

TU Berlin / WIP / Sekr. H 33 / Straße des 17. Juni 135 / D-10623 Berlin

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Abteilung 6 Energieregulierung  
z. H. Herrn Achim Zerres  
Tulpenfeld 4  
D-53113 Bonn

**Dipl.-Ing Nils Bieschke**

TU Berlin  
Fachgebiet Wirtschafts- und  
Infrastrukturpolitik (WIP)  
Arbeitsgruppe Infrastrukturökonomie  
und -management  
Sekretariat H 33 (Raum H 3150)  
Straße des 17. Juni 135  
D-10623 Berlin  
Tel. 030-314-78506  
Handy 0151-14929544  
Fax 030-314-26934  
nb@wip.tu-berlin.de  
www.wip.tu-berlin.de

Berlin, 17.06.2015

## **Stellungnahme des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin zur Evaluierung und Weiterentwicklung der deutschen Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber**

Sehr geehrter Herr Zerres,  
sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen des 4. Workshops zur Evaluierung der ARegV am 23.10.2014 haben Sie auf die Möglichkeit hingewiesen, Kommentare und Anregungen zu den diskutierten Punkten und zur Weiterentwicklung der Regulierung einzureichen. Mit Datum vom 24.11.2014 haben wir Ihnen unsere Stellungnahme zur Evaluierung der deutschen Anreizregulierung für Stromübertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zukommen lassen, in der auch einige übergreifende und damit ebenfalls für die Verteilnetzbetreiber (VNB) relevante Aspekte angesprochen worden sind. Diese Stellungnahme ist von Ihnen zwischenzeitlich auf der Homepage der BNetzA veröffentlicht worden. Die Erstellung einer Stellungnahme speziell zur VNB-Regulierung ist von uns im November letzten Jahres ebenfalls intendiert, aber aufgrund von zeitlichen Restriktionen nicht möglich gewesen. Nun haben wir – auch aufgrund von Anfragen von Stakeholdern hinsichtlich unserer diesbezüglichen Forschungsarbeiten und Analyseergebnissen – doch noch einige zentrale Anmerkungen und Anregungen hinsichtlich der Bewertung und Weiterentwicklung der (Anreiz-)Regulierung der VNB sowie weiterer Aspekte des institutionellen Rahmens für die Verteilnetze (insbesondere Konzessionssystem nach § 46 EnWG) zusammengestellt, die wir Ihnen im Folgenden zukommen lassen. Dabei berücksichtigen wir auch einige Darstellungen aus dem zwischenzeitlich veröffentlichten Evaluierungsbericht der BNetzA. Wir werden dieses Schreiben im Übrigen auch an interessierte Stakeholder weiterleiten und lassen außerdem dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) eine Kopie zukommen, was nicht zuletzt dadurch bedingt ist, dass wir auch über den aktuellen Evaluierungsprozess der ARegV hinausgehend Themen anschnitten. Sofern trotz der verspäteten Übersendung unserer Stellungnahme noch eine Veröffentlichung auf der Homepage der BNetzA zum Evaluierungsprozess möglich ist, würden wir das begrüßen. Auf

der Homepage von TU Berlin-WIP werden wir dieses Schreiben zum Download zur Verfügung stellen.

### **VNB-Regulierung als besonders große Herausforderung**

Zunächst möchten wir darauf hinweisen, dass unseres Erachtens die Regulierung der VNB deutlich komplexer als die der ÜNB ist. Dies ist u.a. durch die große Anzahl der VNB im Kontext der Bedeutung des Einbezugs von dezentralem Wissen bedingt, was auf die Herausforderung der Ausgestaltung einer Regulierung in einem Mehrebenensystem verweist. Aus Sicht von TU Berlin-WIP ist die Ausgestaltung einer Regulierung von VNB im Mehrebenensystem und dabei auch die Frage des Zusammenspiels der Regulierung mit Vorgaben zu einer Konzessionsvorgabe (wie sie in § 46 EnWG enthalten sind) auf ökonomischer Seite bisher nur unzureichend analysiert worden. In diesem Zusammenhang ist zu konstatieren, dass ein – gerade auch im Vergleich zur Regulierung von ÜNB – großer Forschungsbedarf besteht. Daher ist es uns – anders als in unserer Stellungnahme zur Regulierung der ÜNB, die umfangreich auf von der Stiftung Mercator geförderten Forschungsarbeiten beruht und die Ergebnisse aus der im Auftrag der Wirtschaftsministerien von Baden-Württemberg, Nordrhein Westfalen und Thüringen erstellten Studie „Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland“ (AFUEN) aufgreift – bezüglich vieler Punkte nicht (bzw. zumindest noch nicht) möglich, klare Positionen zur Frage der Weiterentwicklung der Regulierung zu beziehen.

### **Einordnung und Kritik des Status quo der VNB-Regulierung, Anmerkungen zur Beurteilung der bisherigen Regulierung durch die BNetzA**

Nach der Klassifizierung von BECKERS ET AL. (2014)<sup>1</sup> lässt sich die aktuelle Regulierung der VNB in Deutschland – bei vereinfachter Betrachtungsweise und verschiedene Sonderregelungen außer Acht lassend – als eine Variante einer TOTEX-Anreizregulierung einordnen. Dabei werden Kosten (bzw. Kostenangaben) der Unternehmen zum Teil vom Regulierer geprüft („Monitoring“), zum Teil erfolgt eine Output-orientierte Leistungsvorgabe in Verbindung mit einer temporären harten Anreizsetzung (im Sinne einer Risikozuordnung beim Unternehmen). Das dem regulierten Unternehmen zugestandene Vergütungsniveau für eine Regulierungsperiode wird sowohl von den individuellen Kosten des Basisjahres, welche vom Regulierer geprüft worden sind, als auch den im Effizienzvergleich ermittelten „effizienten“ Kosten determiniert. Für eine genauere Einordnung und Kritik der Regulierung der VNB in Deutschland kann auf die grundlegenden Analysen in BECKERS ET AL. (2014, S. 63-118) verwiesen werden, die sich zwar (zumindest implizit) auf ÜNB beziehen, aber bezüglich diverser Aspekte auch die VNB-Regulierung erfassen.

Die derzeitige Regulierung geht unseres Erachtens insbesondere mit den folgenden Schwächen einher:

---

<sup>1</sup> Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014): Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“.

- Infolge von methodischen Schwierigkeiten und Daten-Problemen werden in die Vergütungsgrenzen nicht unerhebliche Sicherheitspuffer eingebaut, die von den Konsumenten zu tragen sind.
- Das regulatorische Risiko ist unnötig hoch, was zu Transaktionskosten führt und sich letztendlich auch auf die Höhe der Kapitalkosten negativ auswirkt.
- Es werden zum einen – u.a. aufgrund der hohen Kapitalverzinsung – Anreize zu Überinvestitionen etabliert. Zum anderen bestehen aber auch – insbesondere aufgrund des sogenannten „Zeitverzugs-Problems“ und in diesem Kontext auch aufgrund der Herausforderungen bei langfristigen regulatorischen Commitments – Anreize zur Unterinvestition. Extrem unwahrscheinlich ist, dass sich die Fehlanreize im Einzelfall aufheben. Es liegt vielmehr umfangreiche anekdotische Evidenz (in Form von Berichten von Praktikern aus den nach der ARegV regulierten Unternehmen und sonstigen Sektorexperten) vor, wonach die derzeitige Regulierung nicht dazu führt, dass von den Unternehmen grundsätzlich nach technisch-systemisch sinnvollen Strategien und Lösungen „gesucht“ wird, die bei einer langfristigen Betrachtung zu Kosteneffizienz (im Sinne einer Minimierung des Barwertes der Zahlungen der Nutzer bei definiertem Output) führen.

Nun folgt aus diesen Schwächen der derzeitigen Regulierung nicht zwangsläufig, dass die Regulierung suboptimal in dem Sinne ist, dass eine bessere Regulierungsalternative existiert; jede Regulierung geht mit Problemen einher und das Ziel sollte es sein, die am wenigsten problematische bzw. die bestmögliche Regulierung zu identifizieren.

Bevor wir uns der Frage der relativen Eignung und der „Zukunftsfestigkeit“ der derzeitigen Regulierung zuwenden, möchten wir noch kritisch anmerken, dass unseres Erachtens im Evaluierungsprozess manche Eigenarten sowie zentrale (und dabei auch einige der oben stehend angesprochenen) Schwächen der derzeitigen Regulierung nicht oder nur indirekt bzw. (mehr oder weniger) versteckt angesprochen worden sind. So wird beispielsweise auf die vielen rechtlichen Konflikte, die auch durch grundsätzliche Designentscheidungen der derzeitigen Regulierung bedingt sind, sowie die Bemühungen der BNetzA zur Vermeidung derartiger Konflikte und die damit einhergehenden Effekte kaum eingegangen. Auf die für einen regulierten, stabilen Monopolbereich doch grundsätzlich recht hohen Renditen, die viele VNB derzeit erzielen, wird ebenfalls nicht klar verwiesen, wobei wir zur Vermeidung von Missverständnissen auch deutlich kommunizieren wollen, dass die Gewährung hoher Renditen nicht stets zwangsläufig mit Ineffizienzen aus Konsumentensicht einhergeht. Für problematisch halten wir, welche Schlussfolgerungen aus der DIW Econ-Studie gezogen und kommuniziert worden sind (u.a. im Rahmen von Vorträgen durch Vertreter der BNetzA). Die Aussage an einigen Stellen im Evaluierungsbericht, wonach von der DIW Econ-Studie aufgezeigt worden ist, dass das Inkrafttreten der ARegV das Investitionsverhalten nicht negativ beeinflusst hat, ist unseres Erachtens durch die Analysen in der Studie nicht gedeckt. Im Übrigen wird dies im Analyseteil der DIW Econ-Studie von deren Autoren auch so gesehen und ebenfalls in Teilen des Evaluierungsberichts angedeutet. Das Vorgehen und die Darstellung bezüglich dieses Aspekts werfen unseres Erachtens durchaus die Frage auf, wie diese motiviert gewesen sind und ob es im Rahmen des Evaluierungsprozesses und bei den Darstellungen im Evaluierungsbericht auch an weiteren Stellen ein derartiges Vorgehen gegeben hat.

## **Absehbare Entwicklungen im Stromsystem und Optionen für die Ausgestaltung der VNB-Regulierung**

Aufgrund der aktuellen Entwicklungen im dezentralen Stromsystem ist davon auszugehen, dass die Heterogenität zwischen den VNB-Gebieten in der Zukunft zunehmen wird. Dabei kann insbesondere auf die folgenden Entwicklungen verwiesen werden:

- Der Zubau dezentraler Erzeugung erfolgt in den VNB-Gebieten in einem sehr unterschiedlichen Ausmaß. Dabei deuten verschiedene Studien (u.a. dena-Verteilnetzstudie, BMWi-Verteilnetzstudie) daraufhin, dass die Anwendung eines dezentralen Einspeisemanagements in bestimmten Konstellationen vorteilhaft sein kann. Insofern stellt sich zukünftig auch die Frage, in welchem Umfang Ausbaumaßnahmen durch Einspeisemanagementmaßnahmen überflüssig sein werden.
- Weiterhin dürfte es umfangreiche Veränderungen auf der Lastseite geben, die z. B. durch die Ausweitung von Elektromobilität oder der Anwendung von Power-to-Heat sowie Speichern entstehen können. Analog zur Erzeugungsseite gibt es Hinweise darauf, dass die Anwendung von dezentralem Lastmanagement bzw. der Einbindung von Flexibilitätsoptionen als – zumindest temporäres – Substitut für Netzausbau dienen könnte, wobei hierbei größere Herausforderungen als beim Einspeisemanagement bestehen dürften.

Um der zunehmenden Heterogenität zwischen den VNB-Gebieten zu begegnen, stehen verschiedene Alternativen zur Ausgestaltung einer Regulierung und damit auch zur Weiterentwicklung der ARegV zur Auswahl:

- Eine umfangreiche (und damit weit über das von der ARegV derzeit implementierte Ausmaß hinausgehende) TOTEX-/Output-Orientierung könnte ermöglichen, dass VNB Anreize für eine neutrale Auswahl aus den genannten Handlungsoptionen erhalten. Dies würde jedoch eine umfangreiche Ausdehnung der (Output-orientierten) Regulierung über den eigentlichen Netzbereich hinaus bedeuten und es erscheint extrem schwierig, den regulierten Bereich dann sinnvoll abzugrenzen, wobei auch Interdependenzen mit der Regulierung und der Rahmensetzung in den außerhalb des Netzes liegenden Bereichen zu beachten sind. Außerdem würden die Commitment-Probleme und die methodische Komplexität bei der Regulierung stark ansteigen, was – insbesondere aus Konsumentensicht – mit erheblichen Nachteilen einhergehen dürfte.
- Eine Alternative zu den bisher genannten Ansätzen könnte eine sogenannte Differenzierte Anreizregulierung sein. Die Vorteile aber auch Probleme, die grundsätzlich mit einer Differenzierten Anreizregulierung einhergehen, sind in allgemeiner Form bereits von BECKERS ET AL. (2014, S. 97f.) beschrieben worden. Aufbauend auf diese Analysen wäre im Hinblick auf eine Anwendung für die dezentrale Ebene im Mehrebenensystem und damit auch bei der VNB-Regulierung in Deutschland zunächst zu prüfen, inwieweit eine Differenzierung der Regulierung zwischen verschiedenen Arten von Unternehmen (z.B. großen und kleinen Unternehmen, zwischen privaten und gewinnorientierten Unternehmen zum einen und öffentlichen oder im kollektiven Eigentum der Konsumenten befindlichen, nicht gewinnorientierten Unternehmen zum anderen) sinnvoll ist. Weiterhin wäre das Potenzial der zentralen Generierung und dezentralen Anwendung von Standardregelungen bezüglich der Kostenanerkennung in bestimmten Kontexten sowie des dezentralen Stakeholder-Einbezugs zu diskutieren.

Zwischen den beiden dargestellten Grundsatzoptionen existieren viele Zwischen- und Mischformen. Auch eine (mehr oder weniger direkte) Anerkennung der bei den Unternehmen

angefallenen bzw. buchhalterisch dargestellten Kosten nach einem mehr oder weniger umfangreichen Monitoring stellt eine weitere Option dar.

Die BNetzA zieht nach unserem Verständnis insbesondere eine eher evolutorische Entwicklung der ARegV in Betracht, was nicht in erster Linie über Pfadabhängigkeiten, sondern vielmehr über die grundsätzlich recht positive relative Bewertung der bisherigen deutschen Anreizregulierung auf Basis der ARegV begründet wird.

### **Kritik am Evaluierungsprozess und den Empfehlungen der BNetzA sowie Vorschläge zum weiteren Vorgehen bei der Weiterentwicklung der Verteilnetzregulierung**

Bei der Auseinandersetzung mit Optionen für die Weiterentwicklung der VNB-Regulierung in Deutschland im Evaluierungsprozess und den daraus entstandenen Evaluierungsbericht ist unseres Erachtens zu kritisieren, dass von der Bundesnetzagentur Erkenntnisse der Institutionenökonomik zur Regulierung nur unzureichend berücksichtigt worden sind. Auch die zunehmend kritische Bewertung von sogenannten TOTEX-Anreizregulierungsverfahren in der internationalen Literatur ist nur ansatzweise in die Diskussionen eingeflossen. Differenzierte Anreizregulierungsverfahren im oben dargestellten Sinne sind im Rahmen des Evaluierungsprozesses nur unzureichend betrachtet worden. In diesem Zusammenhang verweisen wir auch darauf, dass die so genannte „Wissenschaftskonferenz“ sich in erster Linie mit der Fortentwicklung des TOTEX-Benchmarkings befasst hat. Wir fragen uns auch, ob politökonomisch erklärbare Probleme, die bei der aufgrund der Bedeutung von Erfahrungs- und Anwendungswissen durchaus sinnvollen Involvierung von Experten, die an der Entwicklung und Anwendung der aktuellen Regulierung mitgewirkt haben, adäquat berücksichtigt worden sind. Die Implikationen methodischer Probleme bei der Regulierung (u.a. bei Effizienzvergleichsverfahren), Implikationen von regulatorischen Commitment-Problemen sowie von Governance-Problemen bei komplexen Regulierungsverfahren, die nur von wenigen Experten nachvollzogen werden können, sind nicht ausreichend thematisiert worden. Ausdrücklich möchten wir anmerken, dass wir an dieser Stelle unsere Kritik nicht auf das inhaltliche Ergebnis des Evaluierungsprozesses, sondern auf die Art und Weise von dessen Durchführung beziehen.

Ein Grundsatzproblem im Rahmen des Evaluierungsprozesses ist unseres Erachtens durch ein ungeschickt gewähltes Zielsystem und problematische Kriterien zur Beurteilung der Regulierungsverfahren verursacht worden. Zunächst ist nicht explizit thematisiert worden, dass – von einem fixierten Output, den die Verteilnetzbetreiber bereitstellen, ausgehend – Regulierungsverfahren und dabei insbesondere die anfallenden Kosten zum einen aus der Perspektive der Konsumenten, die Zahlungen an die Unternehmen zu leisten haben, und zum anderen aus einer Wohlfahrtsperspektive, die den Ressourcenverzehr (inkl. diverser Transaktionskosten) berücksichtigt, aber Verteilungsfragen ausklammert, bewertet werden können. Damit einhergehend sind je nach Verständnis bzw. Definition von Kosteneffizienz unterschiedliche Bewertungen von Regulierungsverfahren nicht offen thematisiert worden. Unglücklich ist unseres Erachtens weiterhin, dass nicht eine klare Aussage zur Minimierung der langfristigen Kosten als Regulierungsziel angegeben worden ist. Vielmehr sind Kostenbegrenzungen, Investitionsanreize und Effizienz als Ziele genannt worden, aber deren Verhältnis zueinander ist nach unserem Verständnis nicht oder zumindest nur unzureichend erläutert worden. Entsprechend kann die Frage aufgeworfen werden, was diese Ziele jeweils bedeuten und ob von der BNetzA auch kurzfristige „Strohfeuereffekte“ wie kurzfristige Kostensenkungen, die aber langfristig zu insgesamt höheren Kosten führen würden, als Erfolg verbucht werden.

Im Kontext der vorstehenden Kritik stellen unseres Erachtens die im Evaluierungsprozess generierten Erkenntnisse sowie die Darstellungen, Bewertungen und Empfehlungen im

Evaluierungsbericht der BNetzA keine Grundlage dar, auf der in adäquater Weise über eine Weiterentwicklung der VNB-Regulierung, insbesondere der ARegV entschieden werden kann. Allerdings dürfte die Zeit bis zum Beginn der dritten Regulierungsperiode auch zu knapp bemessen sein, um dieses Defizit noch beseitigen zu können. Daher würden wir empfehlen bzw. zur Diskussion stellen, zum einen zunächst eine eher Status quo nahe Weiterentwicklung der ARegV für die dritte Regulierungsperiode ins Auge zu fassen, die ggf. als eine Art „muddling through“ interpretiert werden kann und zum anderen zeitnah mit einer Grundsatzdiskussion über die zukünftige VNB-Regulierung sowie in diesem Kontext auch weiterer Aspekte des institutionellen Rahmens für die Verteilnetzregulierung zu beginnen und dann nach der dritten Regulierungsperiode ggf. grundsätzliche Reformen umzusetzen.

Für eine Status quo nahe Weiterentwicklung der ARegV sind unseres Erachtens von der BNetzA einige erwägenswerte Vorschläge unterbreitet worden, die wir im Endeffekt als eine Art „muddling through Lösung“ einordnen würden, die sich insbesondere für eine „Übergangsperiode“ eignen würden. Grundsätzliche und strukturelle Reformempfehlungen zur umfassenden Lösung des Zeitverzugsproblems sind dabei nicht präsentiert worden, aber ggf. ist dies im Rahmen einer Status quo nahen Weiterentwicklung auch nicht möglich. Die Skepsis der BNetzA gegenüber dem sogenannten „IKD-Modell“ können wir im Übrigen absolut nachvollziehen, da dann umfassende Anreize zu Überinvestitionen bestehen dürften und ggf. extreme Verteilungseffekte zulasten der Konsumenten auftreten könnten. Auch in diesem Kontext ins Spiel gebrachte „Menü-Regulierungsvarianten“ sind – soweit sie uns bekannt sind – nicht als sinnvoll einzuordnen. Eine Ausweitung des Entscheidungsspielraums für die BNetzA im Rahmen des Effizienzvergleichs halten wir grundsätzlich für sinnvoll, jedoch ist auch auf die Problematik hinzuweisen, dass dann letztendlich für die BNetzA erheblich größere Potenziale bestehen, die Regulierung „auszurichten“ und damit die Gewinnsituation der einzelnen Unternehmen absolut zu beeinflussen und relativ zu „verschieben“. Als problematisch sehen wir auch an, dass für die Vorschläge des BMWi zur kombinierten Umsetzung der „Absenkung der Schwellenwerte für das vereinfachten Verfahren“ und der „Annahme konstanter Skalenerträge beim Effizienzvergleich“ die Auswirkungen nach unserem Kenntnisstand bisher nicht (bzw. zumindest nicht öffentlich zugänglich) dargestellt worden sind. Im Falle einer Einordnung der dritten Regulierungsperiode als „Übergangsperiode“ gibt es ohnehin Grundsatzargumente, die gegen eine derartige Anpassung sprechen. Begrüßenswert ist unseres Erachtens, dass von der BNetzA Anpassungen bei der periodenübergreifenden Risikoallokation („Efficiency-Carry-Over“) in Betracht gezogen werden. Allerdings sollten auch die unseres Erachtens nicht unerheblichen Kollateralschäden bei der Anreizsetzung im Rahmen des derzeitigen Regulierungsverfahrens (eher keine grundsätzliche Anreizsetzung in eine systematisch technisch-systemisch sinnvolle Richtung) berücksichtigt werden, was gegen Veränderungen spricht. Für derartige Anpassungen könnte hingegen eine denkbare Reduktion des Anreizes zu periodenübergreifendem strategischen Verhalten sprechen, das sich in einer Kostenverschiebung in das Basisjahr sowie dem Sperrklinkeneffekt zeigt.

Bei der unseres Erachtens zu führenden Grundsatzdiskussion über die zukünftige VNB-Regulierung nach der dritten Regulierungsperiode sollten unseres Erachtens zunächst umfassend sowohl die Interdependenzen innerhalb der einzelnen Sparten des Energiesystems (also insbesondere Beziehung zwischen Umfang von Einspeise- und Lastmanagements und den diesbezüglichen Rahmenbedingungen zum einen sowie den strategischen Entscheidungen bezüglich Netzkapazität und angewandeter technologischer Optionen („Netzausbau vs. IT“) zum anderen) als auch zwischen den verschiedenen Sparten des Energiesystems sowie die Beziehung zu den weiteren Infrastrukturen berücksichtigt werden. Außerdem sollten die Beziehung zwischen der Verteilnetzregulierung zum einen und der Ausgestaltung des Konzessionssystems zum anderen sowie außerdem die Interdependenzen mit Grundsatzfragen der Größenwahl und Eigentümerschaft bei den Verteilnetzen berücksichtigt werden. Bei der

Ausgestaltung des Evaluierungsprozesses sollten unseres Erachtens politökonomisch erklärbare Fehlanreize und Probleme von vornherein umfassend berücksichtigt werden.

Bei Rückfragen und für weitere Erläuterungen zu unserer Stellungnahme stehen wir gerne zur Verfügung. Über kritische Anmerkungen zu unseren Einordnungen und Vorschlägen freuen wir uns.

Mit freundlichen Grüßen

Prof. Thorsten Beckers<sup>2</sup>, Nils Bieschke und Johannes Heurich

---

<sup>2</sup> Hinweis: Prof. Dr. Thorsten Beckers ist derzeit an der TU Berlin beurlaubt und als Gastforscher am Deutschen Forschungsinstitut für öffentliche Verwaltung Speyer (FÖV) tätig.