestabrechnung über vier unterschiedlich ermittelte Effizienzwerte und das Vereinfachte Verfahren sehen wird als essentiellen Grundpfeiler des Regulierungssystems, die zwingend beibehalten werden müssen.

Der bundesweite Effizienzvergleich wird nach den Vorgaben der ARegV (§ 12 (1) i.V.m. Anlage 3) mit den statistischen Methoden der SFA (Stochastic Frontier Analysis) und DEA (Data Envelopment Analysis) durchgeführt. Die Regeln zur Vermeidung von Verwerfungen im Effizienzvergleich in § 12 ARegV und Anlage 3 der ARegV (Best of Four, Ausreißerbereinigung) müssen auch weiterhin gelten, damit der Effizienzvergleich robust ist. Denn bei der Anwendung der beiden Methoden wird zwangsläufig mit zahlreichen statistischen Annahmen gearbeitet, so dass die Effizienzwerte je nach Annahme und Methode erheblich variieren. Alle vier Varianten haben anerkanntermaßen Stärken und Schwächen, wobei Schwächen insbesondere auch zur Unterschätzung der Effizienz bestimmter Netzbetreiber führen. Damit sind die genannten Sicherheitsmaßnahmen notwendig zur Garantie der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzwerte, da der Effizienzvergleich zusätzlich durch die Unterschiede in der Abschreibungspraxis der Unternehmen und durch Datenfehler beeinträchtigt wird.

### **Vereinfachtes Verfahren**

Letztlich ist eine Beibehaltung des Vereinfachten Verfahrens zwingend erforderlich. Auch kleinste Netzbetreiber erfahren deutlichen Effizienzdruck aus den Vorgaben der Anreizregulierung: regulatorische Kostenprüfung findet statt, der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wird angewendet und es gibt eine Effizienzvorgabe, die sich am Durchschnitt der Regelverfahren der Vorperiode orientiert. Kleine Netzbetreiber haben lediglich nicht den dafür erforderlichen Apparat um sich ihre Einwirkung auf die Höhe der Effizienz zu ermitteln und hieraus Geschäftssteuerung zu ermöglichen.

## **7. Berücksichtigung der Mehrerlöse im Regulierungskonto und bei der Anpassung der Erlösbergrenze**

Im heutigen Anreizregulierungssystem werden mengenbedingte Erlösdifferenzen über das Regulierungskonto ausgeglichen. Bei größeren Abweichungen (Überschreitung Grenzwert) erfolgt eine kurzfristige Anpassung über die Netzentgelte. Diese Regelung führt dazu, dass die Netzentgelte im System der Anreizregulierung relativ hohen Schwankungen unterliegen und



eine Begleichung des Regulierungskontos mit einem Zeitverzug von bis zu 10 Jahren erfolgt. Hohe Netzentgeltschwankungen sollten mit der Implementierung des Regulierungskontos im System der Anreizregulierung gerade vermieden werden und der Zeitverzug kann den Ausgleich für die Verbraucher kaum verursachungsgerecht abbilden.

Um diesen Problemen zu begegnen, plädiert der VKU für eine Rückkehr zu den Regelungen der periodenübergreifenden Saldierung gemäß § 11 StromNEV bzw. § 10 GasNEV. Bei der periodenübergreifenden Saldierung werden die Erlösdifferenzen (Mehr- und Mindererlöse) generell über einen Zeitraum von 3 Jahren ausgeglichen. Mit dieser Regelung können die extremen Schwankungen bei den Netzentgelten, wie sie derzeit im System der Anreizregulierung sehr gehäuft auftreten, vermieden und ein verursachungsgerechter Ausgleich der Erlösdifferenzen erreicht werden.

Bei Beibehaltung der bisherigen Regelung muss die durch einen Formulierungsfehler im § 5 ARegV entstandene Regelungslücke in Bezug auf die Mehrerlöse oberhalb der 5 %-Grenze behoben werden. Der Wortlaut des § 5 Abs. 3 (Anpassung Entgelte bei Überschreitung Grenzwert) und des § 5 Abs. 4 (Saldierung Regulierungskonto) passen systematisch nicht zusammen.

Übersteigen bzw. unterschreiten die tatsächlichen erzielten Erlöse eines Kalenderjahres die zulässigen Erlöse um mehr als 5 %, so ist der Netzbetreiber nach § 5 Abs. 3 verpflichtet bzw. berechtigt, seine Netzentgelte  $t + 2$  anzupassen.

Mit den Vorgaben des § 5 Abs. 4 erfolgt der Ausgleich des Regulierungskontosaldos durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze in der darauffolgenden Regulierungsperiode. Damit erfolgt eine bewusste Unter- bzw. Überschreitung der Erlösobergrenze im Jahr  $t + 2$  und die Bildung eines entsprechenden gegenläufigen Minder- bzw. Mehrerlöses.

Folgt man strikt diesen durch den Gesetzgeber vorgegebenen Regularien (Anwendung § 5 Abs. 3 und Abs. 4 ARegV), kann im Fall einer Überschreitung der zulässigen Erlöse ( $> 5 \%$ ), welches insbesondere bei temperaturbedingt auftretenden Mengenschwankungen und damit erzielten Mehrerlösen im Gasnetz (z.B. im Jahr 2010) ein Liquiditätsrisiko für die Netzbetreiber in sich birgt.

Diese Regelungslücke ist der Bundesnetzagentur bekannt und hat zu einer optionalen Sonderlösung der Bundesnetzagentur für die Gasmehrerlöse 2010 geführt. Eine sachgerechte Klarstellung in der Verordnung, dass nicht die Netzentgelte, sondern die Erlösobergrenze anzupassen ist, steht noch aus.

Zudem würden die Planungen und die Kalkulationssicherheit der Netzbetreiber deutlich verbessert werden, wenn die bestehenden Regelungen des § 5 ARegV dahingehend ergänzt werden, dass der Stand des Regulierungskontos, entsprechend den Verpflichtungen der Netzbetreiber zur jährlichen Meldung der Mehr- oder Mindererlöse, durch die Bundesnetzagentur jährlich ermittelt und den Netzbetreibern mitgeteilt wird. Damit würde die Verteilung der Belastung beider Seiten über die ganze Regulierungsperiode erreicht werden, zusätzlich die Transparenz erhöht und gleichzeitig eine zeitnahe Abstimmung bei Nachfragen ermöglicht werden.



## **8. Vollständige Berücksichtigung bei der Mittelwertbildung der im Basisjahr aktivierten Anlagen im Jahresanfangsbestand**

In der StromNEV und GasNEV wird festgelegt, dass für alle innerhalb eines Jahres aktivierten Anlagengüter die Abschreibungen jahresbezogen zu ermitteln sind. Es gilt gemäß § 6 Abs. 5: „Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. Dabei ist der Zugang des Anlagengutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.“

Mit dieser Regelung wird bereits im Aktivierungsjahr eine vollständige Jahresscheibe der linearen Abschreibung berücksichtigt.

Für die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung werden gemäß § 7 der StromNEV und GasNEV die Mittelwerte aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand angesetzt. Im aktuellen Verfahren der Kostenprüfung wird deutlich, dass die Regulierungsbehörden den 01.01. eines Jahres nicht als Jahresanfang ansehen sondern den Endstand des Vorjahres. Für Wirtschaftsgüter, die im Jahr einer Kostenprüfung aktiviert werden, wird der Jahresanfangsbestand mit Null angesetzt. Als Jahresendstand wird der Aktivierungsbetrag um eine Jahresscheibe Abschreibung gekürzt.

Mit dieser unzulässigen Interpretation der Netzentgeltverordnungen wird die Eigenkapitalverzinsung durch die Regulierungsbehörden ohne Rechtsgrundlage gekürzt. Die Regulierungsbehörden missachten damit den § 21 EnWG, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals vorsieht.

Folgt man der Vorgehensweise der Regulierungsbehörden, so wird im System der Realkapitalerhaltung gerade der höchste Wert gekürzt. Diese Kürzung wird jedoch nicht wie bei der pro-rata-Berechnung als Verzinsungsbasis nach dem letzten Jahr der Nutzungsdauer nachgeholt. Nach Ablauf der Nutzungsdauer ist der Restwert (korrekterweise) Null.

Eine Anerkennung des Anfangsbestandes zum 01.01. eines Jahres anstatt zum 31.12. des Vorjahres würde auch keinesfalls zu einer doppelten Verzinsung von Anlagen im Bau führen. Diese befinden sich im Wesentlichen im Endbestand des Basisjahres und tauchen ausschließlich im Anfangsbestand zum 01.01. auf, sofern es sich um Anlagen im Bau handelt, die aus dem Vorjahr stammen und auch im Basisjahr nicht abgeschlossen werden konnten.

## **9. Berücksichtigung der strukturellen Besonderheiten im Effizienzvergleich**

Die rechtlichen Vorgaben und die Regulierungspraxis im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe müssen zwingend angepasst werden. Obwohl vielfältige kostenrelevante, vom Netzbetreiber unbeeinflussbare Strukturmerkmale nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können, führt die derzeitige Regelung und die enge Auslegung der Regulierungsbehörden dazu, dass die Anträge der Netzbetreiber auf hierauf begründete Anpassung des Effizienzwerts gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nicht berücksichtigt werden. Die im vorangegangenen Effizienzvergleich durch die Regulierungsbehörde ange-



wandte Praxis, dass strukturelle Besonderheiten nur dann zu einer Bereinigung des Effizienzwertes führen, wenn ein Netzbetreiber allein von der strukturellen Besonderheit betroffen ist, darf für zukünftige Effizienzvergleiche nicht mehr gelten, wenn die Ausnahmeregelung derart eng gefasst wird.

Insbesondere ist eine Senkung des Schwellenwerts, die zu einem Antrag nach § 15 ARegV berechtigt und eine kumulierte Betrachtung struktureller Besonderheiten bei der Prüfung der Schwellwertüberschreitung erforderlich. Die derzeitige Regelung führt dazu, dass kein Netzbetreiber die Voraussetzungen erfüllen kann, so dass der Sicherungsmechanismus des § 15 ARegV, den der Verordnungsgeber eigens für die Bereinigung struktureller Besonderheiten ursprünglich geschaffen hat, ins Leere läuft.

Auch ist eine Präzisierung der Anforderungen an die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe im Sinne der o.g. Regelung erforderlich. Außerdem ist angemessen zu berücksichtigen, dass allein die Bundesnetzagentur den umfassenden Überblick über die Daten aller Netzbetreiber und die Parametrierung des Effizienzvergleichs hat. Die durch die Netzbetreiber begründeten Anträge auf Bereinigungen des Effizienzwertes aufgrund struktureller Besonderheiten im zurückliegenden Effizienzvergleich, wurden im Regelfall mit der Begründung des fehlenden Alleinstellungsmerkmals abgelehnt. In Fällen, in denen der Netzbetreiber strukturelle Besonderheiten begründet, sollte künftig die zuständige Regulierungsbehörde einen entsprechenden Nachweis erbringen, dass diese Besonderheiten gerade nicht zu signifikanten Kostenerhöhungen beim Netzbetreiber führen.

Die Behörde hat Handlungsspielraum bezüglich der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs. Der Netzbetreiber kennt hingegen nur seine eigenen Daten und Netzbedingungen. Der Nachweis einer Abweichung seiner Versorgungsaufgabe von anderen Netzbetreibern ist ihm nicht zumutbar.

## **10. Keine Partial-Benchmarkings im Rahmen der Kostenprüfung**

Grundprinzip der Anreizregulierung ist es, dass ineffiziente Netzbetreiber über einen vorgegebenen Zeitraum ihre Kosten auf ein definiertes effizientes Maß zu senken haben. Unterbieten sie in ihrer Kostenentwicklung diesen vorgegebenen Pfad, so werden sie durch Zwischengewinne „belohnt“. Diese Kostensenkungsbemühungen kommen dann ab der folgenden Regulierungsperiode allen Netznutzern zugute.

Diesem Grundprinzip steht die derzeitige Auslegung des § 21 Abs. 2 EnWG fundamental entgegen, wonach Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung gebildet werden müssen, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu entsprechen haben.

In der Praxis der Regulierungsbehörden führt dies zu einer Aberkennung vermeintlich ineffizienter Kostenanteile bereits im Vorfeld der Effizienzmessung. Folge: Bezüglich dieser Kostenanteile werden die korrespondierenden Erlöse sofort aberkannt, und der Netzbetreiber erhält keine Übergangsfrist zur Anpassung seiner Kosten. Außerdem werden die Netzbetreiber damit systemwidrig einem mehrfach gestaffelten Effizienzvergleich unterzogen. Im Ergebnis geht



damit der o.g. Anreiz verloren. Zudem ist es dem Netzbetreiber nicht mehr möglich, die Effizienzziele zu erreichen oder zu übertreffen sowie die gesetzlich vorgesehene Eigenkapitalverzinsung erzielen zu können.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Kostenprüfung vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode mehrere Partial-Benchmarkings durchgeführt. Auf Basis eines solchen Partial-Benchmarkings wurde beispielsweise der Beschaffungspreis Verlustenergie Strom durch die Mengenvorgabe in der EOG 2014 auf 47,11 €/MWh begrenzt. Durch weitere Partial-Benchmarkings wurden verschiedene Bilanzposten zum Teil drastisch gekürzt (z.B. Finanzanlagen, Forderungen, liquide Mittel) sowie die anerkennungsfähigen operativen Kosten (OPEX) beschränkt.

Auf Grund der unterschiedlichen Prozess- und Kostenstrukturen in den jeweiligen Unternehmen können solch isolierte Betrachtungen grundsätzlich zu keinen sachgerechten Ergebnissen führen.

Der bundesweite Effizienzvergleich hat nach § 12 ARegV zu erfolgen. Vorgeschaltete und damit mehrfache Benchmarkings widersprechen dem System der Anreizregulierung und sollten damit explizit ausgeschlossen werden.

Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass der Maßstab des § 21 Abs. 2 S. 1 sich auf das Effizienzziel bezieht und nicht die Feststellung der regulatorischen Kostenbasis als Ausgangspunkt für den Effizienzvergleich dient.

## **11. Sachgerechte Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer**

Die kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 StromNEV bzw. GasNEV soll sicherstellen, dass die kalkulatorisch anerkannte Eigenkapitalverzinsung tatsächlich erreicht wird und nicht durch Versteuerung beim Gesellschafter gemindert wird. Hierzu ist eine „Im-Hundert-Kalkulation“ erforderlich. Die z.Z. von den Regulierungsbehörden praktizierte „Von-Hundert-Kalkulation“ ist betriebswirtschaftlich nicht fundiert und mindert die Kapitalverzinsung der Netzbetreiber bzw. Netzinvestoren unter die von der BNetzA festgelegten Zinssätze.

## **12. Anerkennung von Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode auf Grund von externen Vorgaben**

Kommt es auf Grund von externen Vorgaben zu wesentlichen Kostensteigerungen zwischen den Basisjahren - z. B. in Folge der Umsetzung von Gesetzes- und Verordnungsänderungen – so sind diese Kostensteigerungen in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Es ist nicht sachgerecht, diese Kostensteigerungen den Netzbetreibern und Investoren aufzubürden. Saldierungen mit etwaigen Effizienzgewinnen sind auszuschließen, da dies mit dem System der Anreizregulierung nicht vereinbar ist.

Deshalb schlägt der VKU vor, die Aufzählung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um den Punkt „Umsetzung gesetzlicher und regulatorischer Vorgaben“ zu ergänzen.



### **13. Beschränkung der Qualitätsregulierung Gas auf ein Qualitätsmonitoring**

§ 19 Abs. 2 ARegV fordert, dass das Qualitätselement für Gasversorgungsnetze dann eingeführt werden sollte, soweit hinreichend belastbare Daten für die Ermittlung des Qualitätselementes vorliegen. Dies ist bislang offensichtlich nicht der Fall. Die Datengrundlage im Gas reicht nicht aus, um zuverlässig ein Qualitätselement mit Boni und Mali zu ermitteln. Zudem ist in der Regulierungspraxis auch international immer noch umstritten, mit welchen Kennzahlen die Versorgungsqualität Gas sinnvoll abzubilden wäre. Einiges spricht dafür, dass die im Strombereich verwendete Nichtverfügbarkeit für Gasnetze ungeeignet ist.

Im Gas sind so gut wie keine Versorgungsunterbrechungen vorhanden, andere Qualitätskennzahlen lassen sich kaum in einem Modell mit Boni und Mali implementieren. Aus diesem Grund schlägt der VKU vor, das Qualitätselement Gas auf ein „Qualitätsmonitoring“ zu beschränken. Insbesondere die DVGW-Richtlinien sind eine geeignete Grundlage, um die hohe Qualität der Gasversorgung zu sichern und um daraus ein Qualitätsmonitoring zu entwickeln.

### **14. Vollständige Anerkennung von Forderungsausfällen**

Die Anreizregulierungsverordnung enthält keine Möglichkeit, Forderungsausfälle von Netzbetreibern zu berücksichtigen, die diesem auch bei vollständiger Beachtung seiner kaufmännischen Sorgfaltspflichten entstehen. Die Berücksichtigung im Rahmen der Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Anreizregulierung (§ 6 ARegV i.V.m. der StromNEV / GasNEV) ist nicht ausreichend, da hierdurch nicht sämtliche dem Netzbetreiber entstandene Forderungsausfälle berücksichtigt werden können. Zudem sind in der Vergangenheit in einigen Fällen selbst im Basisjahr eingetretene Forderungsausfälle durch die BNetzA (Beschlusskammer 8) als Besonderheit des Geschäftsjahres im Sinne des § 6 Abs. 3 ARegV gekürzt worden.

Insbesondere die Insolvenz des TelDaFax-Konzerns und die damit verbundenen Forderungsausfälle machen deutlich, dass die Schaffung einer Rechtsgrundlage zur Berücksichtigung sämtlicher, dem Netzbetreiber auch bei Beachtung seiner kaufmännischen Sorgfaltspflicht entstandenen Forderungsausfälle zwingend notwendig ist. Diese Notwendigkeit wird insbesondere deutlich vor dem Hintergrund, dass ein Energieversorgungsnetzbetreiber nur unter sehr engen Voraussetzungen die Gewährung des Netzzugangs und den Netzanschluss verweigern, er demnach seinen Vertragspartner nicht frei wählen kann. Als Korrelat für die Einschränkung der Vertragsfreiheit ist die Berücksichtigung von Forderungsausfällen, die auch bei sorgfältigstem und engagiertestem Forderungsmanagement nicht zu verhindern sind, geboten.

Eine Möglichkeit, Forderungsausfälle und eventuell auch Rückzahlungen von Netzentgelten im Falle von Insolvenzen im Rahmen der Netzentgeltregulierung zu berücksichtigen, wäre im Rahmen der Führung des Regulierungskontos. Aber auch andere Lösungen, die im Ergebnis zu einer vollständigen und zeitnahen Berücksichtigung führen würden, wären möglich.



## 15. Keine Kostenkürzung für den Differenz-Bilanzkreis

Die Regulierungsbehörden sehen eine vollumfängliche Kürzung der Kosten für den Differenz-Bilanzkreis vor, in der Annahme, dass sich über den Zeitverlauf Kosten und Erlöse in etwa ausgleichen. Dies ist in der Realität nicht der Fall. Die Abweichungen bei Anwendung synthetischer und analytischer Verfahren sind systemimmanent. Es entstehen in jedem Fall Kosten für Regel-/Ausgleichsenergie.

Die Regulierungsbehörden begründen die Kürzung darüber hinaus mit einer möglichen Einführung des analytischen Verfahrens beim Netzbetreiber, durch das alle Kosten auf den Vertrieb übergewälzt werden könnten.

Gemäß § 13 Satz 1 StromNZV sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet, für jeden Lastprofilkunden des Lieferanten eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen. Die Lieferanten und Netznutzer sind nach § 13 Abs. 1 Satz 3 StromNZV nur berechtigt unplausiblen Prognosen zu widersprechen und eigene Prognosen zu unterbreiten.

Seit Beginn der Liberalisierung wurden bei Anwendung des für Lieferanten verlässlichen synthetischen Verfahrens dem Netzbetreiber verbleibende Kosten nach Durchführung der Mehr-/Minderabrechnung zugestanden. Diese wurden von anfänglich 0,26 ct/kWh über 0,08 ct/kWh bis zuletzt 0,04 ct/kWh abgeschmolzen und insoweit die Systematik von den Regulierungsbehörden prinzipiell anerkannt und gewürdigt.

Die Umsetzung des analytischen Verfahrens würde zwar in gewissem Umfang die Kosten auf Netzbetreiberseite anteilig, jedoch keinesfalls vollständig, senken. Der Großteil der Kosten würde anstatt beim Netzbetreiber beim analytischen Verfahren beim Händler anfallen. Dies liegt darin begründet, dass beim analytischen Verfahren alle Risiken und Kosten für Abweichungen im Verbrauchsverhalten von Kunden ohne registrierende Lastgangmessungen auf die Seite der Lieferanten verlagert werden.

Die Bilanzkreisabweichungen durch die Kosten für Regel-/Ausgleichsenergie treten in beiden Verfahren auf. Es stellt sich lediglich die Frage der Allokation dieser Kosten, d.h. trägt diese Kosten der VNB (synthetisches Verfahren) oder der Lieferant (analytisches Verfahren). Der Letztverbraucher trägt bei beiden Verfahren zur Kompensation der entstandenen Kosten bei.

Aus Sicht des VKU ist die Strategie der Regulierungsbehörden Kosten aus dem regulierten Bereich in den nicht regulierten Bereich zu verschieben grundsätzlich zu überdenken. Stattdessen sollte es der unternehmerischen Freiheit der Netzbetreiber obliegen, ob das analytische oder das synthetische Verfahren Anwendung findet. Je nach unternehmerischer Entscheidung oder Prognosequalität hat der Netzbetreiber Einfluss auf die Gesamthöhe der Kosten für den Differenz-Bilanzkreis. Dieser Tatsache würde angemessen Rechnung getragen, indem diese Kosten in den Effizienzvergleich einbezogen werden.



## 16. Bürokratiekostenabbau durch Reduktion der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

In den vergangenen Jahren sind zahlreiche Veröffentlichungs- und Berichtspflichten für die Netzbetreiber festgelegt worden. Der VKU begrüßt die Transparenz, die damit für die Netznutzer am Markt herrscht. Das Regelwerk hat sich für die Netzbetreiber in den letzten Jahren aber rasant weiterentwickelt. Die Kostenregulierung wurde von der Anreizregulierung abgelöst. Zur Schaffung von Transparenz und Effizienz ist es deshalb erforderlich zu prüfen, inwieweit die entsprechenden Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten in den jeweiligen Verordnungen bzw. in der Verwaltungspraxis der Regulierungsbehörden doppelt normiert sind oder sich durch den Wandel von der Kosten- zur Anreizregulierung überholt haben. Ein unstrukturiertes Übermaß an Information hilft dem Netznutzer nicht weiter, sondern generiert nur ineffiziente Kosten bei den Netzbetreibern. Der VKU folgt mit seinen Vorschlägen der Initiative Bürokratiekostenabbau der Bundesregierung.

Datenerhebungen und Veröffentlichungspflichten sollten sehr kritisch auf Notwendigkeit geprüft werden. Dabei muss der Aufwand für Erhebung und Aufbereitung der Daten im angemessenen Verhältnis zum regulatorischen Nutzen stehen. Was einmal erhoben wurde, ist nicht noch mal zu erheben. Hier müssen auch die Regulierungsbehörden untereinander besser zusammenarbeiten. Im Rahmen von Festlegungsverfahren sollte die Behörde die Notwendigkeit der Datenerhebung unter diesen Maßgaben datenscharf prüfen und begründen.

Beispiele, bei denen Berichtspflichten entfallen oder reduziert werden könnten:

- Meldung zum Regulierungskonto
- Datenerhebung zum Monitoring
- jährlicher Bericht gem. § 28 ARegV inkl. Erhebungsbögen
- jährliche Datenveröffentlichungen zum 01. April
- Bericht über den Netzzustand und Netzausbauplanung
- jährliche Datenerhebung für das Regulierungskonto
- jährliche Übermittlung Jahresabschluss und Prüfungsbericht
- Datenerhebungen i.R. von Anträgen zu Erweiterungsfaktoren, Investitionsmaßnahmen etc.
- Datenerhebung zu Versorgungsunterbrechungen vs. Qualitätselement
- Datenerhebung im Rahmen der Kostenprüfung
- Datenerhebungen im Rahmen von Netzübergängen
- Datenaufbereitung im Zusammenhang mit Anträgen für individuelle Netzentgelte
- Meldungen im Zusammenhang mit der EEG-Abwicklung

---

### Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft: Victor Fröse, Tel: 030-58580-195, froese@vku.de

## **Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung im Hessischen Landtag am 16. Juni zum Ausbau der Übertragungsnetze**

### **Stellungnahme der TransnetBW GmbH**

#### **Warum ist der Netzausbau notwendig?**

Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Stromversorgung und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Deutschland nimmt in punkto Versorgungssicherheit europaweit eine absolute Spitzenposition ein. Damit das auch in Zukunft so bleibt, müssen die Netze kontinuierlich an die sich verändernden Rahmenbedingungen angepasst werden.

Eine große Herausforderung für die Strominfrastruktur stellt die Energiewende dar. So mussten die Übertragungsnetzbetreiber im Winterhalbjahr Oktober 2011 bis März 2012 insgesamt 197 Mal aufgrund hoher Einspeisung aus EEG-Anlagen regulierend eingreifen. Ein Jahr zuvor waren im selben Zeitraum nur 39 Eingriffe erforderlich.

Die Anforderungen an die Strominfrastruktur werden noch zunehmen. Ziel der Bundesregierung ist es, im Jahr 2050 mindestens 80 Prozent des elektrischen Stroms in Deutschland durch erneuerbare Energien abzudecken. Allerdings werden die Erzeugungskapazitäten vor allem in Norddeutschland aufgebaut, während die Verbraucherzentren in Süd- und Westdeutschland liegen. Prognosen gehen davon aus, dass allein in Schleswig-Holstein bis 2023 6,8 Gigawatt Strom produziert werden. Hinzu kommen zusätzliche Windenergiekapazitäten in der Nord- und Ostsee.

Das Gefälle zwischen Stromangebot in Norddeutschland und Stromnachfrage in Süddeutschland wird sich noch weiter verschärfen, wenn dort weitere Kernkraftwerke vom Netz gehen. Die südlichen Bundesländer (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen) werden im Jahr 2023 ca. 30 Prozent ihres Jahresverbrauchs importieren müssen.

Um die Versorgungssicherheit der Bürger und der Industrie in Süddeutschland zu erhalten und die elektrische Energie aus dem Norden abzutransportieren, ist der Ausbau der Strominfrastruktur dringend erforderlich. Laut Netzentwicklungsplan 2013 müssen in den nächsten 10 Jahren insgesamt 3.600 Kilometer an neuen Leitungen gebaut werden. Eine zentrale Rolle nehmen hier die großen Nord-Süd-Gleichstromverbindungen wie SuedLink und Ultramet ein. Sie entlasten zudem aber auch das Wechselstromnetz der Bundesländer zwischen Anfangs- und Endpunkt und vermindern die Notwendigkeit für Redispatch/ Erzeugungsmanagement.

Mit dem Koalitionsvertrag und dem Entwurf der Novelle des EEG hat die Bundesregierung die Ausbauziele u.a. für Offshore-Windenergie modifiziert: Bis 2020 wird nun mit einem Zubau von 6,5 GW, bis 2024 von 9,7 bis 9,9 GW gerechnet.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan ein den neuen Zielen der Bundesregierung vergleichbares Szenario durchgerechnet – nämlich das Szenario A. Auch auf Grundlage dieses Szenarios werden die Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ) gebraucht, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu erhalten. Die Pläne der Bundesregierung bestätigen daher den Bedarf für die geplanten Leitungen.

Aber auch unabhängig von den konkreten Ausbauzielen von Offshore-Windenergie steht fest: Wenn Deutschland seine Stromversorgung immer mehr auf erneuerbare Energien umstellen möchte – worüber gesellschaftlicher Konsens besteht –, muss Windenergie aus der Nord- und Ostsee sowie aus den windreichen nördlichen Bundesländern wie Schleswig-Holstein eine zentrale Rolle spielen.

Gleichwohl ist zu betonen, dass die erfolgreiche Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur nicht nur die Angelegenheit der Übertragungsnetzbetreiber ist. Es handelt sich um ein Projekt, das nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Zivilgesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen kann. TransnetBW ist bereit, hier eine aktive und konstruktive Rolle einzunehmen.

### **Die HGÜ-Projekte der TransnetBW im Überblick**

Um diesen veränderten Anforderungen an die Strominfrastruktur gerecht zu werden, haben die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzentwicklungsplänen Strom 2013 und

2014 insgesamt vier HGÜ-Korridore bis 2023 / 2024 als notwendig ausgewiesen. Bisher vom Gesetzgeber bestätigt und in den Bundesbedarfsplan 2013 aufgenommen wurden drei HGÜ Korridore – darunter die beiden Projekte mit TransnetBW-Beteiligung. Konkret handelt es sich um SuedLink, der im Netzentwicklungsplan als Korridor C bezeichnet wurde, und Ultranet (Korridor A). Bei beiden Leitungen wird auch ein Teilstück durch Hessen führen.

Da die gesellschaftliche Akzeptanz für die Ausbauvorhaben von zentraler Bedeutung ist, bindet TransnetBW die betroffenen Bürger, Gemeinden und Träger öffentlicher Belange bereits frühzeitig, vor Beginn der verwaltungsrechtlichen Verfahren, ein. Dies geschieht durch eine transparente Entscheidungsfindung für alle planerischen Aspekte und unter der Prämisse, Wissensvorsprünge einzelner Anspruchsgruppen möglichst zu vermeiden.

**Ultranet:**

Ultranet ist ein Gemeinschaftsprojekt der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW und Amprion. Amprion zeichnet für den Streckenabschnitt Osterath-Wallstadt sowie den Konverter Nord verantwortlich, TransnetBW für den Streckenabschnitt Wallstadt-Philippsburg und den Konverter Süd. Gesetzliche Grundlage ist das Bundesbedarfsplangesetz, in dem der vordringliche Bedarf festgestellt und Ultranet in der Anlage als Vorhaben 1 (Emden/Borssum-Osterath) und Vorhaben 2 (Osterath-Philippsburg) geführt wird. Ultranet hat als Projekt Pilotcharakter, da es vorwiegend auf bestehenden Trassen bzw. gemeinsam mit Wechselstromleitungen auf gleichen Masten geplant wird (Hybridleitung). Dadurch wird die Notwendigkeit von neuen Eingriffen minimiert. Die Übertragungskapazität soll 2 GW betragen.

In Rücksprache mit der Bundesnetzagentur wurde Ultranet in fünf Abschnitte eingeteilt, die einzeln zur Genehmigung eingereicht werden sollen. Gegenwärtig befindet sich der erste Abschnitt von Pfungstadt nach Wallstadt in der detaillierten Ausarbeitung für die Einreichung der Unterlagen auf Bundesfachplanung. Um die Öffentlichkeit frühzeitig in den Planungsprozess einzubeziehen, startete Amprion im Januar 2014 den Dialogprozess im angegebenen Raum. Die Einreichung der Unterlagen ist für August geplant. Parallel dazu soll auch der Trassenkorridorvorschlag für die gesamte Trasse im August erstmalig bei der Bundesnetzagentur eingereicht werden. Im Vorfeld planen Amprion und TransnetBW eine gemeinsame Kommunikationsoffensive für Träger öffentlicher Belange

entlang der gesamten Trasse sowie Pressekommunikation. Die detaillierte Information der Bürgerinnen und Bürger ist abschnittsweise geplant.

TransnetBW bereitet derzeit außerdem die Antragsunterlagen für Abschnitt 2 von Wallstadt nach Philippsburg vor. Eine Information der Öffentlichkeit ist ab Ende Mai mit unterschiedlichen Kommunikationsformaten wie Dialogveranstaltungen, Infomärkten und Bürgersprechstunden vorgesehen. Sie soll bis in den Oktober hinein stattfinden. Dann ist die Einreichung des Antrags auf Bundesfachplanung geplant.

Im Raum Osterath findet darüber hinaus seit Herbst 2013 ein umfassender Konverterdialog zur Standortsuche statt. Dieser soll im Juni konkrete Ergebnisse hervorbringen. Die Vorstellung der Vorplanungen für den südlichen Konverter in der Öffentlichkeit findet Anfang Juni im Raum Philippsburg statt.

#### **SuedLink:**

SuedLink stellt eine direkte Stromverbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg mit einer Übertragungskapazität von 2x2 GW her. Im Bundesbedarfsplangesetz wird der vordringliche Bedarf festgestellt, SuedLink wird dort in der Anlage als Korridor C mit den Vorhaben 3 (Brunsbüttel-Großgartach) und 4 (Wilster-Grafenrheinfeld) geführt. Es ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und TenneT. Beide Unternehmen planen und bauen SuedLink gemeinsam.

Um die Eingriffe möglichst gering zu halten und eine für Mensch und Natur verträgliche Leitung zu bauen, ist es das Ziel der TransnetBW, dort, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll und gesetzlich erlaubt ist, Erdkabel einzusetzen. Bislang ist dies gesetzlich für das Vorhaben Brunsbüttel - Großgartach jedoch noch nicht vorgesehen. TransnetBW und TenneT planen beide Leitungen des SuedLink auf einer Stammstrecke zu realisieren, um die landschaftlichen Eingriffe zu minimieren.

Mit SuedLink werden nicht nur die notwendigen Transportkapazitäten für Windstrom aus dem Norden bereitgestellt, der in Süddeutschland dringend benötigt wird. Über das rund um die Anschlusspunkte bereits existierende Stromnetz sammelt SuedLink die regenerativen Energien im Norden ein und transportiert sie in den Süden. Dort wird der Strom mit Hilfe des schon bestehenden Netzes an den südlichen Endpunkten weiter an die Verbraucher verteilt. Am 5. Februar dieses Jahres haben TransnetBW und TenneT den

ersten Vorschlag für einen Trassenverlauf für das Vorhaben Wilster - Grafenrheinfeld veröffentlicht. TenneT informiert seit März 2014 in Form von Infomärkten entlang des vorgeschlagenen Trassenkorridors in persönlichen Gesprächen mit den Bürgern über das Vorhaben und nimmt Vorschläge für alternative Trassenführungen in die Planungen mit auf. TenneT plant für das Vorhaben Wilster - Grafenrheinfeld noch in 2014 einen Antrag auf Bundesfachplanung zu stellen. TransnetBW wird 2014 mit den Umweltuntersuchungen für die Verbindung Brunsbüttel-Großgartach beginnen. Sobald hier mögliche Trassenverläufe identifiziert sind, wird auch TransnetBW in die öffentliche Diskussion treten, informieren und beteiligen.

Die EU-Kommission hat sowohl Ultranet als auch SuedLink in die Liste der „Projekte von gemeinsamem Interesse“ (PCI) aufgenommen. Dabei handelt es sich um europaweite Energie-Infrastrukturprojekte, die nach Ansicht der europäischen Kommission bis 2020 Priorität haben und für mindestens zwei Mitgliedstaaten der EU relevant sind, die Integration der europäischen Energiemärkte sowie jene der Übertragungsnetze fördern, die Versorgungssicherheit erhöhen und den Energie- und Klimazielen der EU zuträglich sind.

Stuttgart, 06.06.2014