

Transformation des Stromsystems

Die künftigen Akteurs-/Marktrollen im Maschinenraum der Energiewende

UWE LEPRICH

Das bundesdeutsche Stromsystem befindet sich in einem Prozess der radikalen Umgestaltung. Die fossilen und nuklearen Großkraftwerke müssen sich immer stärker den Erneuerbaren Energien unterordnen, und hier insbesondere den dargebotsabhängigen Quellen Wind und Solar, deren Beitrag zudem stark fluktuiert.

Technisch werden die Weichen in Richtung Dezentralität gestellt; die intelligente Vernetzung einer Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und ihre Optimierung durch Einbeziehung steuerbarer Lasten auf der Nachfrageseite und künftig dezentraler Speicher transportiert den Netzwerkgedanken, der zusammen mit immer höheren Flexibilitätsanforderungen das neue Leitbild des künftigen Stromsystems bildet. Dieser vom technischen Fortschritt sowohl bei den Erneuerbaren Energien als auch bei den Informations- und Kommunikationstechnologien getriebene Prozess trifft auf Akteurs- und Marktrollen, die geprägt sind von den Leitideen der Liberalisierung: Strikte Entflechtung der Wertschöpfungsstufen, neutrale Netze, Organisation von Wettbewerb in möglichst vielen Teilssegmenten sowie zentralisierte Sicherung der Versorgung. Mit fortschreitender Transformation des Stromsystems müssen diese Akteurs-/Marktrollen auf den Prüfstand gestellt und weiter entwickelt werden, um den Anforderungen an ein dezentral vernetztes System bei Dominanz fluktuierender Erneuerbarer Energien gerecht zu werden.

Mit der ersten Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität hatte die Europäische Kommission Mitte der 90er Jahre die Blaupause vorgelegt, die in den folgen-

den Jahren den bislang vom Wettbewerb abgeschirmten Stromsektor kräftig verändern sollte. Die strikte Trennung von Übertragungsnetzen und Großkraftwerken, die letztlich auf eine eigentumsrechtliche Trennung hinauslief, war letztlich der Schlüssel zum Aufbrechen der großen, den bundesdeutschen Stromsektor dominierenden Energiekonzerne und damit zur drastischen Verringerung ihrer Markt- und politischen Macht. Die Einführung der Netzregulierung sicherte nicht nur allen Marktteilnehmern den diskriminierungsfreien Netzzugang, sondern erzwang auch ein deutlich höheres Kostenbewusstsein bei den Netzbetreibern. Und sie ermöglichte seit Mitte des letzten Jahrzehnts einen Endkundenwettbewerb, bei dem auch neue Akteure eine faire Chance auf auskömmliche Erlöse hatten. Der hohen Marktkonzentration bei der Stromerzeugung freilich wirkten zwei Gesetze entgegen, die nicht der Liberalisierung zuzurechnen sind: Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, das KWK-Anlagen die Chance eröffnete, auch gegen einen (teil-)abgeschriebenen Kraftwerkspark zu bestehen, und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das den Erneuerbaren gegen die Interessen des Erzeugungsoligopols einen stetig wachsenden Erzeugunganteil sicherte.

Während die Stadtwerke mit den Verteilnetzen und dem Endkundenvertrieb zwei relativ stabile Geschäftsfelder der Wertschöpfungskette besetzen und damit trotz aller Veränderungen und Herausforderungen immer noch recht gut dastehen, ist den großen Energiekonzernen ihr Geschäftsmodell abhanden gekommen. Sie befinden sich klar auf dem Rückzug, der möglicherweise am Ende des

Tages in ihr Ausscheiden mündet. Ob die Stadtwerke auch die neuen Entwicklungen, die sich durch die Energiewende ergeben, unbeschadet überstehen und ihre starke Stellung im Strom- und Wärmesektor verteidigen können, wird davon abhängen, inwieweit neue Akteure auf den Plan treten und ihnen Teile ihrer Geschäftsfelder streitig machen. Wiederum wird davon abhängen, inwieweit sich die bisherigen Akteurs- und Markttrollen verändern.

Die Verteilnetzbetreiber (VNB)

Aktuell gibt es 884 Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland (Bundesnetzagentur: Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 2015, S. 58), davon die Mehrzahl als Stadtwerktochter. Es wird häufig zu recht betont, dass der Großteil der EEG-Anlagen in die Verteilnetze einspeist und diese daher eine besonders wichtige Rolle in der Energiewende spielen. Beim weiteren Ausbau von Wind- und PV-Anlagen ergeben sich in der Tat neue Aufgaben und Herausforderungen, die zusätzliches Know-how, Kooperationsbereitschaft und Personal seitens der VNB voraussetzen:

- In einem sehr viel stärker dezentralisierten Stromsystem wird die Sicherstellung der Systemicherheit und -zuverlässigkeit nicht mehr alleine durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bewältigt werden können. Vielmehr werden verstärkt Beiträge für einen dezentralen Angebots-/Nachfrageausgleich erbracht werden müssen. Hierfür werden die Verteilnetzbetreiber deutlich enger mit den ÜNB als auch mit benachbarten Verteilnetzbetreibern kooperieren müssen, um diesen Beitrag leisten zu können. Ob am Ende 30 oder 100 regionale Verteilnetzkoordinatoren dezentrale Optimierungsbeiträge organisieren, ist dafür genauso wenig entscheidend wie die Frage, ob sich dabei an den Eigentumsverhältnissen der VNB etwas ändern wird. Fest steht nur, dass nicht alle 884 VNB die anstehenden Aufgaben werden bewältigen können und dass dies auch ökonomisch nicht sinnvoll wäre.

- Beiträge zu einem stärker dezentralen Angebots-/Nachfrageausgleich setzen eine höhere Steuerungsfähigkeit seitens der Netzbetreiber voraus, die durch zusätzliche Netzintelligenz sichergestellt werden muss. Diese Intelligenz („smart grids“) kann auch dazu verwendet werden, im Sinne des §14 Abs. 2 EnWG eine systematische Abwägung zu treffen zwischen einem Netzausbau bzw. einer -verstärkung und den Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen mit dem Ziel, Kosten zu sparen und sich im Rahmen der Anreizregulierung gut zu positionieren. Der Aufbau einer IT-Infrastruktur inkl. Leitwarte und Datenmanagement ist allerdings relativ kostspielig und sollte sinnvollerweise in einer regional vernetzten Organisationsform erfolgen.

- Nicht zuletzt durch zunehmende Power-to-heat-Ansätze, aber auch durch die Kraft-Wärme-Kopplung und die stärkere Verbreitung elektrischer Wärmepumpen entsteht eine immer stärkere Verzahnung zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor. Die intelligente Verknüpfung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen in Kombination mit den jeweiligen dezentralen Anlagen ermöglicht eine Optimierung des Querverbundes und sichert die kostenoptimale Energiebereitstellung („Hybridnetze“).

Es ist eine durchaus offene Frage, ob eine rigide Entflechtung von Verteilnetzen und Erzeugung/Vertrieb in einem stärker dezentralisierten System energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Zwar ist der Zugriff der VNB auf dezentrale Erzeugungs- oder Kundenanlagen im Rahmen ihres Netzlastmanagements auch immer durch die Einschaltung Dritter möglich, allerdings unter Inkaufnahme von Friktionen, Unsicherheiten und zusätzlichen Kosten. Während die Diskussion darüber, ob eine Entflechtung von Verteilnetz und Messwesen wirklich sinnvoll ist, bereits seit längerem geführt und tendenziell verneint wird, erscheint die weitergehende Frage einer grundsätzlich wieder stärkeren Integration von Verteilnetzen und Erzeugung/Vertrieb vor dem Hintergrund des Liberalisierungs-Paradigmas nach wie vor tabuisiert. Ziel sollte es sein, die

künftige Akteursrolle des VNB in der Energiewende pragmatischer und weniger ideologisch zu diskutieren und zugleich auch Nutzen und Kosten eines integrativen Modells zu analysieren.

Die Vertriebe

Neben den traditionellen Vertriebsparten der Stadtwerke und Regionalversorger tummeln sich infolge der Liberalisierung auch neue Akteure im Stromvertrieb und versuchen, durch günstigere Preise und Produktdifferenzierung Marktanteile zu gewinnen. Damit scheint sich eines der Versprechen der Liberalisierung – nämlich den Stromabnehmer zum Kunden zu emanzipieren und ihm eine große Auswahl an Tarifmodellen, Produktqualitäten und Services zu ermöglichen – zu bewahren. Doch der Schein trügt: Immer noch werden rund 80 % aller Haushaltskunden von ihrem Grundversorger beliefert (Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2014, S. 146), immer noch spielen die Erneuerbaren Energien im Vertrieb mit Ausnahme dubioser Grünstromangebote keine Rolle, und das Serviceangebot für die Endkunden ist nach wie vor recht überschaubar. Einer der Gründe dafür, dass die Vertriebe als kunden- und marktnahe Akteure bislang nur eine verkümmerte Akteurs-/Marktrolle einnehmen, liegt darin, dass rund 70 % ihrer Kosten von ihnen nicht beeinflussbar sind und daher durchlaufende Posten darstellen. Vertriebe nehmen dadurch gleichsam die Funktion eines Inkasso-Akteurs wahr, der für die Netzbetreiber, die dezentralen Anlagenbetreiber und den Staat das Geld einsammelt. Als Energiewende-Akteur im künftigen Stromsystem fallen sie bislang aus, da sie quasi vollständig von den Erneuerbaren Energien abgeschirmt sind und sich bei der Unterstützung von signifikanten Energieeffizienzaktivitäten nach wie vor ins eigene Fleisch schneiden würden. Daher gilt es, die Vertriebe als Schlüsselakteure im Maschinenraum der Energiewende neu aufzustellen und ihre künftige Akteurs-/Marktrolle auf neue Aufgaben zuzuschneiden:

■ Als Bilanzkreisverantwortliche sind die Vertriebe gehalten, die Nachfragelast ihrer Kunden

durch eine entsprechende Beschaffung jederzeit sicher abzudecken. Im sich entwickelnden neuen Stromsystem steht aber nicht mehr die Abdeckung der Nachfragelast, sondern die der Residuallast als Differenz zwischen Nachfragelast und Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien im Zentrum der Aufmerksamkeit. Das Beschaffungsportfolio für die Residuallast unterscheidet sich erheblich von dem für die reine Nachfragelast, da es eine deutlich kurzfristigere Beschaffungsstrategie erzwingt und zudem der Wert der EE-Einspeisung als Portfoliobeitrag systematisch analysiert werden muss. Hinzu kommt, dass Vertriebe dadurch zu aktiven Suchern von Flexibilitätsoptionen werden, die auch mögliche dezentrale Beiträge prominent auf den Bildschirm nehmen.

■ Mit dem Ansatz, das anteilige bundesweite Profil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Echtzeit (d.h. viertelstündlich) in die Bilanzkreise einzustellen („Portfolioansatz“, siehe dazu IZES: Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien, Juli 2014) würden die Vertriebe automatisch zu wettbewerblichen Flexibilitätsakteuren. Ob die verpflichtende Direktvermarktung, wie sie jetzt im neuen EEG verankert wurde, diese flächendeckende Portfolio-Integration der Erneuerbaren ebenfalls absichern kann, bleibt abzuwarten; jedenfalls war sie bislang eher ein Managementprämien-Mitnahmeprogramm für Akteure, die sich schnell genug große Marktanteile sichern und dadurch die Kostendegression bei der Börsenvermarktung ausnutzen konnten.

■ Der Portfolioansatz zur besseren Systemintegration fluktuierender Erneuerbarer Energien ist mit der Streichung des Grünstrom-Privilegs im novellierten EEG in die Hände der Direktvermarktung gelegt worden. Da aktuell eher unsicher ist, ob er dort tatsächlich zum Tragen kommt, wäre es wichtig, zusätzlich den Vorschlag für ein Grünstrommarkt-Modell, der von einer Reihe von Marktakteuren entwickelt wurde (www.gruenstrommarktmodell.de), durch eine entsprechende Verordnung rechtlich abzusichern, wie sie §95 Nr. 6 EEG als Möglichkeit vorsieht.

■ Energieeffizienz gilt nach wie vor als zweite Säule der Energiewende, ohne sie instrumentell und akteursmäßig bislang tatsächlich abgesichert zu haben. Wenn man einmal davon ausgeht, dass die Verbraucher allein nicht in der Lage sein werden, auch nur ansatzweise die bestehenden Energieeffizienzpotenziale zu erschließen, und dass auch der Staat mit dem Ordnungsrecht und preisstuernden Instrumenten an Grenzen stößt, wäre es wichtig, einen Marktakteur anzureizen, die blinden Flecken zwischen den staatlichen Vorgaben und den Eigeninitiativen der Verbraucher kompetent zu adressieren. Hier könnten die Strom- (und Gas-)vertriebe eine wichtige Rolle übernehmen, da sie einerseits ihre Kunden und deren Energieverbräuche sehr gut kennen, andererseits Netzwerke vor Ort organisieren können, die bei der Konzeption und Realisierung von Effizienzprodukten zusammen wirken. Die EU-Richtlinie zur Energieeffizienz vom Juni 2012 räumt den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit ein, Vertriebe zu Energieeffizienzakteuren und dadurch zu Türöffnern für Energiedienstleistungsmärkte weiter zu entwickeln. Aber Deutschland hat bislang von dieser Möglichkeit keinerlei Gebrauch gemacht. Von selber werden sich Vertriebe kaum oder nur sehr halbherzig in diese Richtung entwickeln, solange sie sich durch Effizienzaktivitäten beim Verbraucher und damit verbunden der Verringerung des Absatzes den eigenen Ast absägen.

Beide Ansatzpunkte – Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien als Portfolioansatz und marktmäßige Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen – würden die Akteurs-/Marktrolle der Vertriebe erheblich aufwerten und sie zu Schlüsselakteuren der Energiewende weiter entwickeln. Ohne eine entsprechende Veränderung der Rahmenbedingungen – Ausgleichsmechanismuserordnung auf der einen Seite, nationales Effizienzgesetz auf der anderen Seite – allerdings werden die Vertriebe nicht in diese neuen wichtigen Aufgabenfelder hineinwachsen und damit in der Energiewende weit unter ihren Möglichkeiten bleiben. Beide Aufgabenfelder erfordern eine sehr enge und kooperative Abstimmung mit den Verteil-

netzbetreibern, um eine dezentrale Systemoptimierung im umfassenden Sinne betreiben zu können und beispielsweise beim Ausgleich der Residuallast im Bilanzkreis auch die Netzanforderungen zu berücksichtigen. Zudem muss ein umfassender Datenaustausch zwischen Netz und Vertrieb gewährleistet sein.

Die dezentralen Erzeuger

Die sukzessive Verdrängung der zentralen Stromerzeugung aus Großkraftwerken hat zwei Ursachen: Die Unterstützung der Kraft-Wärme-Kopplung als ressourcenschonende und relativ klimaverträgliche Erzeugung von Strom und Wärme sowie der politische Vorrang des Ausbaus und der Nutzung Erneuerbarer Energien. Während die KWK insbesondere auf der kommunalen Ebene von den Stadtwerken und im Bereich der Industrie von Unternehmen mit hohem Wärmebedarf realisiert wurde, wurde der Ausbau der Erneuerbaren überwiegend von Projektgesellschaften, Genossenschaften und Privatpersonen vorangetrieben. Weniger als 5 % der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien entfielen 2013 auf die Stadtwerke. Während in der Vergangenheit die dezentrale Erzeugung lediglich eine für die Großstromerzeuger unerwünschte Systembeimischung war und gerne als „additiv“ abqualifiziert wurde, ändert sich ihre Rolle im Zuge der Systemtransformation dahingehend, dass sie stärker aufeinander abgestimmt werden und zunehmend auch Systemdienstleistungen übernehmen müssen.

Im Einzelnen:

■ KWK-Anlagen müssen in den nächsten Jahren immer mehr Rücksicht auf das Wind- und Solarangebot nehmen und immer dann präsent sein, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Ergänzt um entsprechende Speichermöglichkeiten sind sie strom- bzw. marktorientiert auszuliegen und zu betreiben, wobei sich bei den Speichern bereits heute interessante Möglichkeiten einer Gesamtoptimierung mit dem erneuerbaren Stromangebot ergeben („power-to-heat“). KWK-

Anlagen sind aktuell die Königsoption für die Flankierung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien; umso wichtiger erscheint es, das von der Bundesregierung festgelegte Ziel eines Anteils von 25 % an der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2020 mit aller Kraft zu verfolgen.

■ Auch Bioenergie-KWK-Anlagen sollten stärker zu den Systemdienstleistungen (und hier insbesondere zur Regelenenergie) beitragen, um den fossilen Sockel an Must-run-Kraftwerken, der heute noch mit 20–25 GW abgeschätzt wird, zu verringern und damit zur Flexibilisierung des Gesamtsystems beizutragen.

■ Wenn davon gesprochen wird, Wind- und PV-Anlagen müssten künftig „mehr Verantwortung“ übernehmen, ist Vorsicht angebracht: Wenn dieser Appell sich an eine Verantwortung für das Wind- und Solardargebot richtet, ist er natürlich unsinnig, wenn er hingegen meint, dass die Anlagen auch zu den Systemdienstleistungen beitragen sollten, lohnt sich ein genauerer Blick. Durch den Systemdienstleistungsbonus für Windanlagen wurde deren Ausstattung mit Fernsteuerungsanlagen und damit ein direkterer Zugriff auf sie ermöglicht, und die 50,2 Hz-Umrüstung der PV-Wechselrichter diente der Frequenzsicherung der Netze. Diese durchaus sinnvollen Maßnahmen zur „Verantwortungsübernahme“ durch fluktuierende Erneuerbare Energien sind zu unterscheiden von solchen, die Wind- und PV-Anlagen in die Regelenenergiemärkte treiben. Positive Regelenenergie sollte hier von vorneherein als Option ausscheiden, da eine angedrosselte Fahrweise dieser Anlagen weder volkswirtschaftlich noch ökologisch Sinn macht. Negative Regelenenergie bedeutet stets das Abschalten dieser Anlagen, und auch dies macht ökologisch keinen Sinn, solange noch andere Stromerzeugungsanlagen auf fossiler Basis oder biogener Basis verdrängt werden können. Volkswirtschaftlich gesehen sollten die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass ein Abschalten fluktuierender Erneuerbarer Energien nur dann erfolgt, wenn dieser Strom weder im Strom-, noch im Wärme- oder im Verkehrssektor verwendet werden kann. Von dieser Situation sind

wir aktuell noch sehr weit entfernt, insofern sollten die Rahmenbedingungen so verändert werden, dass die Abschaltung weitgehend verhindert wird.

Insgesamt wären die Akteurs-/Marktrollen der dezentralen Erzeuger dahingehend zu verändern, dass sie im Rahmen ihrer Möglichkeiten systemdienlich und systemverantwortlich agieren. Zudem wären sämtliche Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die fluktuierenden Erneuerbaren Energieanlagen maximal genutzt werden können, also ihre Abregelung nur als allerletzte Option in Erwägung gezogen wird. Das bedeutet insbesondere maximaler Flexibilisierungsdruck auf alle anderen Systemelemente und stärkere Vernetzung des Stromsystems mit dem Wärme- und Verkehrssystem.

Und die Stadtwerke?

Die Stadtwerke in Deutschland haben zweifellos eine hervorragende Ausgangsposition, um die Transformation des Stromsystems als Gewinner zu bestehen: Sie agieren kundennah vor Ort, verfügen über vielfältige Optionen für eine dezentrale Systemoptimierung und haben in der Regel einen guten Ruf. Zudem können sie auf allen Stufen der Wertschöpfungskette agieren, integrieren im Querverbund Strom, Gas und Wärme und haben mit dem Besitz der Netze ein regulatorisch abgesichertes Geschäftsmodell, das dauerhaft verlässliche Einnahmen garantiert. Gleichwohl hat die breite Masse der Stadtwerke in der Vergangenheit selten zu den Innovatoren gezählt, und so stellen sich heute die Fragen, inwieweit Stadtwerke künftig in der Lage sein werden,

- als Verteilnetzbetreiber zunehmende Beiträge zur Systemsicherheit zu erbringen und dabei stärker mit benachbarten Netzbetreibern in der Region zu kooperieren;
- mehr Netzintelligenz und damit mehr Steuerungsmöglichkeiten zu realisieren und optimal zu nutzen;
- als Vertriebe einen Residuallast-Bilanzkreisgleich kosteneffizient zu bewerkstelligen;
- als Energieeffizienzakteure zu agieren und

	Liberalisierung	dezentrale Regenerativwirtschaft
Verteilnetzbetreiber	neutrale Vermittlung zwischen Stromangebot und Stromkunden / „Infrastrukturmanager“	Beiträge zur Systemsicherheit durch dezentralen Angebots-/ Nachfrageausgleich / dezentraler „Systemoptimierer“
Vertriebe	Verkauf von Strom im Endkundenwettbewerb und Bilanzkreisausgleich im Hinblick auf die Nachfragelast	aktive Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen beim Kunden und Bilanzkreisausgleich im Hinblick auf die Residuallast
dezentrale Erzeuger	geschützte Marktteilnahme ohne Übernahme von Systemverantwortung	geschützte Marktteilnahme mit Übernahme von Systemverantwortung und Systemunterstützung

Die Tabelle fasst die notwendige Weiterentwicklung der Akteurs-/Marktrolle im Maschinenraum der Energiewende zusammen.

Effizienzpotenziale bei ihren Kunden zu erschließen;

- die Erneuerbaren Energien vor Ort zu nutzen und die entsprechenden Anlagen – auch in Kooperation mit Projektierern, Genossenschaften und Bürgergesellschaften – zu projektieren;
- ihre Kunden bei der Nutzung Erneuerbarer Energien zu unterstützen.

Bislang scheint nur eine überschaubare Anzahl von Stadtwerken in Deutschland willens und in der Lage zu sein, diese Herausforderungen aktiv anzunehmen und ihre Aktivitäten stärker an die Systemtransformation anzupassen. Vielmehr versuchen aktuell besonders jene Stadtwerke, die noch in Kohlekraftwerken investiert sind, die Dynamik der Energiewende abzubremsen und die Transformationsprobleme in den Vordergrund zu stellen. Insofern ist die Stadtwerklandschaft in Deutschland gespalten, und es bleibt zu hoffen, dass die Vorreiter-Stadtwerke sich dadurch nicht irritieren lassen.

Fazit

Die Transformation des Stromsystems ist geprägt durch eine zunehmende Dominanz der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und ihre Flankierung durch Flexibilitätsoptionen; diese vernetzen das Stromsystem immer stärker mit dem Wärme- und Verkehrssystem. Die traditionellen Akteurs- und Marktrolle des Liberalisierungs-Paradigmas soll-

ten vor diesem Hintergrund zielgerichtet weiterentwickelt werden: Die Verteilnetzbetreiber benötigen mehr Spielräume für ein optimiertes dezentrales Netzlastmanagement und die Implementierung von Netzintelligenz; zudem müssen sie sich regional stärker vernetzen. Die Vertriebe können erheblich zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien und zur Erschließung dezentraler Flexibilitätsoptionen beitragen. Dezentrale Erzeuger sollten zu systemdienlichen Verhalten angereizt werden und zudem im Rahmen ihrer Möglichkeiten mehr Systemverantwortung übernehmen.

Die Stadtwerke können als Gewinner aus dem Transformationsprozess hervorgehen, wenn es ihnen gelingt, sich rechtzeitig auf diese neuen Akteurs-/Marktrolle einzustellen und sie aktiv mit Leben zu füllen. Sollten sie diese Chance nicht nutzen, werden neue Akteure entstehende Lücken füllen und die Wachstumsfelder im Rahmen der Energiewende besetzen.



Prof. Dr. Uwe Leprich ist wissenschaftlicher Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) in Saarbrücken; Kontakt: leprich@izes.de