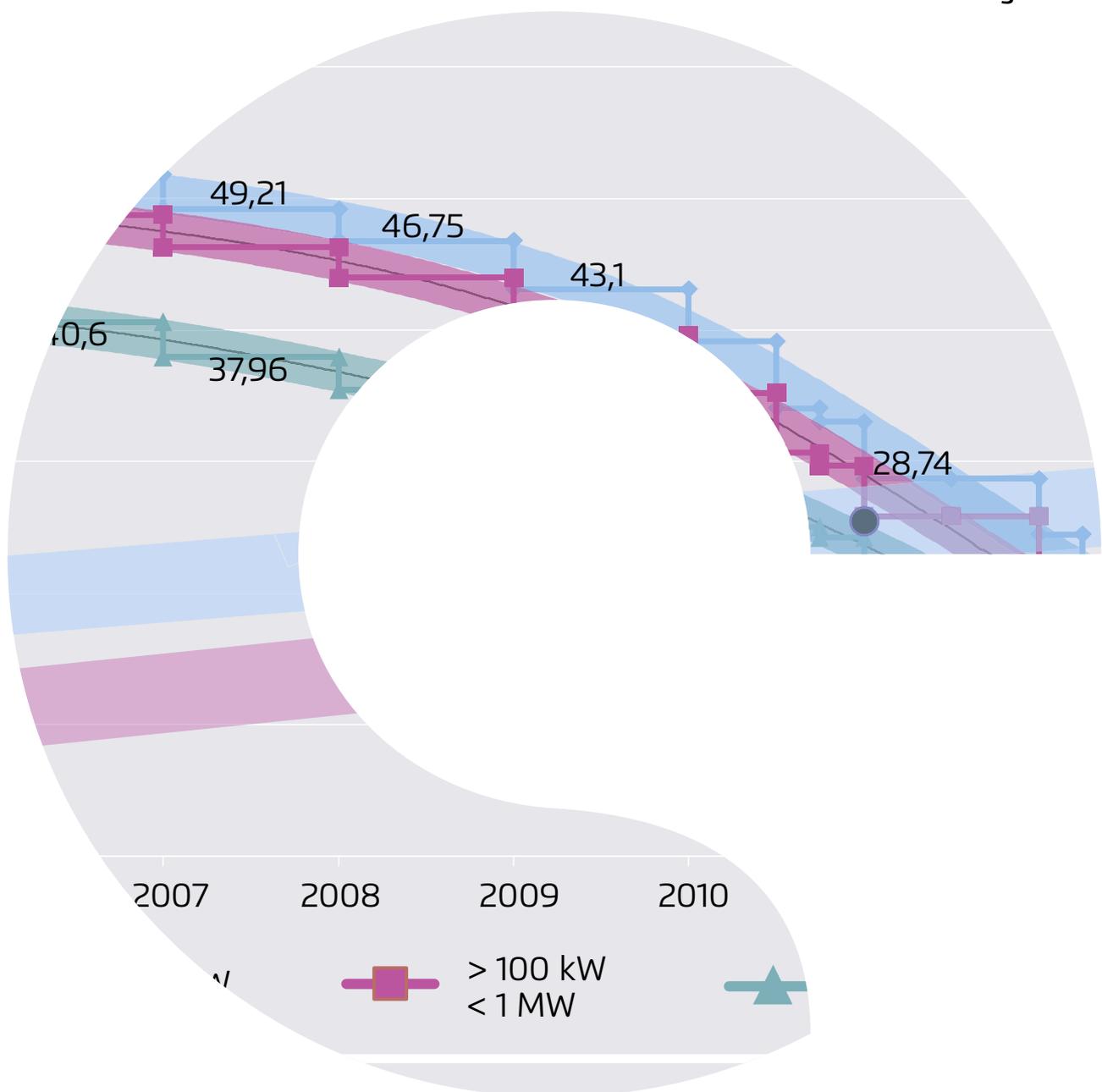


Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs
Verteilnetze für die Bundespolitik - Schlussbericht

IMPULSE

Agora
Energiewende



Stromverteilnetze für die Energiewende

IMPRESSUM

SCHLUSSBERICHT

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs
Verteilnetze für die Bundespolitik

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Lars Waldmann
lars.waldmann@agora-energiewende.de

KONZEPT UND TEXT

Ruggero Schleicher-Tappeser
sustainable strategies, Berlin

TEILNEHMER DES STAKEHOLDER-DIALOGS

Dierk Bauknecht
Bernhard Beck
Thorsten Beckers / Nils Bieschke
Christoph Dany
Bernd Engel
Michael Fiedeldey
Jochen Hauff
Christian Held
Bernd Kördel
Christoph Mayer
Albert Moser
Christoph Roenick
Kurt Rohrig
Oliver U. Stahl
Rainer Stock
Margarete von Oppen
Thomas Weisshaupt
Enno Wieben
Christof Wittwer
Gunnar Wrede

GÄSTE

Barbie Kornelia Haller / Maik Wiesweg

030/02-I-2014/DE

Stand: Dezember 2013

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen

Disclaimer

Dieser Bericht ist das Resultat eines moderierten Diskussionsprozesses mit den vorn genannten Teilnehmern.

Er stellt nicht notwendigerweise die Meinung von Agora Energiewende dar.

Wo möglich wurden in diesem Bericht Konsenspunkte und unterschiedliche Ansichten dargestellt. Ein solcher Bericht stellt aber immer einen lesbaren Kompromiss nach einem längeren Diskussionsprozess dar. Insofern werden nicht unbedingt alle einzelnen Handlungsempfehlungen und Aussagen von sämtlichen Teilnehmern geteilt. Zum Prozess siehe Kapitel 1 und Anhang.

Inhalt

Kernbotschaften	4
Zusammenfassung des Berichts	5
1 Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze	9
Verteilnetze sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende	9
Der Stakeholder-Dialog	9
Strukturierung der Themenfelder	10
Grundlegende Aufgaben in der 18. Legislaturperiode	10
2 Starke Veränderungstreiber: Der Wandel ist nicht aufzuhalten	11
3 Kurzfristige Herausforderungen: Bekannten, bezahlbaren Lösungen den Weg ebnen	14
3.1 Kosten des Netzausbaus	14
3.2 Finanzierung des Netzausbaus	14
3.3 Intelligentes Netzkapazitätsmanagement	15
3.4 Handlungsempfehlungen	20
4 Mittelfristige Herausforderungen: Rechtzeitig Strukturwandel einleiten	21
4.1 Dezentraler Ausgleich	21
4.2 Einbindung von Flexibilität und Eigenversorgung der Kunden	23
4.3 Vermehrte Systemverantwortung der Verteilnetze und Koordination zwischen Systemebenen	28
5 Handlungsfelder der Energiewende: Optionen klären, Interessen abwägen, entscheiden	30
5.1 Anreizregulierung – Innovationen erleichtern	30
5.2 Netzentgelte – an der Leistung orientieren	30
5.3 Marktdesign – Anforderungen an das institutionelle Systemdesign	31
5.4 Energieinformationssystem – wie viel Kommunikation ist nötig?	34
6 Leitbilder und Grundsätze	36
7 Prioritäten für die 18. Legislaturperiode	37
8 Weiterarbeit des Stakeholder-Dialogs nach diesem Bericht	38
Anhang 1: Der Verlauf des Stakeholder-Dialogs	39
Anhang 2: Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs	40
Anhang 3: Antworten auf den Fragebogen, Juni 2013	41

Kernbotschaften

Den Verteilnetzen kommt bei der Energiewende und im zukünftigen Stromsystem eine zentrale Rolle zu. Damit sie diese wahrnehmen können, müssen in dieser Legislaturperiode wichtige Voraussetzungen geschaffen werden.

- Die Kapazitäten der Verteilnetze müssen kein Hindernis für die Energiewende darstellen. Mit intelligentem Kapazitätsmanagement lässt sich die Aufnahmekapazität für Wind- und Solarstrom relativ schnell auf ein Vielfaches steigern. Dafür steht, auch dank neuer Technologien, ein ganzer Werkzeugkasten verschiedener Instrumente zur Verfügung. Windkraft- und Solaranlagen können verstärkt Systemdienstleistungen im Verteilnetz übernehmen.
- Die zusätzlichen Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze mit diesem Ansatz sind überschaubar: Bis 2030 werden sie nur einen Bruchteil der bisherigen Gesamtkosten der Verteilnetze betragen.
- Um den Einsatz dieser Instrumente zu erleichtern, sollte die Bundespolitik in dieser Legislaturperiode:
 - den Finanzierungsmechanismus der Netze so gestalten, dass die Effizienzpotenziale innovativer Lösungen besser genutzt werden können.
 - eine langfristige Planung auf allen Netzebenen stärken, unter anderem durch eine transparente, koordinierte Netzentwicklungsplanung für die 110-Kilovolt-Ebene.
 - prüfen, auf welchem Weg eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Vermeidung von Einspeisespitzen rechtlich ermöglicht und umgesetzt werden kann.
 - prüfen, welche Regelungen notwendig sind, damit programmierbare autonome Regler in Kundenanlagen zur Netzstabilisierung beitragen, und ob elektrische Speicher für den Netzbetrieb eingesetzt werden können.
- Bei sehr hohem Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien erfordern die Verlagerung der Einspeisung auf die Verteilnetzebene und die Fluktuation von Wind- und Solarstrom eine Anpassung der Aufgabenverteilung und der Steuerungsprinzipien im gesamten Elektrizitätssystem.

tem. Eine stärkere Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber sowie eine aktivere Rolle der Kunden werden unerlässlich. Entsprechende Änderungen der Rahmenbedingungen können schon heute eingeleitet werden. Erstens, um langfristige Investitionen rechtzeitig in die richtige Richtung zu lenken. Zweitens, um damit schon heute die Kosten der Umstellung weiter zu senken.

- Netzdienliches Verhalten der Kunden anzuregen sowie eine angemessene Verteilung der Systemkosten zu gewährleisten, sind dabei zentrale Aufgaben. Vorwiegend leistungsbezogene Netzentgelte auch in der Niederspannung könnten dazu einen wichtigen Beitrag leisten.
- Diese Herausforderungen für die Verteilnetze erfordern koordinierte Anpassungen in mehreren Bereichen des gesetzlichen Rahmens:
 - Weiterentwicklung der Anreizregulierung
 - Überarbeitung des Systems der Netzentgelte
 - Reform des Marktdesigns
 - Aufbau eines Energieinformationssystems
- Mit diesen Handlungsbereichen muss sich die Bundespolitik in den nächsten Jahren intensiv beschäftigen, um unnötige Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze beim Übergang zu einer erneuerbaren Stromversorgung zu vermeiden und um der Industrie in Deutschland und Europa bei der Entwicklung der dafür notwendigen intelligenten System- und Regelungslösungen eine Vorreiterrolle zu erhalten. Der Bericht benennt die Fragen und schlägt einen Zeitplan vor.

Zusammenfassung des Berichts

Mit dem Ziel, Handlungsvorschläge für die Bundespolitik zu entwickeln, hat Agora Energiewende knapp 30 Akteure aus dem Umfeld der Verteilnetze für einen Stakeholder-Dialog gewonnen. In drei Workshops und mithilfe eines umfangreichen Fragebogens ist es zunächst vor allem gelungen, die zentralen Herausforderungen und Fragen herauszuarbeiten. Bei einzelnen Fragen vertraten die Teilnehmer, die an einflussreicher Stelle für Netzbetreiber, Energiedienstleister, zuliefernde Industrie, Forschung und Beratung sowie Verbraucher- und Umweltverbände tätig sind, durchaus unterschiedliche Einschätzungen. Insgesamt aber stand eher die gemeinsame Suche nach neuen Perspektiven und Lösungen im Vordergrund. In den Handlungsempfehlungen für die Politik finden sich vor allem Vorschläge für Prüfaufträge, für die die Fragestellungen oder Alternativen präzisiert werden konnten.

Am Ende des Berichts steht ein Zeitplan, wann welche Fragen geklärt werden sollten. Die Argumentation und die Schlussfolgerungen lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Starke Veränderungstreiber zwingen zum Umbau der Verteilnetze

Nicht nur die politische Entscheidung für eine Energiewende erfordert die Transformation des Energiesystems, sondern vor allem auch technische, weltwirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen. Herausragende technische Treiber sind die Fortschritte in der Photovoltaik, bei der Leistungselektronik, den Energiemanagementsystemen und den Speichern – sie eröffnen neue Möglichkeiten mit weitreichenden Folgen für die Verteilnetze.

Im Stromnetz führt die Zunahme des Anteils von Wind- und Sonnenstrom zum Übergang von kontinuierlicher und zentraler zu fluktuierender und dezentraler Einspeisung in die Netze. Das erfordert grundlegende Veränderungen in der Steuerung und in der Aufgabenverteilung.

Weil sich die Einspeisung auf die Verteilnetzebene verlagert, kommt den Verteilnetzen und ihren Betreibern künftig eine zentrale Bedeutung zu. Sie müssen zunehmend nicht nur auf einen schwankenden Verbrauch, sondern auch auf stark schwankende lokale Erzeugung reagieren. Neue Technik kann ihnen helfen, hier ressourcenschonend auszugleichen – unter der Voraussetzung, dass geeignete rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Erhöhte Anforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb werden vermehrte Kooperationen beziehungsweise strukturelle Änderungen zur Folge haben, die rechtzeitig angegangen werden sollten.

Dezentrale Erzeugung erlaubt es kleinen und großen Verbrauchern zunehmend, sich zum Teil selbst zu versorgen und schon auf Kundenseite schwankende Erzeugung und Lasten teilweise auszugleichen. Millionen von aktiven Kunden werden zu neuen Akteuren im Stromsystem, die andere Entscheidungskriterien und Renditeerwartungen haben als die bisher bekannten Akteure der Energiewirtschaft. Zwischen aktiven Kunden und herkömmlichen energiewirtschaftlichen Akteuren etablieren sich neue Dienstleister.

Die Verteilnetze sind bei konsequenter Nutzung der technischen Möglichkeiten den kurzfristigen Herausforderungen gut gewachsen

Die zusätzlichen Investitionen, die in den Verteilnetzen für die Integration erneuerbarer Stromerzeugung notwendig werden, lassen sich bis 2030 auf einen Bruchteil der ohnehin notwendigen Investitionen in die Verteilnetze begrenzen. Voraussetzung dafür ist die Nutzung alter und neuer technischer Möglichkeiten, deren Benachteiligung im heutigen Finanzierungsmechanismus abgebaut werden sollte.

Ein intelligentes Kapazitätsmanagement kann den Ausbaubedarf, der bei ausschließlicher Verwendung herkömmlicher Techniken notwendig wäre, schon kurzfristig deutlich senken. Dafür steht ein Werkzeugkasten verschiedener Instrumente zur Verfügung, die je nach lokaler Situation differenziert eingesetzt werden können. Kurzfristig hat vor al-

lem Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung, auch durch Erneuerbare-Energien-Anlagen, ein großes, kostengünstig zu erschließendes Potenzial. Besonders wirksam kann eine lastabhängige Vermeidung von Einspeisespitzen den Ausbaubedarf senken. Hierfür müssen jedoch geeignete gesetzliche Regelungen getroffen werden. Zur Frage, in welchem Ausmaß zusätzliche Mess- und Kommunikationssysteme für ein optimales Kapazitätsmanagement sinnvoll sind, gehen die Einschätzungen auseinander.

Mit den heute schon zur Verfügung stehenden Methoden lässt sich die Aufnahmekapazität der Verteilnetze für Wind- und Sonnenstrom auf ein Vielfaches erhöhen. Auch einem starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung stehen die Verteilnetze also nicht im Wege.

Eine vorausschauende Veränderung der Rahmenbedingungen, die auch die Kunden stärker einbezieht, könnte auch kurzfristig die Kosten noch weiter dämpfen.

Mittelfristig ist eine stärkere Einbeziehung der Kunden unumgänglich

Ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch kann ein wirtschaftlich effizientes Instrument für die Integration fluktuierender dezentraler Erzeugung sein und helfen, die Systemkomplexität sowie den mittel- und langfristig notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur in Grenzen zu halten.

Um einen solchen Ausgleich zu ermöglichen, ist eine stärkere Einbeziehung der industriellen, gewerblichen und privaten Kunden notwendig. Dafür müssen technische und regulatorische Voraussetzungen geschaffen werden. In einer ersten Stufe kann bereits die Beschaffung regionaler Systemdienstleistungen einen wichtigen Beitrag leisten. In einer zweiten Stufe sollte auch die Einbeziehung größerer Energiemengen erwogen werden.

Lastmanagement und Energiemanagementsysteme – die insbesondere vermehrt in Kombination mit Eigenversorgung aus Photovoltaik- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen eingesetzt werden und immer häufiger auch die

Wärmeversorgung einbeziehen – erhöhen zunehmend die Flexibilität der Kunden. Diese sollte durch geeignete Anreizsysteme und systematische Nutzung neuer technischer Möglichkeiten vermehrt für die Verteilnetze und das Gesamtsystem nutzbar gemacht werden. Ihre Nutzung für die Flexibilitätserfordernisse auf verschiedenen Systemebenen muss so koordiniert werden, dass sie nicht zu lokalen Engpässen führt. Für die netzdienliche Einbindung der Kunden werden verschiedene technische Optionen und Steuerungskonzepte diskutiert. Die Mehrheit der Teilnehmer ist der Ansicht, dass Preissignale dabei eine wichtige Rolle spielen sollten.

Integrierte Lösungen in vier Handlungsbereichen entwickeln

Die möglichen Antworten auf diese Herausforderungen überschneiden sich und betreffen mehrere regulatorische Instrumente gleichzeitig. Daraus ergeben sich, neben Einzelmaßnahmen, im Wesentlichen vier Baustellen, auf denen die Bundespolitik in den nächsten vier Jahren aktiv werden muss:

1. Weiterentwicklung der Anreizregulierung
2. Überarbeitung des Systems der Netzentgelte
3. Reform des Marktdesigns
4. Aufbau eines Energieinformationssystems

Die Anreizregulierung sollte so weiterentwickelt werden, dass:

- innovative Lösungen stärker angeregt und, soweit gesamtwirtschaftlich sinnvoll, ermöglicht werden;
- eine langfristig angelegte Netzentwicklung gefördert wird;
- Investitions- und Betriebskosten besser in eine Gesamtbetrachtung einbezogen werden;
- geprüft wird, ob es bei der Anerkennung von Investitionen einen unzumutbaren Zeitverzug gibt.

Das System der Netzentgelte sollte so weiterentwickelt werden, dass:

- die Veränderung der Transportwege durch dezentrale Einspeisung berücksichtigt wird;

- auch auf der Niederspannungsebene Netzentgelte vorwiegend leistungsbezogen erhoben werden;
- unerwünschte regionalwirtschaftliche Steuerungseffekte durch unterschiedliche Umbaukosten der Verteilnetze, wenn möglich, vermieden werden.
- Prüfung rechtlicher Maßnahmen zur Ermöglichung wirtschaftlich sinnvoller Vermeidung von Einspeisespitzen
- verstärkte Förderung der Entwicklung und Beseitigung von Hindernissen für den Einsatz von Energiemanagementsystemen und Stromspeichern für das Netzmanagement

Bei der anstehenden Reform des Marktdesigns ist anzustreben, dass:

- über ein umfassendes institutionelles Systemdesign nachgedacht wird, in dem das Zusammenspiel von wettbewerblichen und regulierten Akteuren transparent geregelt ist;
- komplexe Marktstrukturen vereinfacht werden, damit die zusätzliche Berücksichtigung dezentraler Einspeisung mit vertretbarem Aufwand möglich wird;
- die Strukturierung der Systemdienstleistungsmärkte überarbeitet und eine regionale Beschaffung von Systemdienstleistungen ermöglicht wird;
- das heutige Planungssystem mit Standardlastprofilen und Fahrplänen mithilfe neuer flexibler Regelungsmöglichkeiten deutlich vereinfacht wird;
- über den Strommarkt hinaus auch andere Energiemärkte (Wärme, Mobilität) in ein Gesamtkonzept integriert werden.

- Prüfung eines breiten Einsatzes kostengünstiger weitgehend autonomer programmierbarer Regler für die netzdienliche Steuerung von Verbrauchsanlagen

Beim Ausbau von Kommunikationsstrukturen für das Stromsystem ist zu beachten, dass:

- eine möglichst auf europäischer Ebene standardisierte Systemarchitektur mit offenen Schnittstellen und standardisierten Datenformaten entwickelt wird, die Investitionssicherheit gewährt und Inkompatibilitäten vermeidet;
- ein möglichst flexibles System definiert wird, das in Umfang und Kosten skaliert werden kann;
- eine Systemarchitektur gewählt wird, in der verschiedene Akteure auf der Basis vertrauenswürdiger Daten mit unterschiedlichen Angeboten aktiv werden können und die keine zentrale Datenhaltung vorsieht.

Darüber hinaus:

- Prüfung der Einführung einer transparenten, koordinierten Netzentwicklungsplanung für die 110-Kilovolt-Ebene

Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

	wichtig	2014	2015	2016	2017
Technische Entwicklung					
verstärkte Förderung der Entwicklung von Stromspeichern und ihres Einsatzes für Netzzwecke	*	■	■		
verstärkte Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von Energiemanagementsystemen	*	■	■		
Finanzierung des Netzbbaus					
Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus	***	■	■	■	
Intelligentes Netzkapazitätsmanagement					
Prüfung von Alternativen für die Vermeidung von Einspeisespitzen	***	■	■	■	■
Vorschrift für programmierbare Regler	**	■	■	■	■
Benchmarking zum effizienten Netzkapazitätsmanagement	**	■	■	■	
Netzentgelte					
Überprüfung und Neugestaltung der Netzentgelte: Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten Umstellung auf vorwiegend leistungsabhängige Netzentgelte für alle Verbraucher Prüfung weiterer Gestaltungsoptionen	***	■	■	■	
Marktdesign					
verschiedene Prüfaufträge	**	■			
Pilotprojekte	**	■	■		
Entwicklung eines neuen Marktdesigns	***	■	■	■	■
Energieinformationssystem					
Rahmenbedingungen für ein Energieinformationssystem	***	■	■	■	■

■ Prüfung Alternativen

■ Umsetzung in Rechtsakte

■ Einführung in die Praxis

Eigene Darstellung: Schleicher-Tappeser, Agora Energiewende

1. Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze

Verteilnetze sind von zentraler Bedeutung für die Energiewende

Die Bedeutung der Verteilnetze für die Energiewende wird immer noch unterschätzt. Die zunehmende dezentrale Erzeugung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen verändert das Elektrizitätssystem grundlegend. Netze, Technik, Steuerungsprinzipien, Marktstrukturen und Verantwortlichkeiten müssen angepasst werden. Besonders auf die Verteilnetze kommen komplexere Aufgaben zu. Bisher hatten sie lediglich zentral erzeugten Strom zu verteilen, die Steuerungsaufgaben lagen vor allem bei den Übertragungsnetzbetreibern. Nun sind die Verteilnetze mit zunehmender, schwankender Einspeisung auf verschiedenen Spannungsebenen, umgekehrten Lastflüssen, wechselnden Spannungsgradienten und zunehmend flexiblen und aktiven Kunden konfrontiert. Für den Umgang mit diesen Herausforderungen gibt es unterschiedliche Techniken, Konzepte und Geschäftsmodelle.

In der öffentlichen Debatte um die Energiewende steht eine Reihe von Bedenken im Raum. Es wird befürchtet, dass Engpässe in den Verteilnetzen die Verlangsamung des Ausbaus erneuerbarer Stromproduktion erfordern würde, dass die Anpassung der Verteilnetze zu einer Kostenlawine führen oder dass ein zu langsamer Umbau die Versorgungssicherheit gefährden würde. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge und der Vielfalt der Akteure mit je eigenen Interessen sind keine einfachen Lösungen greifbar. Die grundlegende Fragestellung bei Agora Energiewende lautet: Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Vor diesem Hintergrund hat Agora Energiewende einen Stakeholder-Dialog Verteilnetze ins Leben gerufen, mit dem Ziel, Handlungsempfehlungen für die kommende Legislaturperiode zu erarbeiten. Dafür konnten rund 30 Akteure im Umfeld der Verteilnetze zur Mitarbeit gewonnen werden. Die Runde setzt sich zusammen aus Netzbetreibern, Energie-

dienstleistern, zuliefernder Industrie, Forschung und Beratung sowie Verbraucher- und Umweltverbänden.¹

Der Stakeholder-Dialog

Der vorliegende Bericht ist das Resultat von drei ganztägigen Workshops² und vielfältigen Einzelbeiträgen. Als weiteres zentrales Instrument diente ein umfangreicher Fragebogen³. In diesem Prozess ging es zunächst um das Strukturieren der Fragestellungen, die Einschätzung der Dringlichkeit verschiedener Themen und das Ausloten von Konsensfähigkeit einzelner Lösungsansätze. Dabei wurde deutlich, dass einerseits in Bezug auf die kurzfristigen Herausforderungen unter den Fachleuten größere Einigkeit besteht, als in der Öffentlichkeit angenommen wird. Andererseits gibt es in Bezug auf den mittelfristig notwendigen Systemumbau, der bereits heute schon eingeleitet werden sollte, in der Gruppe viele unterschiedliche Perspektiven, Interessen und Einschätzungen. In der Folge wurden hierfür eher Fragestellungen, Optionen und Handlungsalternativen formuliert als konkrete konsensfähige Handlungsvorschläge.

Da diese Gruppe ein sehr breites Spektrum der Stakeholder vertritt und sich der Aufgabe widmet, aus grundsätzlichen Fragestellungen konkrete, mit Zeithorizonten versehene Handlungsempfehlungen zu entwickeln, hat sich hier eine im Vergleich zu anderen Gremien, die sich mit Verteilnetzen befassen, außergewöhnliche Plattform gebildet. In der bislang zur Verfügung stehenden Zeit konnten viele Fragen und Ideen andiskutiert werden. Eine Fortführung des Stakeholder-Dialogs soll Gelegenheit geben, zentrale Fragen zu vertiefen.

¹ Liste siehe Anhang 2

² 10. Juni, 31. Juli und 17. September 2013.
Zum Projektverlauf siehe auch Anhang 1

³ Fragebogen siehe Anhang 3

Strukturierung der Themenfelder

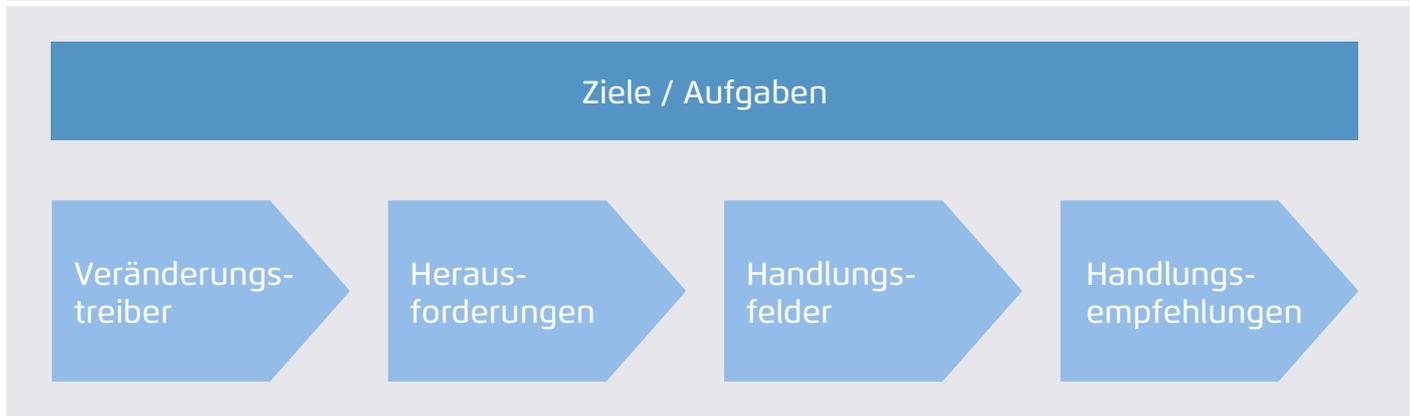
Da die Zukunft der Verteilnetze mit allen Dimensionen der Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare Energien zusammenhängt, drohen Diskussionen darüber leicht unübersichtlich zu werden – oder durch die Beschränkung auf Einzelaspekte Entwicklungen zu vernachlässigen, die während der langen Lebensdauer von Netzinvestitionen wichtig werden. Für die Strukturierung der Themenfelder verwendet der Stakeholder-Dialog ein Schema, das der Funktionsweise von Politik ähnlich ist, aber eine integrierte Betrachtung anstrebt:

Die Bundespolitik sollte:

- rechtzeitig sicherstellen, dass die Verteilnetze sich so entwickeln, dass sie die Energiewende fördern und nicht zum Engpass werden;
- hierfür einen Handlungs- und Rechtsrahmen festlegen, der bis 2025 den Herausforderungen angemessen ist;
- aktiv eine angestrebte Strukturentwicklung des Elektrizitätssystems entwerfen und unterstützen sowie rechtzeitig unerwünschte Abhängigkeiten von langfristigen Investitionen vermeiden;
- zur Unterstützung des Strukturwandels rechtzeitig eine

Schema für die Strukturierung der Themenfelder

Abbildung 1



Politik reagiert meist eher auf Problemstellungen, als mit einer Idee zu beginnen. Das unterscheidet sie vom Denkansatz kreativer Unternehmer oder Forscher, die eher dazu tendieren, von einer Vision, von einem Idealzustand auszugehen. Eine sorgfältige Analyse der Treiber und ihrer Wirkungsweise in ihrem zeitlichen Ablauf sowie eine sorgfältige Beschreibung der Herausforderungen und möglichen Lösungsansätze bringen Chancen für Innovation und eine gesamtheitliche Betrachtungsweise.

Grundlegende Aufgaben in der 18. Legislaturperiode

Als Rahmen wurden zunächst allgemeine Aufgaben der Bundespolitik im Bereich Verteilnetze formuliert. Dabei handelt es sich eher um Regeln für „good governance“ als um ein energiepolitisches Zielsystem. Ansätze für ein Leitbild werden in Kapitel 6 entwickelt.

Neuverteilung von Verantwortungen einleiten;

- dafür sorgen, dass das Gesamtsystem in den betrachteten Investitionszeiträumen möglichst kosteneffizient funktioniert;
- möglichst große Transparenz, Einfachheit und Offenheit des technischen, des wettbewerblichen und des regulatorischen Systems anstreben;
- eine verursachergerechte Belastung der Nutzer mit den Systemkosten und eine angemessene Verteilung der Transformationskosten gewährleisten;
- zur Senkung des Risikos von Fehlinvestitionen vorausschauende Planungen und die zeitige Nutzung neuer technischer Möglichkeiten unterstützen;
- möglichst verlässliche und wirtschaftlich angemessene Rahmenbedingungen für die als notwendig erachteten Investitionen schaffen.

2. Starke Veränderungstreiber: Der Wandel ist nicht aufzuhalten

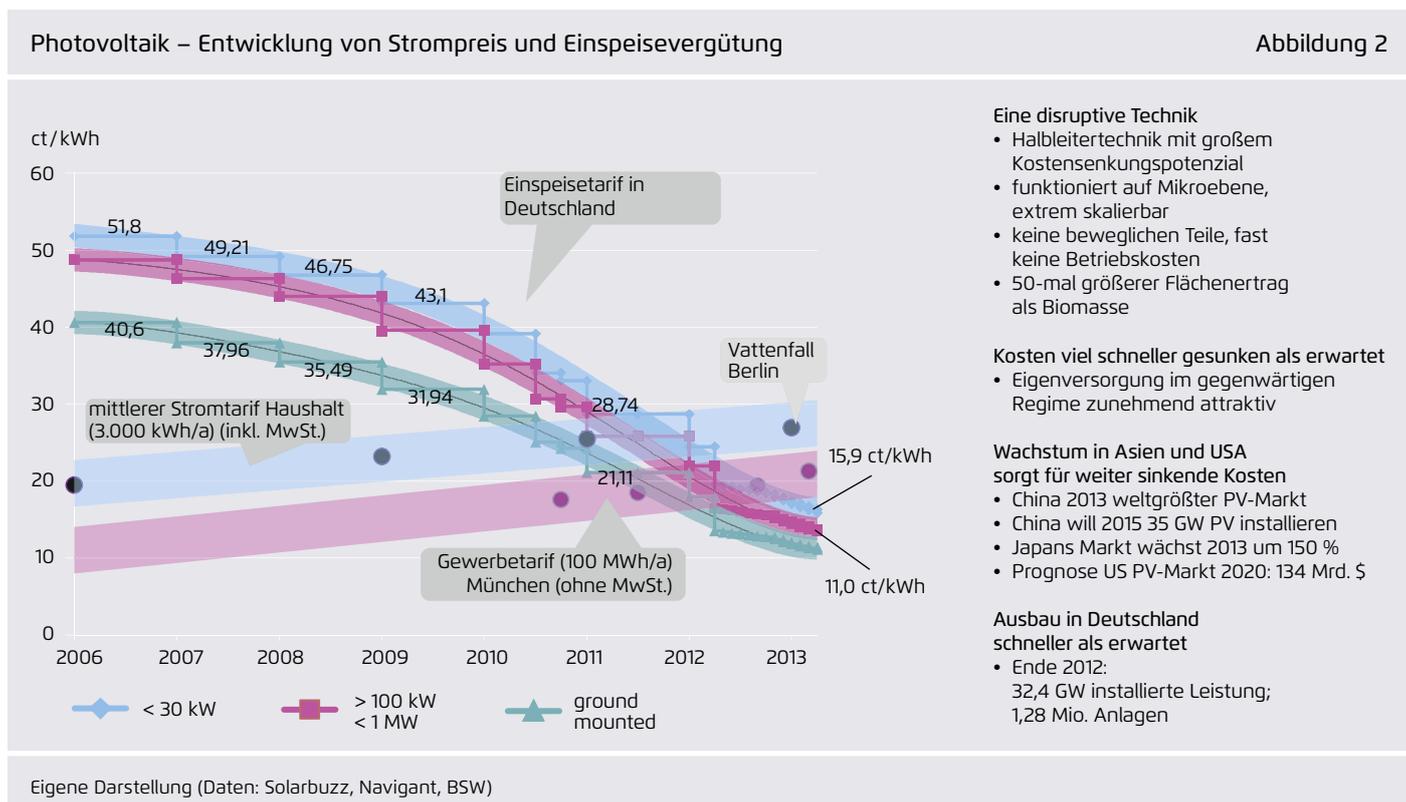
In den letzten zwanzig Jahren hat vor allem die Politik den Wandel im Elektrizitätssystem vorangetrieben: zunächst mit der Liberalisierung der Strommärkte, dann mit der Förderung Erneuerbarer Energien. Inzwischen sind zwei Kategorien von Treibern dazugekommen, die eine Transformation des Stromsystems kräftig voranbringen: technische Innovationen und neue Akteure. Diese Veränderungstreiber außerhalb der klassischen Energiewirtschaft führen zu Neuerungen im Stromsystem, die selber eine beschleunigte Energiewende hin zu einer immer dezentraleren Versorgung mit Erneuerbaren Energien antreiben.

Technische Innovationen

Den größten Einfluss technischer Innovationen sehen die Teilnehmer des Stakeholder-Diologs bei der Photovoltaik (PV). Schneller als erwartet ist Solarstrom vom eigenen Dach billiger geworden als der Strompreis für Endkunden

den aus der Steckdose.⁴ Viele Jahre hat die PV-Förderung in Deutschland den PV-Weltmarkt maßgeblich angetrieben und zu steilen Kostensenkungen geführt. Heute hat sich die Wachstumsdynamik in andere Erdteile verlagert und treibt die Kosten zunehmend unabhängig von öffentlicher Förderung weiter nach unten. Ein starker Einfluss wird auch von Stromspeichern erwartet, die gegenwärtig für viele Anwendungen noch zu teuer sind, deren Preis jedoch dank intensiver Entwicklungsarbeit so schnell sinkt, dass nach und nach weitere Anwendungsfelder erschlossen werden. Beide Techniken können zu einer schnellen Ausweitung der Eigenversorgung führen.

4 Der Preis für Strom aus dem Netz enthält auch Umlagen für Systemkosten und Systemtransaktionskosten sowie Steuern. Nicht eingerechnet ist hier die Versorgung, wenn die Sonne nicht scheint.



Als bedeutende Treiber für Veränderungen werden auch immer kostengünstigere und leistungsfähigere Energiemanagementsysteme für den Einsatz in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten, allgemeiner in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie bei der Leistungselektronik gesehen. Energiemanagementsysteme erhöhen, insbesondere auch in Kombination mit PV und Speichern, die Flexibilität der Stromkunden. IKT erlaubt ganz allgemein die intelligenteren Steuerung von Netzen und Systemen sowie deren intelligente Vernetzung. Leistungselektronik eröffnet ganz neue Möglichkeiten für die Wandlung, Spannungshaltung, Systemdienstleistungen und die Steuerung von Strömen, gerade auch in Kombination mit IKT und Energiemanagementsystemen.

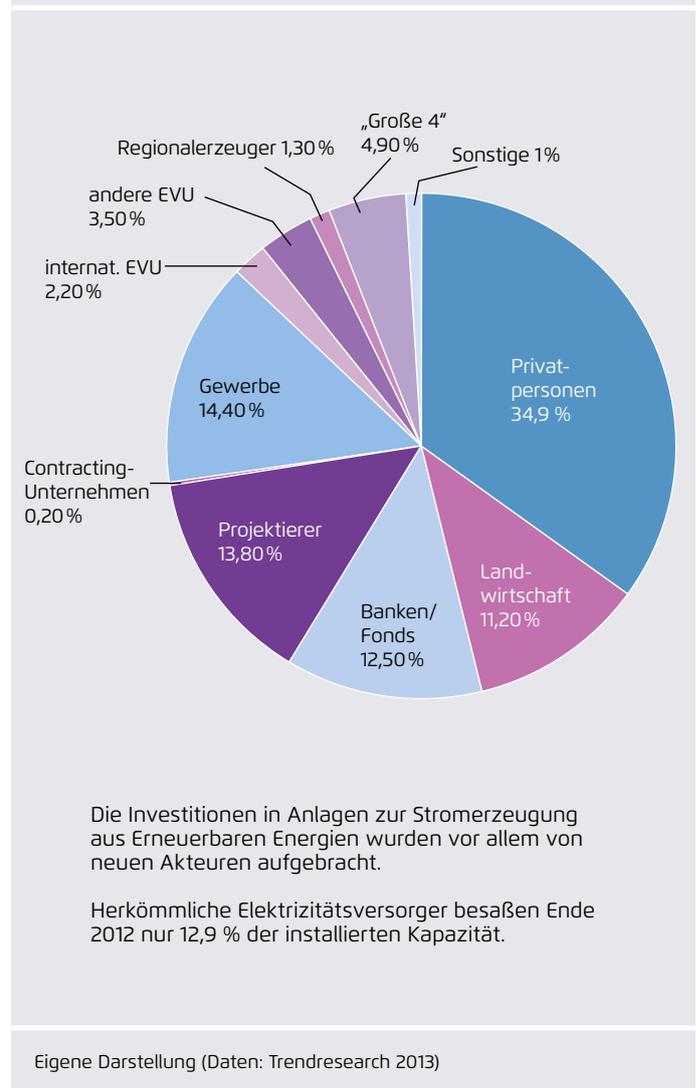
Neuartige Akteure

Während das Elektrizitätssystem traditionell von mittleren und großen Versorgern sowie ihren Zulieferern in der Elektrotechnik geprägt wurde, spielen seit einigen Jahren zunehmend neuartige Akteure eine Rolle. Zum Beispiel die inzwischen mehr als eine Million Betreiber von Solaranlagen oder auch die Software- und Kommunikationsindustrie, die sich von der Einführung intelligenter Netze und Steuerungen große neue Märkte erhofft. Verbraucher und Einspeiser betreiben zunehmend eigene Energiemanagementsysteme, die aktiv mit dem Versorgungssystem interagieren. Besonders aber dürfte die Zunahme der Eigenversorger die Energiewirtschaft verändern. In der Industrie hat Eigenversorgung mit konventionellen Anlagen schon immer eine Rolle gespielt. Dank Photovoltaik wird sie nun auch für Gewerbebetriebe und Privatleute interessant. Im Privatbereich werden Solaranlagen zu langlebigen Konsumgütern, für die ganz andere Kriterien gelten als für Investitionsgüter in der Energiewirtschaft. Als besonders einflussreich schätzen einige Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs innovative Stadtwerke ein, die unter Berücksichtigung der Trennung von Netz und Vertrieb neue Strategien und Geschäftsmodelle entwickeln, auch im Querverbund mit der Wärmeversorgung. Auch neue unabhängige Dienstleister sind hinzugekommen, wie Contracting-Unternehmen oder Aggregatoren von Systemdienstleistungen.

Diese neuen Akteure, insbesondere die aktiver gewordenen Kunden, haben andere Motivationen, Ziele und Investitionskriterien als die herkömmliche Energiewirtschaft. Dank neuer Techniken können sie Erzeugung, Verbrauch und Speicherung viel flexibler aufeinander abstimmen als in der Vergangenheit – nicht nur beim Strom, sondern auch im Querverbund mit Wärme und Mobilität.

Eigentümer von EE-Anlagen 2012
(Anteile an installierter Leistung)

Abbildung 3



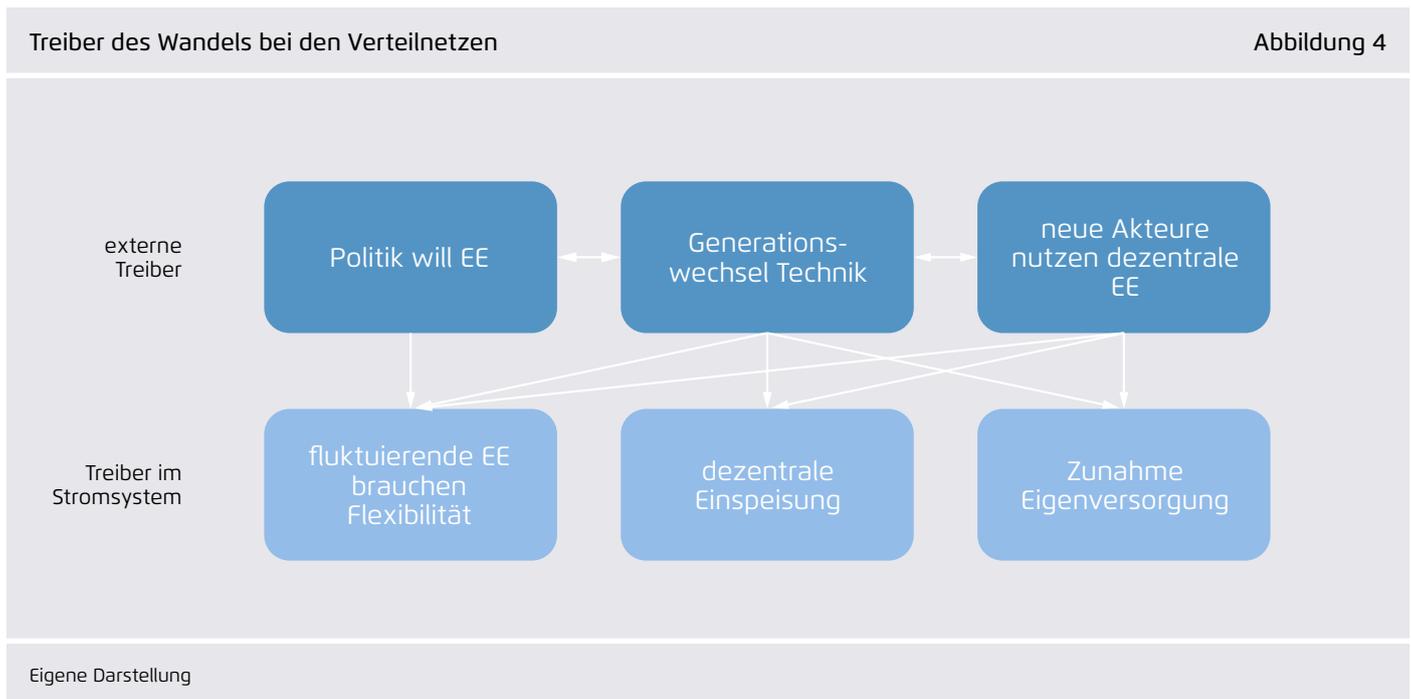
Treiber im Stromsystem

Die Förderung der Erneuerbaren in den letzten 20 Jahren hat zu einem kräftigen und anhaltenden Ausbau der Erneuerbaren geführt. Neuartige Techniken und Geschäftsplattformen

eröffnen neue Perspektiven und verschieben Kostenrelationen. Neuartige Akteure legen andere Entscheidungskriterien an und entwickeln neue Geschäftsmodelle. Das führt zu Entwicklungen im Stromsystem, die selbst als Veränderungstreiber wirken:

Politischer Handlungsbedarf

Nur wenn gewünschte Veränderungen beschleunigt werden sollen oder wenn unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen Fehlentwicklungen drohen, ergibt sich aus Veränderungen politischer Handlungsbedarf.



Als besonders folgenreich für die Entwicklung der Verteilnetze sehen die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs die folgenden Treiber:

- Zunahme der Eigenversorgung in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten
- smarte Vernetzung von Erzeugern, Verbrauchern und Stromnetz
- weiterer Zubau bei Photovoltaik und Speichern
- weiterer Zubau bei der Onshore-Windenergie

Bei der Bedeutung des Zubaus von Offshore-Windkraft gehen die Meinungen deutlich auseinander.

Externe politische Einflüsse

Auch externe politische Einflüsse können zu Veränderungstreibern werden. Als einflussreich werden hier die Debatten über die Stromkosten in der Industrie und im Haushaltsbereich eingeschätzt.

Im Bereich der Technikentwicklung gibt es Handlungsbedarf beim Energiemanagement und bei den Stromspeichern. Beide könnten die Energiewende voranbringen – damit sie ihr Potenzial zur Geltung bringen können, sollte eine Anpassung der Rahmenbedingungen Hindernisse für die Marktentwicklung beseitigen.

Deutlichen Handlungsbedarf sehen die Dialogteilnehmer bei der Eigenversorgung in Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten. Wie in den folgenden Kapiteln ausgeführt, geht es hier um die Vermeidung von systemstörendem Verhalten, die Nutzung von Flexibilitäten und eine angemessene Beteiligung an den Kosten des Gesamtsystems. Handlungsbedarf wird auch bei der Ermöglichung von regionalen integrierten Konzepten zum regionalen Ausgleich und von effizienten Mechanismen zur effizienten Bewirtschaftung von Knappheiten im Verteilnetz gesehen.

3. Kurzfristige Herausforderungen: Bekannten, bezahlbaren Lösungen den Weg ebnen

3.1 Kosten des Netzausbaus

Wie viel es kosten wird, die Verteilnetze so zu ertüchtigen, dass sie große Mengen an dezentral erzeugtem Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen können, lässt sich nur etappenweise und grob abschätzen. Einerseits sind Netzinvestitionen sehr langlebig (40 bis 60 Jahre für konventionelle Technik), was eine langfristige Planung notwendig macht. Andererseits wissen wir noch wenig darüber, welche Konzepte sich in den nächsten Jahren durchsetzen werden. Da ist es nicht verwunderlich, dass die Verteilnetzbetreiber mit Investitionen seit Jahren eher zurückhaltend sind. Nach Meinung vieler Dialogteilnehmer trägt dazu auch die Bevorzugung konventioneller Ansätze in der Anreizregulierung bei (siehe 3.2.). Ohnehin wird in den nächsten Jahren der Bedarf an Erneuerungsinvestitionen ansteigen, da große Teile der bestehenden Netze in den Sechzigerjahren des letzten Jahrhunderts gebaut wurden und ihre Altersgrenze erreichen.

Eine Obergrenze für die Umbaukosten liefert die dena-Verteilnetzstudie von 2012: Bis 2030 rechnet sie bei Verwendung konventioneller Technik mit 27,5 bis 42,5 Milliarden Euro. Das wären im Durchschnitt zusätzliche Investitionen von 1,5 bis 2,4 Milliarden Euro pro Jahr.⁵ Zum Vergleich: Die Aufwendungen für die Verteilnetz-Infrastruktur (inklusive Erweiterungsinvestitionen) betragen 2007 bis 2012 jährlich circa 3 Milliarden Euro⁶, die anerkannten Netzkosten insgesamt circa 18 Milliarden Euro.⁷ Innovative Techniken kön-

nen die Kosten deutlich senken – aus den Variantenrechnungen der dena-Studie sind hier Reduktionspotenziale in der Größenordnung von bis zu 50 Prozent erkennbar.⁸ Mehr zu diesen Kostenreduktionspotenzialen in Abschnitt 3.3.

3.2 Finanzierung des Netzausbaus

Die Finanzierung der Umbau- und Ausbaumaßnahmen der Verteilnetzbetreiber erfolgt heute über die Netzentgelte. Sie ergeben sich aus den von der Bundesnetzagentur gemäß den Regeln der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) anerkannten Kosten. Nicht zuletzt diese Verordnung hat einen beträchtlichen Einfluss darauf, welche Maßnahmen ergriffen werden. Ob die heutigen Anreiz- und Finanzierungsmechanismen den neuen Herausforderungen angemessen sind, ist umstritten. Neben Fragen der Auskömmlichkeit für verschiedenartige Netzbetreiber, der Wirksamkeit der Effizianzanreize, der administrativen Anforderungen und der ausreichenden Anreize zur Vorsorge für Versorgungssicherheit ist in der gegenwärtigen Transformation vor allem auch von Interesse, ob ausreichende Spielräume für neue Lösungsansätze beim Netzausbau ermöglicht werden. So wird zum Beispiel kritisiert, dass Investitionen in Sachwerte gegenüber Lösungen bevorzugt werden, die niedrigere Kapitalkosten, dafür aber höhere Betriebskosten verursachen.

Ein Anreiz zu vorausschauender Planung und Koordination mit der Raumplanung könnte ebenfalls Kostenreduktionen bringen, etwa wenn an besonders ausgewiesenen oder geeigneten Standorten Netzkapazitäten auf Vorrat und nicht für Einzelanlagen gebaut werden. Um den Bedarf für weiteren Netzausbau im größeren Zusammenhang nachvollziehbar festzustellen, sollte zumindest auf der 110-Kilovolt-Ebene eine transparente Netzentwicklungsplanung eingeführt werden.

5 dena (2012): dena-Verteilnetzstudie. *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

6 Bundesnetzagentur (2013): *Monitoringbericht 2012*, 3. Auflage. Bonn, Bundesnetzagentur. S. 52

7 Auskunft VKU 2013: Nach Angaben der Bundesnetzagentur (Vortrag Lüdtker-Handjery) wurden aufgrund der Anträge im Jahr 2012 für 68 Millionen Einwohner knapp 15 Milliarden Euro Netzkosten anerkannt. Hochgerechnet auf die Bevölkerung der Bundesrepublik ergibt das knapp 18 Milliarden Euro.

8 dena-Verteilnetzstudie, S. 38

Über die Finanzierung des Netzbbaus wird in anderen Gremien intensiv diskutiert.⁹ Gegenwärtig ist eine kleinere Überarbeitung der Anreizregulierung erfolgt, die mehrjährige Zeitverzögerungen bei der Kostenberücksichtigung auf der Hochspannungsebene vermeiden soll. Für die Mittel- und Niederspannungsebene wurden bislang keine Anpassungen vorgenommen.

An eine Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus lassen sich grundsätzliche Forderungen stellen (siehe 3.4). Detailvorschläge konnte der Stakeholder-Dialog in diesem Rahmen nicht erarbeiten.

3.3 Intelligentes Netzkapazitätsmanagement

Intelligentes Netzkapazitätsmanagement kann den Ausbaubedarf der Verteilnetze gegenüber dem Ausbau mit konventioneller Technik deutlich reduzieren. Rund 80 Prozent der Netzengpässe sind durch Nichteinhaltung der vorgegebenen Spannungstoleranzen bedingt. Je nach lokalen Netzbedingungen ist beim Einsatz heute verfügbarer Technik eine Reduktion des konventionell berechneten Ausbaubedarfs um den Faktor zwei bis vier machbar und wirtschaftlich interessant.¹⁰ Auch Engpässe, bei denen tatsächlich ein Stromproblem vorliegt, lassen sich teilweise durch Maßnahmen zum intelligenten Kapazitätsmanagement mildern. Grundsätzlich sollte vor einem Ausbau zunächst das vorhandene Netz möglichst weitgehend genutzt werden.

Ein wirkungsvoller Werkzeugkasten

Welche Maßnahmen wann am sinnvollsten sind, hängt von den lokalen Gegebenheiten ab und sollte nach wie vor von den Verteilnetzbetreibern entschieden werden. Ihnen steht, technisch gesehen, ein vielseitiger Werkzeugkasten zur Verfügung. Einige dieser Werkzeuge erfordern jedoch die Änderung von Regeln und Vorschriften.

⁹ zum Beispiel in der AG Regulierung der Plattform zu zukunftsfähige Energienetze beim BMWI

¹⁰ enervis und BET (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin, VKU, Verband kommunaler Unternehmen e. V. sowie Interview mit BET

Mit Abstand am wirksamsten ist die Erhöhung der Spielräume für Spannungsschwankungen durch eine unabhängige Spannungsregelung auf den verschiedenen Spannungsebenen. Weil herkömmliche Ortsnetztransformatoren ein starres Verhältnis zwischen den Spannungen auf verschiedenen Ebenen festlegen, kann den verschiedenen Ebenen des Netzes jeweils nur eine enge Schwankungsbreite zugestanden werden, damit die maximale Spannungsschwankung bei den Endverbrauchern die zulässigen zehn Prozent nicht übersteigt. Mit regelbaren Transformatoren, die das Übersetzungsverhältnis schnell ändern können, wird es möglich, dass in jedem Teilbereich die Schwankungsbreite von zehn Prozent voll ausgeschöpft wird.¹¹ Das erlaubt in der Niederspannung einer Kapazitätserweiterung um den Faktor zwei bis vier.¹² Neuartige regelbare Ortsnetztransformatoren dürften wesentlich billiger werden, wenn sie in größeren Stückzahlen gefertigt werden.¹³ Ein Hindernis für eine schnelle Umsetzung dieses Konzepts ist, dass Ortsnetztransformatoren eine Lebensdauer von gut 50 Jahren haben. Ob es sich lohnt, sie frühzeitig zu ersetzen, muss von Fall zu Fall geprüft werden.

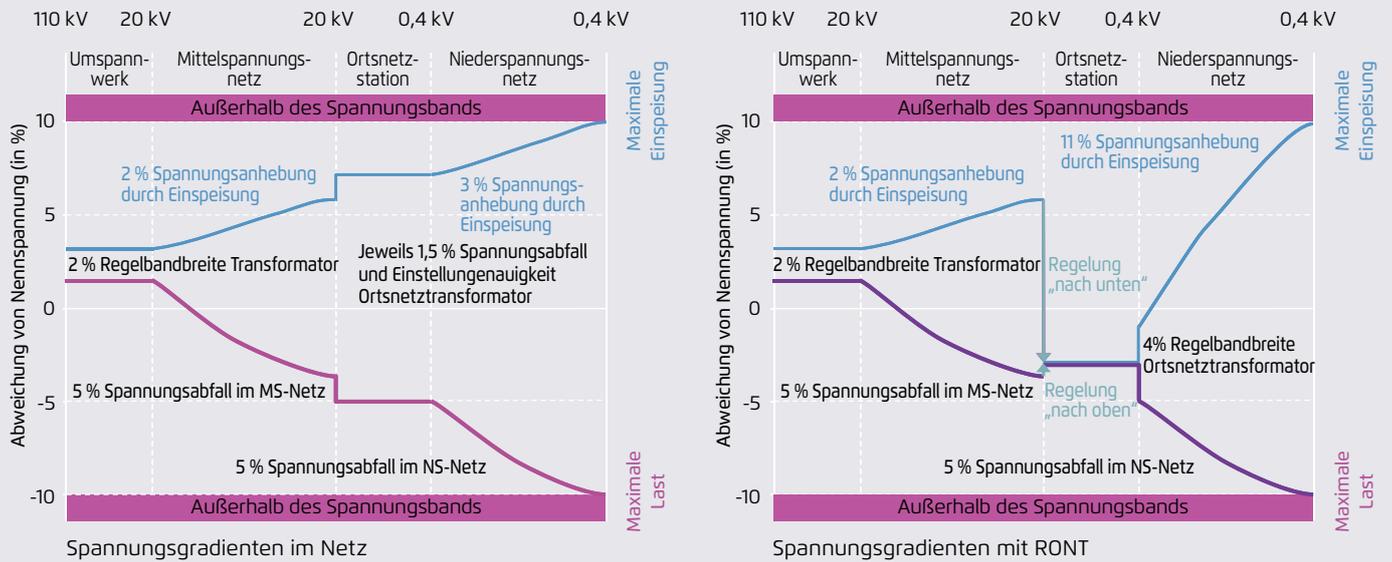
¹¹ Dies ist in ländlichen Strahlennetzen einfacher zu realisieren als in vermaschten Netzen.

¹² siehe Fußnote 8

¹³ Bei den jetzt erst in die Serienproduktion gehenden Modellen ist der eigentliche Transformator von bewährter Bauart, bei der zusätzlichen Regelung ist eine Kostendegression zu erwarten. Gänzlich neuartig sind halbleiterbasierte Solid-State-Transformatoren (SSTs), die wesentlich kleiner sind und zusätzliche Regelungsmöglichkeiten bieten (Blindleistung, Frequenz etc.). Ihre Entwicklung ist noch nicht abgeschlossen, aber es wird vor allem in den USA davon ausgegangen, dass sie in einigen Jahren eine wichtige Rolle in den Verteilnetzen spielen werden.

Entkopplung der Spannungsschwankungen / RONT

Abbildung 5 + 6



Regelbare Ortsnetztransformatoren können die Spannung auf der Niederspannungsebene autonom den Erfordernissen anpassen

Hinz (2012), http://www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE_Kolloquium_2012-2013/FGE_Kolloquiumsvortrag_Hinz.pdf

Wesentlich schneller realisierbar, kostengünstiger, aber auch weniger wirksam als der Ersatz von Transformatoren ist die lokale Anpassung der Blindleistung von Einspeisern oder größeren Verbrauchern. Viele Teilnehmer sind der Ansicht, dass zum effektiven und sicheren Einsatz dieser Regelungsmöglichkeiten eine umfangreiche Überwachungs- und Kommunikationsstruktur notwendig ist. Andere halten dagegen, dass mit einer autonomen dynamischen Reaktion einzelner Anlagen auf lokale Netzparameter bereits viel erreichbar ist und dass eine einfache GSM-Verbindung zwischen wenigen strategisch gewählten Mess- und Regelpunkten eine weitgehende Optimierung ermöglicht. Eine beträchtliche Reduktion von Spannungsproblemen bringt bereits eine einmalige statische Optimierung der Leistungsfaktoren der größeren Anlagen in einem Netzgebiet mithilfe eines auf Messwerten basierten Modells (siehe auch Abbildung 7).¹⁴

14 Enno Wieben, EWE Netz (2013): *On the last miles to 100% Renewables – experiences and solutions of a large DSO in Northern Germany*. Renewables Integration Symposium 2013, Mainz

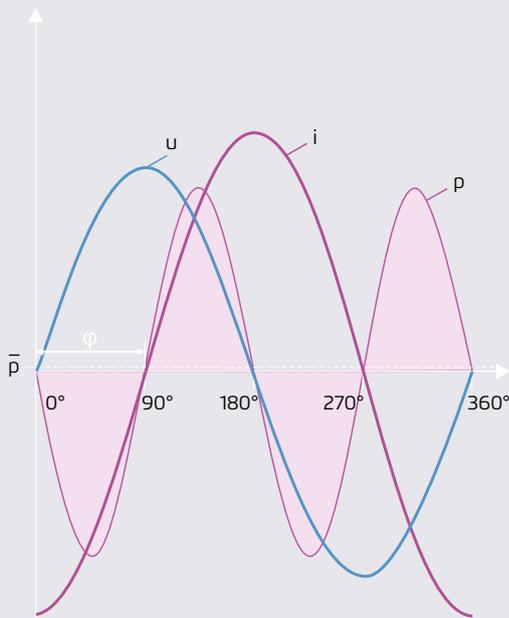
Sowohl regelbare Ortsnetztransformatoren als auch die Anpassung der Blindleistung dienen der Spannungshaltung. Eine optimierte Strategie sollte beide Instrumente kombinieren. RONTs sind kostspieliger – vor allem dann, wenn sie bestehende Transformatoren vor dem Ende ihrer Lebensdauer ersetzen. Deshalb empfiehlt es sich, zunächst mithilfe der Blindleistungssteuerung auf Mittelspannungsebene gesamte Netzbereiche in der Mittel- und Niederspannung so zu optimieren, dass nur noch einzelne Ortsnetze Probleme bereiten, und dann dort gezielt regelbare Ortsnetztransformatoren einzusetzen.

Fazit

Die Verteilnetze müssen kein Hindernis für die Umstellung auf Erneuerbare Energien darstellen. Mit dem Werkzeugkasten für intelligentes Netzkapazitätsmanagement lässt sich schnell genug Spielraum für größere Mengen zusätzlicher Einspeisung schaffen.

Anpassung der Blindleistung reduziert Spannungsprobleme Phasenverschiebung zwischen Spannung, Strom und Leistung

Abbildung 7



Wenn beim Wechselstrom die Spannung und der Strom phasenverschoben schwingen, dann ergibt sich eine „Blindleistung“, die für die Spannungshaltung hilfreich sein kann, jedoch nicht für Verbraucher nutzbar ist (das ist nur die „Wirkleistung“), die aber trotzdem die Netze belastet. Alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und auch die Netze selber bewirken solche Phasenverschiebungen. Früher konnten nur Kraftwerke und sehr große Anlagen sie nach Vorgaben beeinflussen. Neue Wechselrichter von Wind- und Solaranlagen können die Blindleistung auch dann gezielt beeinflussen, wenn keine Wirkleistung erzeugt wird. Um das Netz maximal zu nutzen, sollte die Blindleistung überall klein gehalten werden. Mit einem Netzmodell, das auf einer begrenzten Messkampagne beruht, lassen sich optimale feste Vorgaben für die Anlagen berechnen, die die Phasenverschiebung beeinflussen können. Die EWE hat damit in ländlichen Netzen die Netzkapazität verdoppeln können.

Noch weiter optimieren lässt sich die Blindleistung mit einer dynamischen zentralen Steuerung. Laut Belectric sind hierfür wenige Messpunkte pro Leitungsstrang und eine Funkverbindung über GSM ausreichend. Die erforderlichen Investitionen hierfür sind gering. Eine besonders ausfallsichere Verbindung ist nicht notwendig, da beim Rückgriff auf Standardwerte (siehe oben) lediglich die zusätzliche Optimierung wegfällt.

Eigene Darstellung

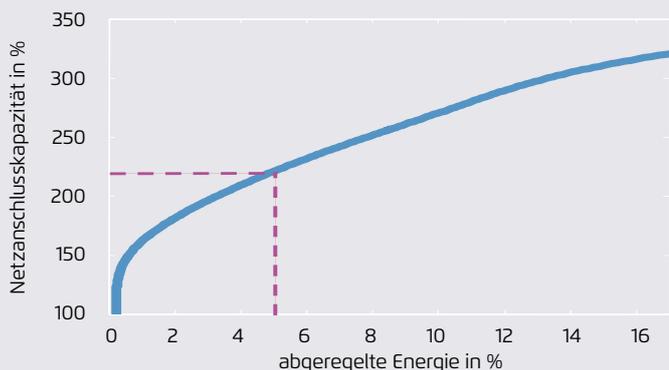
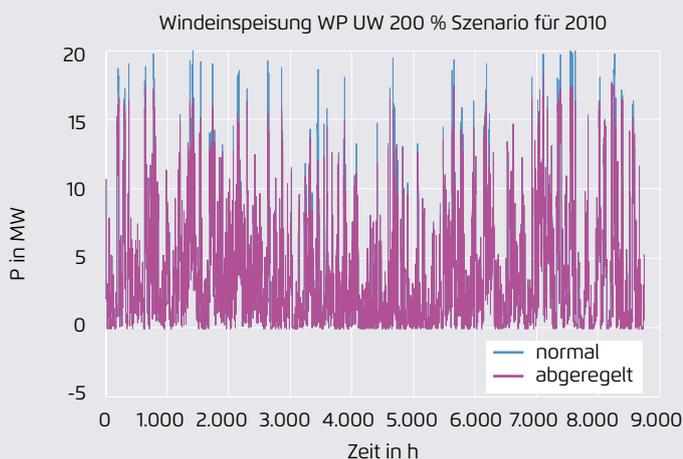
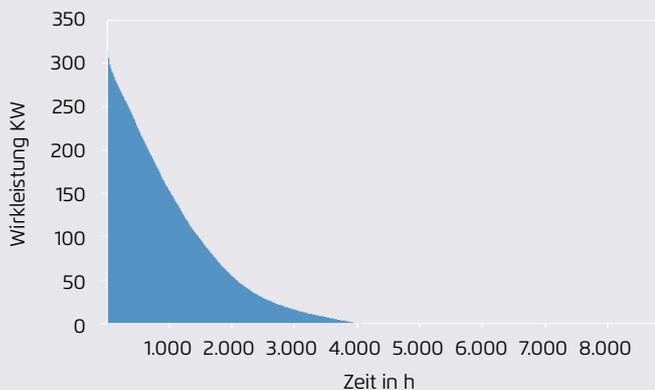
Eine einschneidendere Maßnahme, die die Kapazität bestehender Netze weiter erhöhen könnte, ist die Kappung von Spitzen bei der Einspeisung. Nach heutiger Gesetzeslage dürfen Wind- und Solarkraftwerke nur dann abgeregelt werden, wenn die Systemsicherheit gefährdet ist, entsprechende Mindereinspeisung wird vergütet. Der Einspeisevorrang verlangt, dass die Netzbetreiber durch Netzausbau für ausreichende Transportkapazitäten sorgen.¹⁵ Da Einspeisungsspitzen nur kurzzeitig auftreten, ließe sich durch Verzicht auf nur wenige Prozent der jährlichen Stromproduktion der Ausbaubedarf deutlich senken.¹⁶ Darüber, dass es nicht sinnvoll ist, die Netze für selten auftretende Spitzen auszubauen, besteht ein breiter Konsens. Wie eine Kappung der Einspeisespitzen juristisch umgesetzt werden soll, ist bislang umstritten.

¹⁵ EEG, § 8, 9

¹⁶ Enno Wieben (2013): siehe Fußnote 14

Ansätze zur Vermeidung von Einspeisespitzen
Abregelung von Einspeisespitzen

Abbildung 8



Nach dem EEG müssen die Netze so ausgebaut werden, dass auch Leistungsspitzen von Solar- und Windkraftanlagen abgenommen werden können. Die dem Nennwert entsprechenden Spitzenleistungen werden bei Windkraft- und Solaranlagen nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht.

Detaillierte Simulationen für das ländliche EWE-Netz haben ergeben, dass eine dynamische, vom Lastfluss im Netz abhängige Regelung beträchtliche zusätzliche Kapazitäten schaffen kann: Bei Verzicht auf fünf Prozent der eingespeisten Energie im Jahresverlauf erhöht sich die Netzanschlusskapazität auf mehr als das Doppelte (siehe unterste Kurve).

Für die vorgeschlagene lastflussabhängige Regelung hält die EWE ein umfassendes Messnetz und eine zentrale Steuerung für erforderlich. Die EWE schlägt vor, im EEG die Abnahme- und Netzausbaupflichtungen auf 95 Prozent der jährlich erzeugten Energie zu beschränken, dem Netzbetreiber einen direkten Steuerungszugriff auf alle Anlagen zu gewährleisten und dem Anlagenbetreiber die Verluste über das EEG zu vergüten.

Andere Dialogteilnehmer, sowohl aus Unternehmen als auch aus der Forschung, sind der Ansicht, dass fast der gleiche Effekt mit wesentlich weniger Aufwand erreicht werden kann. Eine autonome Reaktion der Einspeiser auf die lokale Spannungssituation kann demnach bei geeigneten Algorithmen eine weiche lastabhängige Spitzenvermeidung gewährleisten. Abregelungsanforderungen, die sich aus übergeordneten Spannungsebenen ergeben, könnten, falls notwendig, wie bisher mit GSM oder Rundsteuerung übermittelt werden. Messsysteme mit Kommunikationsfunktion würden hierfür nicht oder nur in geringem Umfang benötigt.

EWE 2013

Ein wichtiges Instrument für ein intelligentes Kapazitätsmanagement werden in Zukunft auch Speicher sein. Die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten, die regulatorischen

Voraussetzungen und die erreichbaren Kostensenkungen müssen näher untersucht werden.

Lastmanagement beim Kunden könnte man auch zum Werkzeugkasten des intelligenten Kapazitätsmanagements zählen. Hier sind auch kurzfristig, vor allem bei Großverbrauchern, erhebliche Potenziale vorhanden. In diesem Bericht soll darauf jedoch erst im nächsten Kapitel eingegangen werden.

Auf allen Ebenen geht es immer wieder darum, in einer Gesamtbetrachtung den langfristig wirtschaftlich sinnvollsten Maßnahmenmix zu finden: Wenn trotz intelligentem Kapazitätsmanagement Ausbaumaßnahmen notwendig werden, müssen es nicht unbedingt neue Leitungen sein. Oft reicht es aus, vor allem die Kuppelstellen, die Umspannwerke und Transformatoren aufzurüsten.

Werkzeugkasten für intelligentes Kapazitätsmanagement

- unabhängige Spannungsregelung auf verschiedenen Ebenen
 - RONT, autonome Regelung
- lokale Blindleistungsanpassung
 - statisch vorgegeben
 - dynamisch zentral gesteuert
- Vermeidung von Einspeisungsspitzen
 - statisch vorgegeben
 - dynamisch spannungsabhängig
 - dynamisch zentral geregelt
- Lastmanagement beim Kunden
- (in Zukunft auch Speicher)

Konsequenzen für die Kosten

Die Verteilnetzstudie der dena schätzt, dass durch ein intelligentes Kapazitätsmanagement die Umbaukosten der Verteilnetze gegenüber einem konventionellen Ausbau auf weniger als die Hälfte reduziert werden können.¹⁷ In den vorangehenden Abschnitten wurden zusätzliche Einsparungsmöglichkeiten aufgezeigt. Fachleute im Teilnehmerkreis und solche, die zusätzlich interviewt wurden, gehen davon aus, dass mit einer Kombination von noch nicht genutzten Möglichkeiten des intelligenten Kapazitätsmanagements die Aufnahmekapazität des Netzes mindestens um den Faktor drei bis vier erhöht werden kann.¹⁸ Damit kann

davon ausgegangen werden, dass die zusätzlichen Kosten für die Ertüchtigung der Verteilnetze zur Integration fluktuierender dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Quellen nicht mehr als ein Fünftel der heutigen Aufwendungen für die Verteilnetz-Infrastruktur (jährlich circa drei Milliarden Euro) und nur einen Bruchteil der Gesamtkosten für die Verteilnetze (18 Milliarden Euro, siehe 3.1) betragen werden.

Noch wichtiger: Früher oder später wird der Übergang zu neuer flexibler Technik unumgänglich. Investitionen in herkömmliche Technik können sich als kostspielige Fehlinvestitionen erweisen, weil sie vor dem Ende ihrer Lebensdauer ersetzt werden müssen. Der Übergang zu einem flexiblen Kapazitätsmanagement ist in allen Zukunftsszenarien sinnvoll.

Einen großen Einfluss auf die Kosten wird die Frage der Einführung und Gestaltung eines Energieinformationssystems haben (siehe 5.4). Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs haben deutlich unterschiedliche Einschätzungen, was ein solches System kosten würde. Im Durchschnitt gehen sie davon aus, dass seine jährlichen Kosten im Bereich von 10 bis 30 Prozent der heutigen Verteilnetzkosten liegen würden.¹⁹ Vor diesem Hintergrund empfiehlt es sich, die Möglichkeiten schlanker Informationssysteme und autonomer Steuerungsansätze näher zu untersuchen.²⁰

Fazit

Die Kosten des Umbaus der Netze sind beherrschbar. Je früher neue intelligente Techniken dort eingesetzt werden, wo sie sinnvoll sind, desto kostengünstiger wird die Umstellung. Dafür sind geeignete Rahmenbedingungen und Anreize zu schaffen.

¹⁹ Während die Industrievertreter deutlich niedrigere Kosten ansetzen, gehen die Vertreter der Netzbetreiber von über 50 Prozent aus.

²⁰ Die vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene *Verteilernetzstudie* wird dazu Anfang 2014 neue Erkenntnisse liefern.

¹⁷ dena-Verteilnetzstudie, Abb. 1.4

¹⁸ siehe Fußnote 12

3.4 Handlungsempfehlungen

Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus

Der Anreiz- und Finanzierungsmechanismus sollte im Interesse eines effizienten Einsatzes von Mitteln überprüft und gegebenenfalls so überarbeitet werden, dass:

- innovative Lösungen für die Herausforderungen in der Energiewende angeregt und, wo wirtschaftlich sinnvoll, ermöglicht werden;
- eine langfristig angelegte, transparente Netzentwicklung gefördert wird, bei der die Potenziale eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements berücksichtigt werden;
- Investitions- und Betriebskosten besser in eine Gesamtbetrachtung einbezogen werden.

Das Problem, dass die durch die Energiewende verursachten Netzbaukosten zu teilweise regional sehr unterschiedlichen Belastungen durch Netzentgelte führen, die unerwünschte Steuerungswirkungen entfalten, muss im Zusammenhang mit einer Überarbeitung der Netzentgeltverordnung (siehe Abschnitt 5.2) gelöst werden.

Netzentwicklungsplanung

Zumindest für die 110-Kilovolt-Ebene sollte eine transparente Netzentwicklungsplanung eingeführt werden.

Erleichterung von intelligentem Netzkapazitätsmanagement

Es soll geprüft werden, auf welchem Weg vermieden werden kann, dass für die Einspeisung kurzzeitiger Leistungsspitzen kostspielige Netzkapazitäten aufgebaut und vorgehalten werden müssen.

Es soll geprüft werden, inwieweit regulatorische Änderungen einen effizienten Einsatz von Speichern für das Kapazitätsmanagement erleichtern können.

Es sollen Vorbereitungen getroffen werden, für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ab einer bestimmten Leistung sowie für thermostatgesteuerte Anlagen programmierbare

Regler vorzuschreiben²¹, die autonom auf Veränderungen der Netzspannung, gegebenenfalls des Leistungsfaktors sowie je nach Anwendung auch auf Steuersignale reagieren können. Die Regler sollen unterschiedliche Nutzungen erlauben.

Für Verteilnetzbetreiber müssen Anstrengungen zum effizienten Netzkapazitätsmanagement im Benchmarking angemessen berücksichtigt werden.

²¹ generell oder durch den Verteilnetzbetreiber

4. Mittelfristige Herausforderungen: Rechtzeitig Strukturwandel einleiten

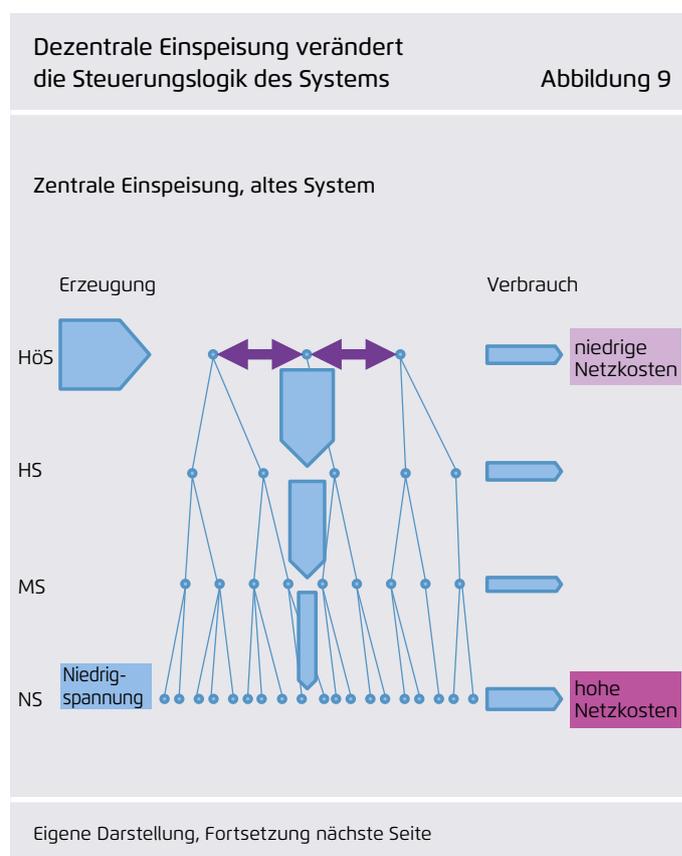
Mit den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Maßnahmen in den nächsten Jahren sind ernsthafte Engpässe mit vertretbaren Kosten vermeidbar. Gleichzeitig ist es aber schon jetzt notwendig, für die Jahre danach vorzusorgen, rechtzeitig einen Strukturwandel einzuleiten und Fehlinvestitionen in veraltete Technik zu vermeiden. In wenigen Jahren wird es nicht mehr ausreichen, die Netzkapazitäten besser zu nutzen. Dann wird sich unausweichlich die Frage stellen, wie und in welchem Umfang eine bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch einen starken Ausbau der Netze sinnvoll ersetzen kann. Dafür müssen rechtzeitig geeignete Steuerungskonzepte und Marktmechanismen entwickelt werden. Schon heute können hier die Weichen gestellt werden, ohne dass – wie etwa bei einer forcierten Einführung regelbarer Ortsnetztransformatoren – bestehende Anlagen frühzeitig ersetzt werden müssten. Die immer flexibler werdenden Kunden, die zunehmend auch selber Strom produzieren, werden dabei eine immer wichtigere Rolle spielen. Denn nicht nur Engpässe im Verteilnetz durch dezentrale Einspeisung, sondern auch der zunehmende Anteil von fluktuierendem Strom aus Erneuerbaren Energien erfordern vermehrte Flexibilität im Verbrauch.

Investitionen in veraltete Technik vermeiden: Rahmenbedingungen müssen wachsende Flexibilitätsanforderungen wiedergeben.

Derartige Strukturänderungen sind schwierig, weil sie herkömmliche Rollen, Verantwortlichkeiten und Geschäftsmodelle infrage stellen und unterschiedliche Interessen berühren. Gleichzeitig aber muss heute von Netzgesellschaften und Privaten in Anlagen investiert werden, deren Auslegung und Rentabilität stark von den zukünftigen Rahmenbedingungen abhängt. Je länger in Strukturen investiert wird, die auf veraltete Rahmenbedingungen ausgerichtet sind, desto teurer und konfliktreicher wird das Umsteuern.

4.1 Dezentraler Ausgleich

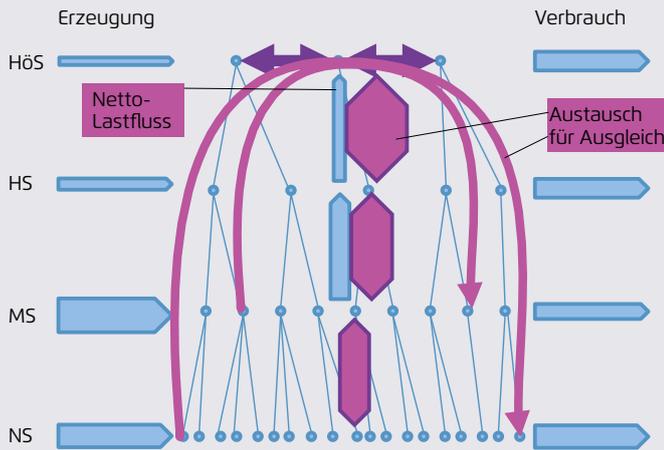
Die im letzten Kapitel diskutierte Abregelung von Einspeisern geht im Grunde schon über ein Netzkapazitätsmanagement im engeren Sinne hinaus. Grundsätzlich muss bei dezentraler Einspeisung abgewogen werden, ob durch einen dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kostengünstig Netzkapazität ersetzt werden kann, die ohne einen solchen Ausgleich notwendig wäre, wovon natürlich die Transportaufgabe der Netze unberührt bleibt. Dafür ist jedoch eine Ergänzung der bisherigen zentralen Steuerungslogik erforderlich. Das wird in der folgenden schematischen Darstellung deutlich:



Dezentrale Einspeisung verändert die Steuerungslogik des Systems

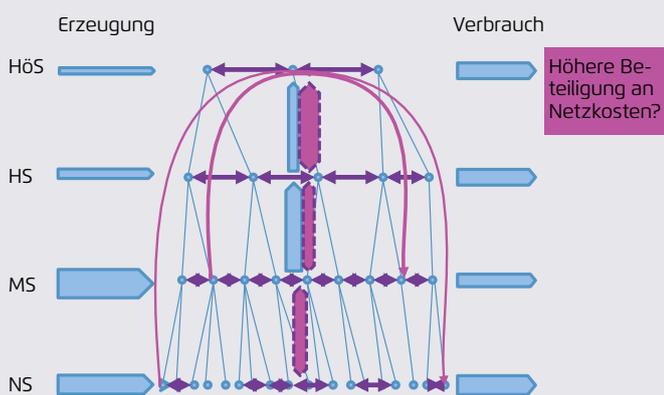
Abbildung 9 folgt

Dezentrale Einspeisung, alte Logik



- Lastflüsse drehen sich vielfach um
- bei stark dezentraler Einspeisung Saldo-Lastfluss von unten nach oben
- Saldo-Lastflüsse nehmen ab
- zusätzliche Lastflüsse für Ausgleich
- zusätzliche Netzkapazitäten notwendig

Dezentrale Einspeisung, aktiver lokaler Ausgleich



- aktives Balancing und horizontale Vermaschung könnte notwendigen Austausch deutlich verringern
- offen, wann sich zusätzlicher Aufwand für lokalen Ausgleich lohnt, um Netzbelastung zu vermeiden
- Frage der Verteilung der Netzkosten stellt sich neu

Eigene Darstellung

Verschiedene Modelle

Für einen dezentralen Ausgleich kommen im Prinzip alle Flexibilitäten auf lokaler Ebene infrage: flexible Erzeugung, flexibler Verbrauch, Speicher. Für deren Einbindung sind unterschiedliche Modelle in der Diskussion, zum Beispiel:

- kurzfristiger Ausgleich mithilfe von dezentralen Systemdienstleistungen, die vom Netzbetreiber bilateral beschafft oder auf regionalen Marktplätzen gehandelt werden (Varianten des sogenannten Ampelmodells)
- virtuelle Kraftwerke, das heißt, ausgeglichen laufende Subsysteme im regionalen Zusammenhang,²² die von Kunden, einem lokalen Versorger oder in Kooperation betrieben werden
- Microgrids²³ oder mehrstufige Steuerungssysteme unter Einbindung verschiedener Flexibilitäten

Die verschiedenen heute diskutierten Modelle unterscheiden sich vor allem in Hinblick auf:

- die Steuerungsinstanz
- die Interaktion zwischen reguliertem und wettbewerblichem Bereich (Smart Grid/Smart Market)
- die Art der Einbeziehung der Ressourcen auf Kundenseite
- die einbezogenen Zeithorizonte
- die Größe der einbezogenen Anlagen beziehungsweise Kundensysteme

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs halten es für wichtig, vor dem Ende der Legislaturperiode entsprechende Mechanismen zu entwickeln.

Beschränkung auf Systemdienstleistungen?

Umstritten ist unter den Teilnehmern, ob die Ausgleichsmechanismen zunächst auf kurzfristige Systemdienstleistungen begrenzt werden oder von Anfang an ein möglichst

22 Virtuelle Kraftwerke wurden zunächst ohne räumlichen Zusammenhang als Zusammenschluss verschiedener Komponenten im nationalen Netz diskutiert. Inzwischen verschiebt sich die Diskussion auf regionale virtuelle Kraftwerke. Wie diese mit den lokalen Netzen interagieren, müsste stärker berücksichtigt werden.

23 Der Begriff Microgrids ist insbesondere in den USA sehr gebräuchlich für Subsysteme, die im Prinzip inselständig sind, aber normalerweise im Mehrebenen-Gesamtnetz betrieben werden.

großes Volumen umfassen sollten, was eine Einbeziehung des Energiemengenmarktes erfordern würde.

In beiden Fällen werden eher Marktmechanismen befürwortet. Dabei ist erstens zu beachten, dass es sein kann, dass nicht für alle Produkte lokal ein ausreichendes Angebot zustande kommt, um eine stabile Preisbildung zu ermöglichen, und zweitens, dass die Transaktionskosten gering gehalten werden müssen. Zur Frage, wer geeignete Marktplätze betreiben sollte, gehen die Meinungen auseinander.²⁴

Politischer Handlungsbedarf

Insgesamt lassen sich das Potenzial und die Kosten von unterschiedlichen Ansätzen zu dezentralem Ausgleich heute noch schwer abschätzen. Deshalb sind Forschung und Pilotprojekte notwendig. Auch ist anzunehmen, dass Lernprozesse die Flexibilitätspotenziale bei den Kunden deutlich erhöhen können.

Es sollten möglichst bald lokale Märkte für lokal zu erbringende Systemdienstleistungen geschaffen werden. Gleichzeitig ist über Mechanismen nachzudenken, die eine Einbeziehung von größeren Energiemengen erlauben würden. Dies muss im Gesamtzusammenhang eines neuen Marktde-signs diskutiert werden (siehe dazu den Abschnitt 5.3).

Die dezentrale Einspeisung stellt wegen veränderter Wege die heutige Netzentgeltregelung infrage. Eine künftige Regelung könnte gegebenenfalls Anreize für verstärkten dezentralen Ausgleich schaffen – Veränderungen müssen jedoch im Gesamtzusammenhang betrachtet werden (siehe 5.2).

4.2 Einbindung von Flexibilität und Eigenversorgung der Kunden

Während sich der letzte Abschnitt mit der lokalen Optimierung aus Netzperspektive befasste, geht es hier um die Frage, welche Rolle die Kunden in der Transformation des Energiesystems spielen. Wie kann die Interaktion zwischen Kunde und Versorgungssystem so gestaltet werden, dass neue technische Möglichkeiten für ein möglichst effizientes Gesamtsystem genutzt werden?

Dabei spielen mehrere Themen eine Rolle. Das älteste ist das Lastmanagement, die netzdienliche Verbrauchssteuerung beim Kunden (*Demand Response*). Um seine Potenziale nutzbar zu machen, sind Anreizsysteme und technische Einrichtungen erforderlich. Neuer ist die Einspeisung aus eigener Stromerzeugung der Kunden in KWK-Anlagen gemäß dem KWKG und vorwiegend PV-Anlagen gemäß dem EEG. Erst seit Kurzem ist ihre netzdienliche Steuerung ein Thema. Solange die EEG-Vergütung höher war als der Strompreis, erfolgte die Einspeisung aus PV-Anlagen unabhängig vom eigenen Verbrauch der Kunden. Inzwischen aber ist es wegen sinkender Erzeugungskosten und Vergütungen sowohl bei KWKG- als auch bei EEG-Anlagen interessanter, den Strom selber zu verbrauchen, als ihn einzuspeisen. Damit gewinnt die „Eigenerzeugung für Eigenverbrauch“ an Bedeutung. Und außerdem die sich damit für die Kunden eröffnende Möglichkeit, durch Lastmanagement den Eigenverbrauch zu erhöhen und damit die Kosten zusätzlich zu senken. Die dafür notwendigen privaten Investitionen in ein Energiemanagement führen zu einer beträchtlichen Erhöhung der Flexibilität der Kunden.

Die Interaktion zwischen Kundensystem und Versorgungssystem wird also immer komplexer und ist in verschiedenen Gesetzen geregelt. Um die wachsende Flexibilität auf Kundenseite für das Versorgungssystem nutzbar zu machen, ist sowohl eine Gesamtbetrachtung als auch eine Differenzierung nach verschiedenen Kundengruppen notwendig.

²⁴ Infrage kommen die Verteilnetzbetreiber, eine nationale Plattform für regionale Märkte (wie in Dänemark), oder Dritte in beliebiger Konfiguration.

Austauschmanagement an der Schnittstelle zum Kunden

Abbildung 10

Bedeutung	Verbrauchsmanagement	Einspeisemanagement	Integriertes Management mit Eigenversorgung
Industrie	◆◆◆		◆◆◆
Gewerbe	◆◆	◆◆	◆◆◆
Haushalte	◆	◆◆ ↘	◆◆◆
(unabhängige Erzeuger)		◆◆◆ ↗	

Eigene Darstellung

Verbrauchssteuerung

Die netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen hat schon früher eine wichtige Rolle gespielt, verlor aber mit der Liberalisierung der Strommärkte an Bedeutung. *Demand Side Management* hat vor allem bei Großverbrauchern ein beträchtliches Potenzial.²⁵ Technisch gesehen gibt es verschiedene Lösungsansätze. Jedoch fehlen unter den heutigen Rahmenbedingungen in Deutschland weitgehend Anreize oder Zugriffsmöglichkeiten. Besonders im angelsächsischen Raum wird *Demand Response* über sehr verschiedene Marktmechanismen und unterschiedliche Steuerungsmodelle zunehmend intensiv genutzt, um Flexibilität im Stromsystem bereitzustellen.²⁶ Mit verbesserten technischen Steuerungsmöglichkeiten und zunehmender Kopplung mit dem Wärmemarkt, zum Beispiel über Wärmepumpen, wächst das Potenzial.

Bei Kleinverbrauchern ist der technische Aufwand für die Nutzung der Potenziale unter Umständen recht hoch. In Pilotprojekten führten unterschiedliche Kombinationen von

technischer Einrichtung, Anreizstruktur und Kundeneigenheiten zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen.²⁷

Einspeisemanagement

Die lastabhängige Vermeidung von Einspeisespitzen aus fluktuierender Erzeugung wurde schon in Kapitel 3.3 diskutiert. Bei Vorschriften oder Anreizen zur Kappung von Einspeisespitzen wächst der Anreiz, den Überschussstrom anderweitig zu verwerten, wenn möglich durch Eigenverbrauch.

Je weiter die Einspeisevergütung für PV-Strom unter den Bezugspreis für Strom aus dem Netz sinkt, desto mehr werden neue PV-Anlagen so dimensioniert und eingesetzt, dass der produzierte Strom selbst verbraucht oder unmittelbar vermarktet werden kann. Auch damit verlagert sich das Problem der Einspeisespitzen auf Anreize zu einem netzdienlichen Energiemanagement in komplexeren Kundensystemen.

Andererseits stellt sich bei steuerbaren KWK-Anlagen die ähnliche Frage, mit welchen Mechanismen ihre hohe Flexibilität für das Gesamtsystem nutzbar gemacht werden kann.

25 Marian Klobasa u. a. (2013): *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzelastbedarfs in Süddeutschland*. Agora Energiewende, Berlin

26 Andreas Jahn, Meg Gottstein (2013): *Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem – die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit*. Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin

27 Dabei spielen auch kulturelle Prägungen eine Rolle, wie etwa das Beispiel Italien zeigt.

Eigenversorgung: Die Herausforderungen

Die direkte Kopplung von fluktuierender Erzeugung und Verbrauch beim Kunden eröffnet neue Chancen und Risiken. Wenn Eigenerzeugung von Strom günstiger ist als Fremdbezug, nimmt der Anreiz zu, durch flexibles Energiemanagement den Eigenverbrauch zu erhöhen. Die Kopplung mit der Wärmeversorgung und in Zukunft auch der Einsatz von Stromspeichern bieten ein hohes Potenzial für flexiblere Interaktion mit dem Netz. Eine geeignete Gestaltung der Rahmenbedingungen muss dafür sorgen, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung der Kunden die Stabilität und Effizienz des öffentlichen Versorgungssystems stützt.

In der energiepolitischen Debatte werden in diesem Zusammenhang vor allem zwei Herausforderungen diskutiert:

- die vermehrte Nutzung von Flexibilitäten auf Kunden-
seite für das öffentliche Versorgungssystem, einschließlich
der Vermeidung von Einspeisespitzen
- der durch zunehmende Eigenversorgung abnehmenden
Strombezug und dadurch unter den heutigen Rahmen-
bedingungen abnehmende Deckungsbeiträge für a) die
Netzkosten, b) die EEG-Umlage sowie c) geringere Steuer-
einnahmen und Konzessionsabgaben

Diese Herausforderungen stellen sich sehr unterschiedlich dar, je nachdem, ob es sich um:

- steuerbare Eigenerzeugung aus konventionellen Energien
(KWK) oder fluktuierende Eigenerzeugung aus Erneuer-
baren Energien (Sonne und Wind) handelt oder um
- leistungsgemessene Kunden oder Kleinkunden mit Stan-
dardlastprofilen.

Eigenversorgung in der Industrie

Insbesondere die Industrie erzeugt schon lange einen großen Anteil des von ihr verbrauchten Stroms selbst, vor allem in konventionellen KWK-Anlagen sehr unterschiedlicher Größe. Für die EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber wurde geschätzt, dass die EEG-befreite industrielle und gewerbliche Eigenerzeugung zum Eigenverbrauch zwischen 2012 und 2017 von 53,4 TWh auf 55,4 TWh zunehmen, während der PV-Eigenverbrauch

von 1,1 auf 6,9 TWh ansteigen wird.²⁸ Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs vermuten in beiden Bereichen, insbesondere bei der konventionellen Eigenerzeugung mit KWK, stärkere Zuwächse.²⁹ Jedenfalls bleibt im Betrachtungszeitraum die konventionelle Eigenerzeugung in der Industrie viel höher als die erneuerbare Eigenerzeugung in allen Verbraucherkategorien.

In der Debatte um die Umlagenbefreiung von Eigenverbrauch und privilegiertem Verbrauch ist es hilfreich, sich die Dimensionen zu vergegenwärtigen. Nach der oben zitierten Schätzung wären bei unveränderter Rechtslage 2017 folgende Anteile des Nettostromverbrauchs vom EEG befreit: Eigenversorgung PV: 1 Prozent, Eigenversorgung konventionell: 11 Prozent, privilegierter Letztverbrauch: 19 Prozent. Bei den Netzentgelten ist die Lage komplexer.

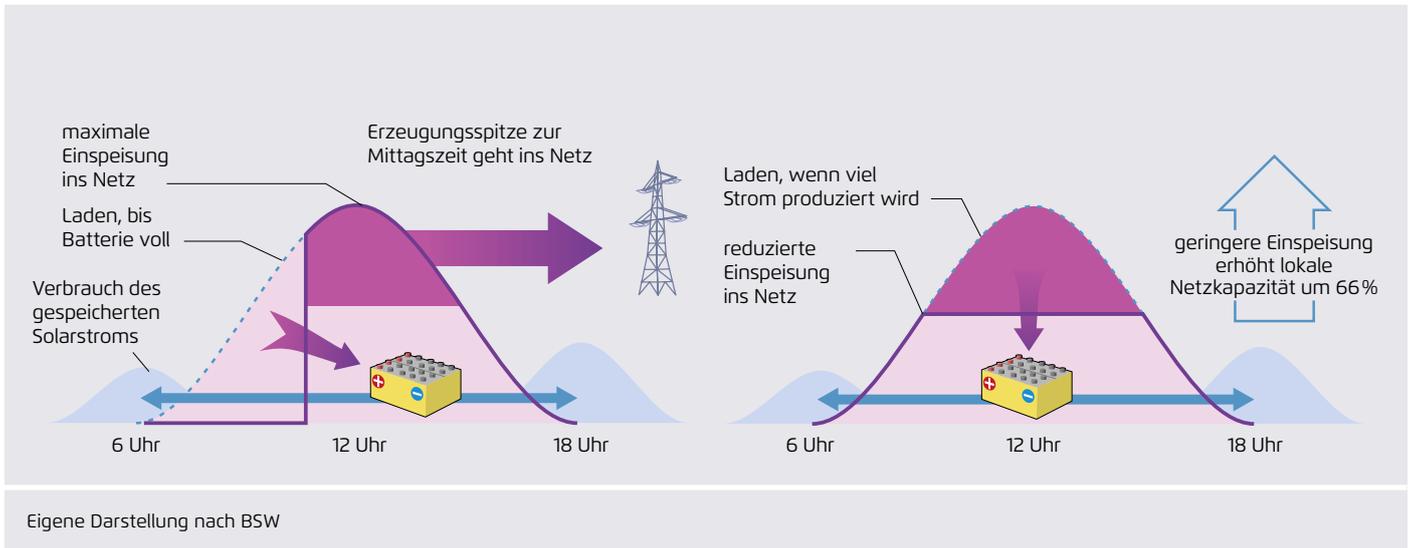
Industrie- und Gewerbekunden mit konventioneller Eigenerzeugung sind leistungsgemessen und speisen in der Regel nicht ein. In ihrer Interaktion mit dem Netz verursachen sie daher keine zusätzlichen Probleme. Durch die Einführung von immer wirksameren Energiemanagementsystemen verbessert sich ihre Flexibilität, doch wird diese relativ selten für den steigenden Flexibilitätsbedarf des öffentlichen Versorgungssystems genutzt, weil Anreize fehlen.

²⁸ Prognos (2012): *Letztverbrauch bis 2017, Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose*. Berlin, November 2012, S. 23

²⁹ Laut einer DIHK-Umfrage (siehe *IHK-Energiewende-Barometer 2012*) hat jedes zehnte Unternehmen eigene Erzeugungskapazitäten aufgebaut, ein Viertel ist dabei oder überlegt sich diesen Schritt.

Netzdienlicher Speicherbetrieb kann Kapazitäten erhöhen

Abbildung 11



Eigene Darstellung nach BSW

Eigenversorgung in Gewerbe und Haushalt

Im Gegensatz zu den Haushalten, die einen beträchtlichen Anteil ihres Stromverbrauchs in den Morgen- und Abendstunden haben, passt die Verbrauchskurve in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oft recht gut zum Verlauf der Sonneneinstrahlung. Damit lassen sich Photovoltaikanlagen relativ einfach für die Eigenversorgung nutzen, vor allem wenn zudem ein hoher Anteil des Stroms für die Wärme- und Kälteerzeugung genutzt wird. Das lässt erwarten, dass die Eigenversorgung in diesem Bereich stark ansteigen wird, wenn die Preisrelation zwischen Eigenerzeugung und Fremdbezug noch interessanter wird. Noch wird in vielen Firmen eine Beschäftigung damit jedoch durch den Mangel an eigenen Fachkenntnissen beziehungsweise geeigneten Geschäftsmodellen gebremst.

Während die Investitionen für Eigenerzeugung in Gewerbe und Industrie weitgehend ökonomischen Rentabilitäts-erwägungen folgen, ist dies bei Investitionen in privaten Haushalten nicht unbedingt der Fall. Private Solaranlagen werden zunehmend als langlebige Konsumgüter betrachtet – wie Autos, Küchen oder Badezimmer. Sicherheitsbedürfnis, Streben nach Unabhängigkeit, Prestige, Ästhetik, Umweltschutz, politische Motivationen etc. werden neben Kosteneffizienz ebenfalls zu Investitionskriterien. Damit stoßen Bestrebungen, eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente

Gestaltung der Stromversorgung mit geeigneten Steuerungsinstrumenten durchzusetzen, zunehmend an Grenzen. Trotzdem wird erwartet, dass die Zunahme der Eigenversorgung mit Photovoltaik zunächst vor allem im Gewerbe erfolgen wird. Vielfach wird befürchtet, dass insgesamt eine massive Zunahme der Eigenversorgung die Finanzierung der allgemeinen Stromversorgungs-Infrastruktur schmälern könnte.

Lösungsansätze: Nutzung von Flexibilität auf Kundenseite für das Versorgungssystem

Bei leistungsgemessenen Großkunden sind die technischen Voraussetzungen für die Nutzung vorhandener Flexibilität für das allgemeine Versorgungssystem weitgehend gegeben. Offen ist, über welche Anreize und Anforderungsmechanismen die Einbindung erfolgen soll, und vor allem, welche Flexibilitätsanforderungen aus welcher Systemebene über welche energiewirtschaftlichen Akteure – in Einklang mit der Entflechtung von reguliertem und wettbewerblichem Bereich – diese Anreize und Anforderungen auslösen sollen. Es muss gewährleistet werden, dass möglicherweise gegenläufige Anforderungen aus verschiedenen Systemebenen sich beim Kunden zu einem eindeutigen Signal addieren, das ein verteilnetzkompatibles Verhalten bewirkt. Ein Ansatz, der das leisten soll, ist das Modell der „Netzampel“: Wie allerdings in der eigentlich interessanten

„gelben Ampelphase“ die Koordination zwischen verschiedenen Akteuren und Systemebenen tatsächlich stattfinden soll, ist noch nicht ausdiskutiert.³⁰

Für die systemstützende Einbindung von Kleinkunden sind verschiedene Steuerungsmodelle in Diskussion. Im Gegensatz zu den leistungsgemessenen Kunden sind die einzelnen Potenziale hier klein. Die messtechnische Erfassung und die kommunikative Anbindung dieser Kunden sind bisher sehr einfach. Das Verhalten wird statistisch mit Standardlastprofilen berücksichtigt und der Verbrauch über längere Zeiträume summiert abgerechnet. Wenn in größerem Ausmaß Einspeisung von Strom aus eigener Erzeugung erfolgt, ist die technische Schnittstelle aufwendiger. Bei Verbrauchssteuerung, Einspeisemanagement und Eigenversorgung stellt sich die Frage, wie mit möglichst geringem technischem und organisatorischem Aufwand der Austausch des Kunden mit dem Netz beeinflusst und in der Versorgungsplanung berücksichtigt werden kann. Dafür ist nicht unbedingt der gleiche Aufwand wie bei leistungsgemessenen Kunden notwendig. Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs tendieren zu einer weitgehenden Lenkung durch Preissignale, die für einzelne Systemdienstleistungen durch programmierte Reaktionen auf Netzparameter oder Steuersignale ergänzt wird. Bei der Generierung von Preissignalen stellen sich ähnliche Fragen wie oben bei den leistungsgemessenen Kunden diskutiert. Auch ohne aufwendige Feinsteuerung bieten sich gegenüber den heute dominierenden gleichbleibenden Arbeitstarifen wesentliche Verbesserungen an. Zeitabhängigen Arbeits- und Leistungspreisen sowie einer stärkeren Gewichtung von Leistungspreisen wird von den Dialogteilnehmern eine hohe Bedeutung zugemessen.

Ein wichtiger Hebel für eine Steuerung durch Preissignale wird in den Netzentgelten gesehen. Sie machen heute bei

den Kleinkunden über 20 Prozent der Stromkosten aus.³¹ Die dahinterstehende Kostenstruktur ist abhängig von der Leistungskapazität und nicht von der gelieferten Arbeit. Wenn die Netzentgelte nicht nur bei den leistungsgemessenen, sondern auch bei den Kleinkunden leistungsabhängig erhoben und auf die Jahreshöchstlast bezogen würden, dann ergäbe sich ein Anreiz, Lastspitzen zu reduzieren.³² Gleichzeitig taucht aber bei einer Neugestaltung der Netzentgelte eine Reihe weiterer Fragen und Gestaltungsoptionen auf, deren Auswirkungen ohne eingehendere Untersuchungen schwer abzuschätzen sind. Mehr zu Netzentgelten in Abschnitt 5.2.

Lösungsansätze: Umsatzrückgang durch Eigenversorgung?

In der Diskussion über die Belastung des Gesamtsystems durch Eigenversorgung sollten mehrere Aspekte unterschieden werden. Zum einen die im gegenwärtigen Tarifsystem für Kleinverbraucher ungenügende Beteiligung an den Bereitstellungskosten des Versorgungssystems für den Fall, dass die Eigenversorgung ausfällt: Die Abrechnung nach Kilowattstunden deckt nicht die Kosten für den Bezug hoher Leistungen an wenigen Stunden im Jahr. Dem kann durch eine Umtellung auf stärker leistungsbezogene Preise entgegengewirkt werden (siehe oben).³³ Zum anderen die Befürchtung, dass die Effizienz des allgemeinen Versorgungssystems durch abnehmenden Strombezug sinkt und dadurch die Kosten weiter steigen, was zusätzlichen Anreiz zur Eigenversorgung gibt: Das wirft auch verteilungspolitische Probleme auf, da nicht alle Kunden die Möglichkeit zur Eigenversorgung haben und außerdem zukünftig anfallende Kosten zu einem beträchtlichen Teil durch Entscheidungen in der Vergangenheit bedingt sind. Daher wird von manchen über zusätzliche Abgaben für Eigenverbrauch disku-

30 Dabei steht das Lastmanagement nach § 14a EnWG zurzeit im Vordergrund. Siehe zum Beispiel BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2013). § 14a EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit dem Netzausbau. Berlin, BDEW

31 <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/168549/umfrage/netzentgelt-anteil-am-gesamtelektrizitaetspreis-seit-2006/>

32 Tatsächlich werden auch bei den leistungsgemessenen Kunden die Netzentgelte seit der Liberalisierung zunehmend arbeits- und nicht leistungsbezogen erhoben. Auch hier wäre eine Umkehr sinnvoll.

33 Siehe dazu auch: enervis and BET (2013): *Ein zukunfts-fähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin, VKU, Verband kommunaler Unternehmen e. V.

tiert, die, je nach Ausgestaltung, allerdings auch auf die herkömmliche konventionelle Eigenversorgung in der Industrie Anwendung finden könnten.

Zur Frage, ob Eigenverbrauch und Eigenerzeugung innerhalb des Kundensystems gemessen und mit Umlagen und Abgaben belastet werden sollen, gibt es unter den Dialogteilnehmern sehr unterschiedliche Einschätzungen. Wenn überhaupt, dann wird dafür plädiert, dass eher keine EEG- und KWK-Abgaben, dafür aber Steuern erhoben werden. Deutlich überwiegt die Einschätzung, dass der administrative Aufwand für die notwendige Erfassung relativ hoch ist und dass Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer Größe erfasst werden sollen, die heute übliche kleinere Dachanlagen übersteigt. Mit deutlicher Mehrheit wird abgelehnt, dass Eigenverbrauch auch dann mit Abgaben und Umlagen belastet werden soll, wenn das System nicht an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen ist. Ein Anschlusszwang wird ebenfalls mehrheitlich abgelehnt.

Gestaltung der technischen Schnittstelle

Angesichts der noch bestehenden Unsicherheiten und beträchtlichen technischen Entwicklungspotenziale beim Einbezug privater Kundensysteme in die Gesamtsystemsteuerung sollte bei der Gestaltung der technischen Schnittstelle auf schlanke, skalierbare Lösungen gesetzt werden. Wichtig ist hier, dass internationalen Standards entsprechende interoperable Lösungen gefunden werden. Bei hoher Steuerungsautonomie der Kundensysteme wären die Kommunikationsanforderungen wesentlich geringer als bei externer Steuerung. Siehe dazu auch Abschnitt 5.4.

Durchaus unterschiedliche Einschätzungen gibt es dazu, in welchem Ausmaß und mit welchen technischen Anforderungen ein Roll-out von intelligenten Messsystemen (Smart Meters) sinnvoll ist. Die Schlussfolgerungen der kürzlich erschienenen Kosten-Nutzen-Analyse werden nicht von allen geteilt.³⁴ Die unterschiedlichen Haltungen liegen darin be-

gründet, dass die Vorstellungen über das sinnvolle Ausmaß einer externen Steuerung von Kundenanlagen weit auseinander liegen.

4.3 Vermehrte Systemverantwortung der Verteilnetze und Koordination zwischen Systemebenen

Mit der Verlagerung der Einspeisung vom Übertragungs- in das Verteilnetz kommen auf die Verteilnetzbetreiber neue Verantwortungen und Aufgaben zu. Die zunehmend gemeinsame Verantwortung für die Systemstabilität erfordert auch eine engere Koordination zwischen den Netzebenen, sowohl in der Netzplanung als auch im Betrieb.

Erbringung und Koordination von Systemdienstleistungen im Verteilnetz

Mit abnehmender Kraftwerksleistung der Großkraftwerke müssen dezentrale Erzeugungsanlagen zunehmend die Erbringung von Systemdienstleistungen übernehmen. Da sie auf Verteilnetzebene einspeisen, müssen die Verteilnetzbetreiber hier neue Koordinationsaufgaben wahrnehmen.

Das betrifft auf die Dauer alle Arten von Systemdienstleistungen: Momentanreserve, Regelenergie (wo die Abgrenzungen zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung aufgrund neuer technischer Möglichkeiten auch neu definiert werden könnten), Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Koordination der Blindleistungsregelung, Schwarzstartfähigkeit und Redispatch. Alle diese Dienstleistungen müssen beschafft, im eigenen Netzgebiet eingesetzt und mit dem übergeordneten und gegebenenfalls auch mit benachbarten und untergeordneten Netzen koordiniert werden.

Das erfordert den Aufbau

- von neuem Know-how und Personalkapazitäten
- von angemessenen Messnetzen und Steuerungszentralen
- von internen Vorschriften und Abläufen

³⁴ Die Kosten-Nutzen-Analyse im Auftrag des

Bundeswirtschaftsministeriums (Ernst & Young 2013) rechnet im empfohlenen „Roll-Out-Szenario plus“ bis 2022 mit Investitionen von 7,0 Milliarden Euro zuzüglich 6,7 Milliarden Euro an laufenden Betriebsausgaben. In dem Szenario wird angenommen, dass intelligente Zähler schon für Erzeugungsanlagen ab

250 Watt (das entspricht der Leistung eines PV-Moduls) eingesetzt werden. Die behauptete gesamtwirtschaftlich positive Bilanz ergibt sich wesentlich aus der Netzdienlichkeit von 11,9 Millionen Messsystemen. Siehe dazu auch 3.3 und Abbildung 8

- von Marktmechanismen und Marktplätzen
- von mehr oder weniger aufwendigen Systemen für die Kommunikation mit den Erbringern von Systemdienstleistungen – je nach deren Anzahl und Art der Einbindung
- von Datenaustausch und Koordination mit den anderen Netzen

Kleinere Verteilnetzbetreiber werden das nicht alleine leisten können. Kooperationen und spezialisierte Dienstleister werden eine zunehmende Rolle spielen (siehe auch 5.1).

Falls wettbewerbliche Aggregatoren dezentral erbrachte Systemdienstleistungen bündeln, müssten sie sich eng mit den Verteilnetzbetreibern abstimmen, um zusätzliche Netzengpässe zu vermeiden.

Die Entwicklung von Standards kann und muss zu kostengünstigen Lösungen für diese Aufgaben beitragen. Angesichts der Vielfalt von diskutierten Ansätzen und der Geschwindigkeit technologischer Entwicklungen ist es gleichzeitig sinnvoll, dass Verteilnetzbetreiber mit unterschiedlichen Konzepten und unterschiedlichem Instrumentenmix um die effizientesten Lösungen konkurrieren.

Koordination im Mehrebenensystem

Viele dieser Aufgaben berühren die in den letzten Abschnitten beschriebenen Herausforderungen im Management des eigenen Netzes und in der Interaktion von Netz und Vertrieb mit den Kunden. Herauszuheben ist hier, dass erst die Interaktion mit dem Übertragungsnetz beziehungsweise mit übergeordneten Netzen das Bild der neuen Herausforderungen vervollständigt. Es geht darum, gemeinsame Verantwortung für die Versorgungssicherheit in einem Mehrebenensystem zu organisieren, nachdem bisher die Verantwortung auf der Übertragungsebene konzentriert war. Dazu gehört dann auch die europäische Ebene, mit der sich die nationalen Übertragungsnetze zunehmend koordinieren müssen. Gleichzeitig mit der Regionalisierung der Stromversorgung haben wir es mit einer Europäisierung zu tun. Gemeinsame Normen und Standards werden zunehmend auf europäischer Ebene entwickelt. Von besonderer Bedeutung sind hier die Network Codes. Weil diese sich zunächst auf Übertragungsnetze beziehen, sind die Verteil-

netzbetreiber in dieser Debatte wenig präsent, obwohl die Folgen auch für die Verteilnetze weitreichend sind. Hier ist eine wesentlich stärkere Verknüpfung der nationalen und europäischen Diskussionen dringend notwendig.³⁵

Um sich in dieser komplexen Mehrebenenkoordination zurechtzufinden und um fruchtbare Vielfalt, die neue Lösungen hervorbringen kann, nicht durch schwerfälligen Zentralismus und eine Explosion von Kommunikationsanforderungen zu ersticken, ist es wichtig, das Prinzip der Subsidiarität nicht aus den Augen zu verlieren: Kompetenzen sollten nur dann an eine höhere Ebene abgegeben werden, wenn diese die Aufgabe besser lösen kann. Das gilt auch innerhalb des eigenen Netzes: Was – gegebenenfalls mit neuer Technik – im Kundensystem oder einem Teilnetz gut geregelt werden kann, sollte nicht von einer übergeordneten Ebene gesteuert werden.

Politischer Handlungsbedarf

Die soeben beschriebene Verlagerung zieht sich durch alle energiepolitischen Maßnahmen und muss Schritt für Schritt erfolgen. Koordinationsmechanismen und Kommunikationsstandards werden von den zuständigen Verbänden, den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur entwickelt. Spezifischer politischer Handlungsbedarf besteht bei der Verpflichtung und Ermächtigung der Verteilnetzbetreiber, selbstständig Systemdienstleistungen zu erbringen und zu koordinieren. Das hat Konsequenzen für das Marktdesign (Abschnitt 5.3), die Anreizregulierung (5.1), das Energieinformationssystem (5.4) und die Netzentgelte (5.2).

³⁵ siehe auch Ruggero Schleicher-Tappeser (2012): *The smart grids debate in Europe*. SEFEP working paper, Smart Energy for Europe Platform, Berlin http://www.sefep.eu/activities/publications-1/SEFEP-SmartGrids_EU.pdf

5 Handlungsfelder der Energiewende: Optionen klären, Interessen abwägen, entscheiden

Die im vorherigen Kapitel formulierten Herausforderungen sind nicht deckungsgleich mit den Instrumenten, die zu ihrer Lösung erforderlich sind. Mehrere Lösungsansätze überlappen sich. An verschiedenen Punkten tauchen Fragen des Marktdesigns, der Netzentgelte, nach einem Energieinformationssystem auf, die jeweils nur im Gesamtzusammenhang dieser Instrumente zu diskutieren sind. Deshalb fließen mehrere Argumentationslinien in diesem Kapitel in verschiedenen „Baustellen“ zusammen, die die Diskussion um die Energiewende prägen.

Die Transformation des Stromsystems ist ein Lernprozess: Klare Alternativen fördern neue Geschäftsmodelle und Interessenausgleich.

Die Komplexität der Zusammenhänge und die Reichweite der Auswirkungen von Änderungen am bisherigen System bringen es mit sich, dass es zu vielen dieser Fragen kontroverse, mitunter interessenbedingte, Standpunkte gibt. Oder vielmehr: Häufig sind es Ahnungen und noch keine Positionen, denn die Diskussion befindet sich vielfach in einem frühen Stadium und die Alternativen sind noch nicht geklärt.

In diesem Kapitel können daher vielfach noch keine Vorschläge für konkrete Maßnahmen formuliert werden, sondern eher Fragen und Vorschläge für die Herausarbeitung konkreter Alternativen. Übersetzt in politische Handlungsvorschläge heißt dies, dass die Politik Prüfungsaufträge vergeben und Klärungsprozesse vorantreiben muss, damit rechtzeitig Entscheidungen über die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen gefällt werden können.

5.1 Anreizregulierung – Innovationen erleichtern

Grundvoraussetzung für den Umbau der Verteilnetze für die Energiewende ist ihre Finanzierung und deren Steuerung.

Im Abschnitt 3.4 wurden bereits Grundsätze für die Überprüfung der Anreiz- und Finanzierungsmechanismen formuliert.

Konkrete Herausforderungen für die Verteilnetze, für die innovative Lösungen gefunden und umgesetzt werden müssen, wurden in den vorangehenden Kapiteln dargestellt. Besonders in Abschnitt 4.3 wurde deutlich, dass auf die Verteilnetzbetreiber ganz neue Aufgaben zukommen, die nicht nur Investitionen in Anlagen erfordern, sondern auch erhebliche Betriebskosten. Diese neuen Anforderungen müssen in den Aufgabenkatalog der Verteilnetze eingehen, der der Anerkennung der Kosten durch den Regulierer zugrunde liegt.

Die Mehrheit der Dialogteilnehmer ist der Ansicht, dass die Anreizregulierung zur Entwicklung langfristig effizienter Betriebsstrukturen beitragen könnte, indem insbesondere räumlich zusammenhängende Kooperationen angeregt und angereizt werden (siehe auch 4.3).

5.2 Netzentgelte – an der Leistung orientieren

Neuregelung von entscheidender Bedeutung

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs sind der Ansicht, dass die Neuregelung der Netzentgelte sehr wichtig ist und schnell angegangen werden sollte.

Die heutige Netzentgeltregelung hat im alten Versorgungssystem mit zentralen Großkraftwerken und passiven Kleinverbrauchern gute Dienste geleistet. Im kommenden System mit fluktuierender dezentraler Erzeugung und zunehmend aktiven Verbrauchern sollte sie konsequent weiterentwickelt werden. Die heutige Regelung führt zu Fehlsteuerungen, weil die Kostenstrukturen nicht korrekt abgebildet werden, insbesondere wenn die Netzentgelte bei Kleinverbrauchern mit Standardlastprofil vorwiegend auf die Kilowattstunde umgelegt werden. Die Netzkosten sind eine

Funktion der Jahreshöchstlast, was beim leistungsgemessenen Bezug aus dem Netz ja auch berücksichtigt wird und zur Vermeidung von Lastspitzen führt.³⁶

Veränderung der Wege des Stroms macht Überprüfung nötig

Zudem hat die dezentrale Einspeisung eine zunehmende Veränderung der Wege des Stroms von der Erzeugung zum Verbrauch zur Folge. Das sollte zu einer umfassenden Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten auf die Spannungsebenen und der ergänzenden Vorschriften zu vermiedener Netznutzung Anlass geben. Die Diskussion um die Regelung zur Erstattung vermiedener Netzentgelte³⁷ stellt dazu erst einen Anfang dar.³⁸

Dem Vorschlag, mit variablen Netzentgelten Knappheiten bei den Netzkapazitäten abzubilden, stehen die Teilnehmer eher skeptisch gegenüber. Eine Berechnung nach vorgegebenen Regeln wie bisher wird einer denkbaren Ermittlung mithilfe eines Marktmechanismus eindeutig vorgezogen.³⁹

Leistungsbezogene Nutzungsentgelte auch für Kleinverbraucher?

Wie im Abschnitt 4.2 angesprochen, scheint es erwägenswert, das bei den leistungsgemessenen Verbrauchern bewährte Grundprinzip des leistungsbezogenen Nutzungsentgelts konsequent auch auf Kleinkunden aus-

36 Wie bei allen Anreizen, die das jetzige Verhalten beeinflussen, bleiben gegebenenfalls Überkapazitäten, die aufgrund von früherem Verhalten gebaut wurden, unberücksichtigt. Dieser, von der spezifischen lokalen Situation abhängige Effekt ist schwer zu vermeiden.

37 § 18 StromNEV in Verbindung mit § 24 EnWG, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG

38 <http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-elekt-rizitaet/vermiedene-netznutzungsentgelte/bnetza-gefaehrdet-die-dezentrale-erzeugung-vku-legt-minister-roesler-vor-schlaege-fuer-die-vermiedenen-netznutzungsentgelte-vor.html>

39 Ausschlaggebend für die Skepsis ist – neben dem vermutlich schlechten Aufwand-Nutzen-Verhältnis – die Konkurrenz zu flexiblen Preismodellen der Stromvertriebe. Hier ist beispielsweise die Korrelation zwischen lokalen Engpässen im Verteilnetz und der EEX ungeklärt.

zudehnen.⁴⁰ Wo die Leistung nicht gemessen wird, kann die Leistungsbegrenzung durch entsprechende Sicherungen erfolgen. Den Kleinverbrauchern bleibt es überlassen, ihr Verhalten an die von ihnen selber gewählte maximale Leistung anzupassen – Beispiele aus anderen Ländern zeigen, dass das gut funktioniert.⁴¹ Zu weitergehenden Änderungen der Netzentgeltregelung wie die Neuregelung oder Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte oder die Erhebung von Netzentgelten für Einspeiser bestehen unterschiedliche Einschätzungen der Akteure.

Regionale Ungleichgewichte

Heute führt der Wälzungsmechanismus bei der Netzentgeltberechnung teilweise zu beträchtlichen regionalen Ungleichgewichten, weil die Mehraufwendungen für den Netzbau für die Energiewende regional unterschiedlich sind. Es sollte geprüft werden, ob ein Ausgleichsmechanismus sinnvoll ist, um unerwünschte regionalwirtschaftliche Steuerungseffekte zu vermeiden.

5.3 Marktdesign – Anforderungen an das institutionelle Systemdesign

Die Teilnehmer des Stakeholder-Diologs sind der Ansicht, dass ein umfassendes Konzept für ein neues Marktdesign dringend notwendig ist und dass entsprechende Regelungen in einer ersten Etappe noch in dieser Legislaturperiode verabschiedet werden müssten. Im Rahmen des Stakeholder-Diologs konnten jedoch nur einige Anforderungen an ein neues Marktdesign aus Netzsicht diskutiert werden.

40 Einige Teilnehmer plädieren dafür, bei vorwiegender Leistungsbezogenheit der Umlage eine kleine Arbeitskomponente beizubehalten.

41 Zum Beispiel in Italien ist ein üblicher Haushaltsanschluss seit jeher auf drei Kilowatt begrenzt. Das flächendeckende *Roll-out* von *Smart Meters* konnte durch den damit möglichen Wegfall der mit der alten Technik notwendigen Toleranzen finanziert werden. Da die Kunden gewohnt sind, auf ihren Verbrauch zu achten, haben zeitabhängige Tarife eine relativ gute Steuerungswirkung. Siehe: Schleicher-Tappeser, Ruggero (2012): *How renewables will change electricity markets in the next five years*. Energy Policy, Volume 48, September 2012, Pages 64 - 75

Komplexe Marktstrukturen vereinfachen

Die Märkte, Prozessanforderungen und Rollenverteilungen im liberalisierten Elektrizitätssystem sind bereits sehr komplex. Die zusätzliche Berücksichtigung dezentraler fluktuierender Einspeisung in die Verteilnetze, aktiv optimierender Kunden und wichtiger werdender europäischer Zusammenhänge in einem Mehrebenensystem führt zu zunehmender Komplexität, die mit der gegenwärtigen Systemarchitektur schwer zu bewältigen ist. Deshalb scheint es unerlässlich, systematisch nach neuen Möglichkeiten zur Bewältigung der Systemkomplexität zu suchen. Technische, organisatorische und institutionelle Aspekte sind hier eng verflochten. Neue flexible Technologien eröffnen teilweise neue Möglichkeiten der Komplexitätsreduktion durch dezentrale Steuerung.

Mit der Ersetzung integrierter Monopolunternehmen durch liberalisierte Strommärkte wurden Marktmechanismen und Märkte geschaffen, die auf die damals dominierende zentrale Stromerzeugung und auf die damaligen Charakteristiken der Stromerzeugungstechnologien und Steue-

rungstechniken ausgerichtet waren. Dabei wurden teilweise Planungstechniken aus der Monopolzeit übernommen. Die IKT der 1990er-Jahre erlaubte es aber bereits, eine Vielzahl neuer Marktrollen zu schaffen und deren rechtzeitige Koordination und gegenseitige Abrechnung in einem nationalen Markt zu gewährleisten. Eingespielten technischen Koordinationsmechanismen wurden komplexe kommerzielle Strukturen an die Seite gestellt und mit diesen verknüpft:

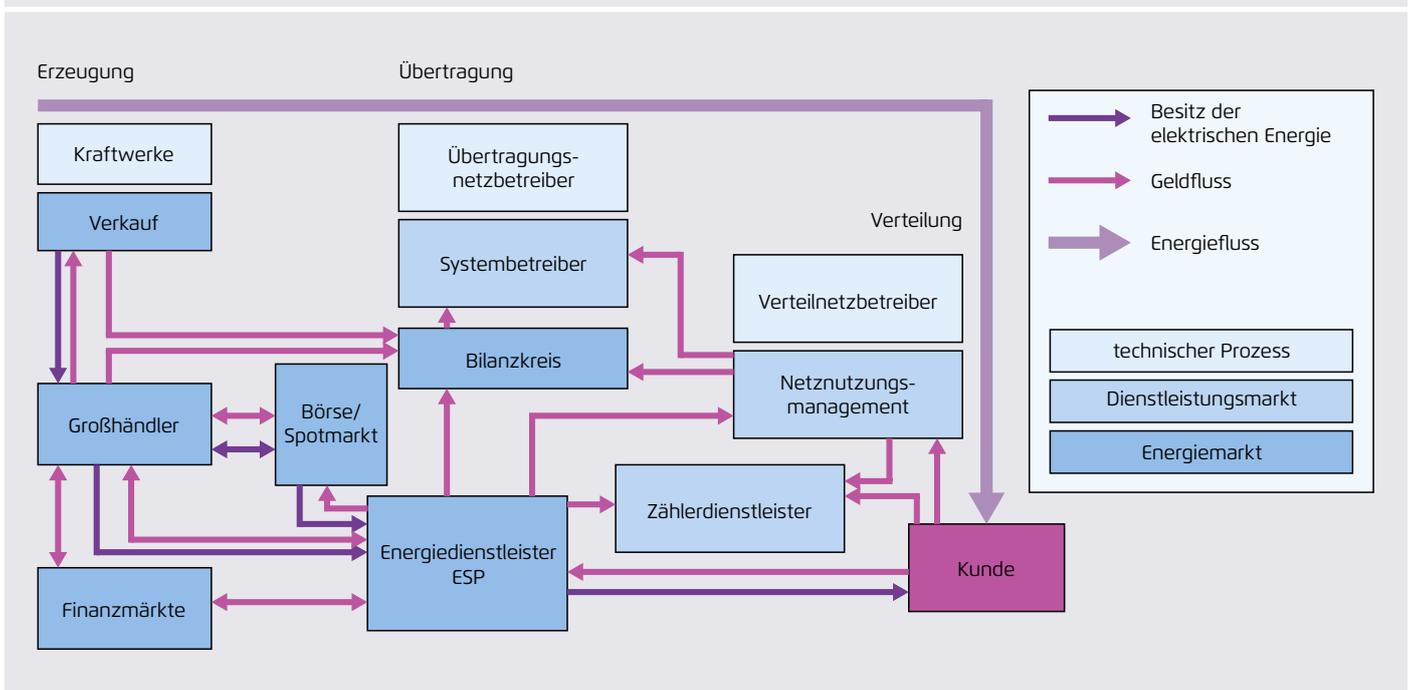
Viele Charakteristiken der herkömmlichen Technologien, auf die die damals eingeführten Märkte und Planungsmethoden zugeschnitten wurden, treffen mit dem Übergang zu fluktuierenden Erneuerbaren immer weniger zu:

- *Erzeugung*: Anlagengröße, Anlagenzahl, Steuerbarkeit, Prognostizierbarkeit, fixe/variable Kosten, Gradienten, Einspeisepunkte, Lebensdauer, Innovationszyklen, Kostendegression
- *Netztechnik*: Messtechnik, Leistungselektronik, Kommunikation, Blindleistungsbereitstellung, Speicher⁴²

42 Blindleistungsbereitstellung und Speicher gehören nicht im

Rollen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten

Abbildung 12



Eigene Darstellung nach Jochen Kreusel (2009): Funktionsweise liberalisierter Energiemärkte. In: Valentin Crastan: Elektrische Energieversorgung 2, 2009

→ *Verbrauch*: Kosten und Möglichkeiten elektronischer Gerätesteuerung, Messtechnik, Energiemanagement, Energieeffizienz, Wärmepumpen, Wärmespeicher, Elektromobilität, Leistungselektronik, Gleichstromgeräte, Batterien, Lebensdauer, Innovationszyklus, Gerätepreise

Damit eröffnen sich ganz neue Optionen. Eine Gesamtkonzeption für eine Transformation der Rahmenbedingungen müsste sie systematisch ausloten und nutzen.

Systemdienstleistungen

Im Zusammenhang mit fast allen Herausforderungen (Abschnitte 3.3, 4.1, 4.2, 4.3) tauchte die Notwendigkeit auf, die Beschaffung, den Einsatz und die Strukturierung von Systemdienstleistungen zu überdenken. Die sich aus zunehmend dezentraler fluktuierender Einspeisung ergebenden Herausforderungen und das Bestreben, die Kapazität existierender Leitungen besser auszulasten, erfordern einen vermehrten und räumlich differenzierteren Einsatz von Systemdienstleistungen.

Die zunehmend dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch eine Vielzahl von Anlagen im Verteilnetz und der zunehmende Einsatz von Systemdienstleistungen für räumlich begrenzte Probleme wie Spannungshaltung und lokalen Ausgleich lassen es sinnvoll erscheinen, die Beschaffung von Systemdienstleistung zunehmend über regionale Märkte durch die Verteilnetzbetreiber zu organisieren (siehe Abschnitt 4.3) oder Systemdienstleistungen unmittelbar vor Ort ohne die Vermittlung von Märkten zu beschaffen. Das hätte dann auch Folgen für die nationalen beziehungsweise übertragungsnetzbezogenen Systemdienstleistungs-Märkte und die Rolle der Aggregatoren.

Moderne Technik erlaubt es, bei manchen Systemdienstleistungen noch einen Schritt weiter zu gehen und sie mit geringem Aufwand automatisch und regelbasiert vor Ort zu erbringen. Im besten Fall können einfache Vorschriften auf-

wendige Koordination, Ausschreibungen und Marktplattformen ersetzen.

Auch die Abgrenzung und Strukturierung verschiedener Arten von Systemdienstleistungen, die ja für die herkömmliche Technik konzipiert wurden, sollte vor dem Hintergrund neuer technischer Entwicklungen überprüft werden. So zum Beispiel die verschiedenen Zeithorizonte der unterschiedlichen Arten von Regelenergie oder die Abgrenzung zwischen Regelenergiemärkten und Energiemärkten.

Strommarkt

Für einen umfangreicheren dezentralen Ausgleich reichen herkömmliche Systemdienstleistungen nicht aus (Abschnitt 4.1). Daher stellt sich die Frage, wie lokale Anforderungen mit nationalen und europäischen Strommärkten in Einklang gebracht werden können. Dafür sind unter anderem die Planung mit Bilanzkreisen und Fahrplänen sowie die Steuerungswirkung von Netzentgelten von Belang. Regionale Strommärkte, wie sie in Pilotprojekten erprobt werden, wurden im Stakeholder-Dialog bisher nicht eingehend diskutiert.

Eine Vereinfachung könnten auch hier neue Technologien bringen. Nach Ansicht von Steuerungsfachleuten aus der Teilnehmerrunde kann neue Technik, die schnelle Anpassung ermöglicht, das heutige Planungssystem mit Standardprofilen und Fahrplänen zu einem beträchtlichen Teil ersetzen.

Auch die Debatten über eine Reform des EEG und über Kapazitätsmärkte wurden im Stakeholder-Dialog bisher nicht aufgegriffen. Sie könnten für die Verteilnetze insofern relevant sein, als Reservekapazitäten, erneuerbare Erzeugungskapazitäten und Netzkapazitäten im Grunde die gleiche leistungsabhängige Kostenstruktur aufweisen. Wesentlich leistungsabhängigere Vergütungsmodelle für den Strombezug könnten das Management von Netzkapazitäten wesentlich erleichtern.

klassischen Sinne zur Netztechnik. Vor dem Hintergrund neuer technischer Möglichkeiten sollte jedoch die Abgrenzung der Aufgaben von Netzbetreibern überprüft werden.

Marktrolle: Zusammentreffen an der Schnittstelle zum Kunden

Eine Neugestaltung des Marktdesigns hätte auch Folgen für die Rollen der verschiedenen Akteure. Neu zu regeln ist die Rollenverteilung an der Schnittstelle zwischen Verteilnetzbetreiber und übergeordnetem Netz (siehe 4.3). Sie ist jedoch grundsätzlich unproblematisch, da beide Akteure zum regulierten Bereich gehören.

Heiklere Fragen stellen sich bei der Rollenverteilung an den Schnittstelle zum Kunden. Hier müssen das regulierte Netz und der Markt zusammenwirken. Welche Aufgaben haben Verteilnetzbetreiber und Energiedienstleister im Kontakt zum Kunden? Welche Rahmenbedingungen darf der Verteilnetzbetreiber den Energiedienstleistern setzen (gelbe Ampelphase)? Soll die Rolle des Messstellenbetreibers vom Verteilnetzbetreiber übernommen werden oder die Möglichkeit aufrechterhalten bleiben, dass sie von unabhängigen Dritten übernommen wird (unter den Teilnehmern des Stakeholder-Dialogs stark umstritten)? Muss der Datenaustausch mit den Kunden über eine einzige Schnittstelle laufen? Wer ist für welche Informationsflüsse zuständig?

Kombinierte Steuerungswirkung verschiedener Preiskomponenten

Je komplexer und ausdifferenzierter die verschiedenen Märkte des Elektrizitätssystems werden, desto schwieriger kann es sein, ihre Gesamtwirkung zu beurteilen. Wenn ein Kunde, ob Verbraucher, Einspeiser oder beides, über Dienstleister an Strom- und Systemdienstleistungsmärkten auf verschiedenen Ebenen teilnehmen kann, dann können verschiedene Preiskomponenten auf seiner Gesamtrechnung widersprüchliche Signale geben. Insbesondere für die Verteilnetzbetreiber ist es wichtig, dass dabei kein Gesamteffekt entsteht, der zu unerwünschten Belastungen des Netzes führt.

Politischer Handlungsbedarf

Die bisherigen Diskussionen erlauben lediglich die Formulierung von Prüfaufträgen:

- Überprüfung der Abgrenzung verschiedener Arten von Systemdienstleistungen vor dem Hintergrund neuerer technologischer Entwicklungen

- Entwicklung verschiedener Optionen für die Beschaffung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene
- Überprüfung des Planungssystems im Strommarkt mit Fahrplänen und Bilanzkreisen vor dem Hintergrund neuerer technologischer Entwicklungen
- Prüfung der Möglichkeiten zur Bewältigung der Komplexität von Marktkommunikationsprozessen

5.4 Energieinformationssystem – wie viel Kommunikation ist nötig?

Die Notwendigkeit einer Kommunikationsstruktur für das Management von intelligenteren Verteilnetzen und für die Interaktion mit aktiven, teilweise selber stromerzeugenden und einspeisenden Kunden taucht bei allen diskutierten Herausforderungen auf. Umstritten ist der Umfang der notwendigen Kommunikation. Angesichts der unterschiedlichen, noch im Fluss befindlichen Modelle in der Diskussion gibt es teilweise noch keine klaren Positionen.

Einig sind sich die Teilnehmer, dass es wichtig ist, ein möglichst flexibles System zu definieren, das in Umfang und Kosten skaliert werden kann. Je nach regionaler Netzstruktur, gewähltem Steuerungsansatz, technologischer Entwicklung und zukünftigem Marktdesign können sich sehr unterschiedliche Anforderungen ergeben. Viele halten es für wichtig, möglichst bald ein funktionierendes, wenn auch nicht optimales System zur Verfügung zu haben.

Um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Inkompatibilitäten zu vermeiden, ist es wichtig, rechtzeitig eine standardisierte Systemarchitektur zu entwickeln. Dabei ist auch die Berücksichtigung internationaler Standards von Bedeutung (siehe 4.2 und 4.3). Angesichts der Vielzahl von Bereichen, in denen die Umstellungen erfolgen müssen, und der Komplexität der dabei zu berücksichtigenden Anforderungen scheint es empfehlenswert, eine zentrale Instanz zu schaffen, die die Einführungsprozesse so koordiniert und taktet, dass Doppelarbeit, Zeitverluste und Fehlinvestitionen weitgehend vermieden werden können.

Recht deutlich sprechen sich fast alle Teilnehmer für eine Systemarchitektur aus, in der verschiedene Akteure mit

unterschiedlichen Angeboten aktiv werden können und die keine zentrale Datenhaltung vorsieht. Die Bereitschaft der Nutzer, detaillierte Verbrauchsdaten in einen Datenpool zu übermitteln, wird insbesondere bei privaten Nutzern als relativ gering eingeschätzt. Die gegenwärtige Diskussion um Datensicherheit und Überwachung wird die Entwicklung von Energieinformationssystemen deutlich beeinflussen.

Diese Anforderungen passen zu gegenwärtigen Bemühungen um die Definition eines einheitlichen, gesicherten Datenformats, das es in Verbindung mit einem Identifikationssystem erlaubt, den Datenzugang ohne zentrale Datenhaltung differenziert festzulegen.

6 Leitbilder und Grundsätze

Allgemeine Anforderungen an die Bundespolitik im Bereich Verteilnetze wurden bereits in Kapitel 1 formuliert.

Die Umstellung auf vorwiegend dezentrale Erzeugung bringt einen Wandel der Systemlogik mit sich. „Verbrauchsnahe Erzeugung“, „lokale Ansätze“ und „dezentrale Strukturen“ sollten daher nach Ansicht der überwiegenden Mehrheit der Dialogteilnehmer wesentliche Elemente eines Leitbilds für die Umsetzung der Energiewende sein. Das Ausmaß, in dem diese zur Geltung kommen, muss jedoch vor dem Hintergrund der gesamtgesellschaftlichen Kosteneffizienz abgewogen werden. Das Stromversorgungssystem sollte als Mehrebenensystem verstanden werden, in dem die Mechanismen und Kompetenzen im Laufe der Transformation neu austariert werden müssen.

Die Diskussion der verschiedenen Herausforderungen und Lösungsansätze hat gezeigt, dass die Integration zunehmender, dezentraler, fluktuierender Stromerzeugung in das Elektrizitätssystem eine aktivere Rolle der Verteilnetze, eine aktivere Rolle der Kunden und eine neue Verteilung der Systemverantwortung auf mehrere Ebenen erfordert. Dadurch nimmt der Kommunikations- und Abstimmungsbedarf zu. Um den Strom- und Datenaustausch und die administrativen Prozesse in diesem Mehrebenensystem mit vielen Millionen von regelbaren Anlagen nicht unüberschaubar ausufern zu lassen, sind rechtzeitig selbstständige Regelungsprozesse auf den unteren Systemebenen einzuführen. Entsprechend dem Prinzip der Subsidiarität sollten einzelne Anlagen, Kundensysteme, Verteilnetze etc. ihre Aufgaben im Rahmen gemeinsamer Regeln möglichst selbstständig lösen. Manche sprechen hierbei von einem Übergang des Elektrizitätssystems zu einem zellulären Aufbau.

Diese allgemein formulierte Tendenz in konkretere Leitbilder umzusetzen ist eine der wichtigsten Aufgaben der Mitwirkenden an der Energiewende in den nächsten Jahren.

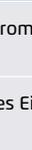
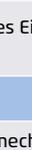
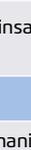
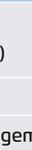
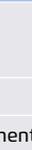
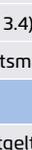
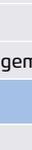
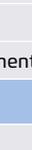
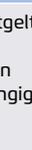
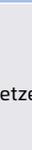
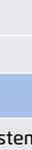
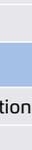
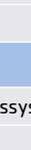
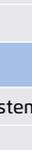
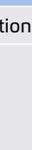
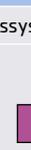
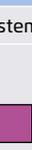
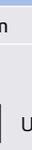
Die Verteilnetze werden im zukünftigen Leitbild des Elektrizitätssystems eine zentrale Rolle spielen. Hier wird der überwiegende Teil des Stroms eingespeist werden, und hier liegt der Schlüssel zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, denn bei den Verbrauchern und im Querverbund mit der Wärmeversorgung und der Mobilität liegen die größten Flexibilitätsreserven. Dabei werden sich unterschiedliche Netze und Netzebenen im Bereich der heutigen „Verteilnetze“ ausdifferenzieren.

Der Stakeholder-Dialog Verteilnetze wird an diesem Prozess weiter mitwirken und versuchen, vertiefende Diskussionen über Lösungen auf den einzelnen „Baustellen“ mit der Entwicklung einer konkreteren Gesamtvision zu verbinden.

7 Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

Prioritäten für die 18. Legislaturperiode

Abbildung 13

	wichtig	2014	2015	2016	2017
Technische Entwicklung					
verstärkte Förderung der Entwicklung von Stromspeichern und ihres Einsatzes für Netzzwecke	*				
verstärkte Förderung der Entwicklung und des Einsatzes von Energiemanagementsystemen	*				
Finanzierung des Netzausbaus					
Überprüfung des Anreiz- und Finanzierungsmechanismus	***				
Intelligentes Netzkapazitätsmanagement					
Prüfung von Alternativen für die Vermeidung von Einspeisespitzen (siehe 3.4, 4.2, 5.2)	***				
Vorschrift für programmierbare Regler (siehe 3.4)	**				
Benchmarking zum effizienten Netzkapazitätsmanagement	**				
Netzentgelte					
Überprüfung und Neugestaltung der Netzentgelte: <ul style="list-style-type: none"> Überprüfung der Zuweisung der Netzkosten Umstellung auf vorwiegend leistungsabhängige Netzentgelte für alle Verbraucher Prüfung weiterer Gestaltungsoptionen 	***				
Marktdesign					
verschiedene Prüfaufträge (siehe 5.3)	**				
Pilotprojekte	**				
Entwicklung eines neuen Marktdesigns	***				
					
Energieinformationssystem					
Rahmenbedingungen für ein Energieinformationssystem	***				

 Prüfung Alternativen

 Umsetzung in Rechtsakte

 Einführung in die Praxis

Eigene Darstellung: Schleicher-Tappeser, Agora Energiewende

8 Weiterarbeit des Stakeholder-Dialogs nach diesem Bericht

Die Teilnehmer haben deutliches Interesse bekundet, den Stakeholder-Dialog nach Fertigstellung dieses Berichts weiterzuführen. Die Breite der in diesem Dialog vertretenen Interessen wird als ungewöhnlich, anregend und produktiv, aber auch als arbeitsaufwendig eingeschätzt. Eine Fortführung sollte sich an den in Kapitel 5 beschriebenen Handlungsbereichen orientieren. Dabei sollte eine Dopplung mit Diskussionen in anderen Gremien möglichst vermieden werden.

Anhang 1: Der Verlauf des Stakeholder-Dialogs

→ PHASE 1:		STRUKTURIERUNG
April/Mai 2013	Beschreibung des Vorhabens, Gewinnung der Teilnehmer	
Mai 2013	schriftliche Antworten der Teilnehmer auf drei Fragen (wichtigste Herausforderungen, noch wenig wahrgenommene Entwicklungen, wichtigste politische Maßnahmen)	
Anfang Juni 2013	Synopsis der Antworten der Teilnehmer	
	Vorbereitungspapier für den ersten Workshop	
10. Juni 2013	Erster Workshop: Strukturierung des Themas	
→ PHASE 2:		THEMENKOMPLEXE
Juli 2013	detailliertere Auswertung der Antworten auf die drei Fragen	
	Einzelgespräche, Experteninterviews	
	Dokument „Themenstruktur und Fragen“ mit umfangreichem Fragebogen	
	Beantwortung des Fragebogens durch die Teilnehmer	
	Auswertung Fragebogen (siehe Anhang 3)	
31. Juli 2013	Zweiter Workshop: Diskussion wichtiger Themenkomplexe	
→ PHASE 3:		BERICHT
August/September	Berichtsentwurf I, schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer	
	Berichtsentwurf II	
17. September 2013	Dritter Workshop: Diskussion von Berichtsentwurf II	
September/Oktober	Kernbotschaften und Zusammenfassung, Entwurf I;	
	schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer	
	Kernbotschaften und Zusammenfassung, Entwurf II, Neufassung Kapitel 4.2;	
	schriftliche Kommentierung durch die Teilnehmer	
31. Oktober 2013	Vorläufige Schlussfassung des Berichts	
Anfang November	Abnahme durch die Teilnehmer	

Nachdem in der ersten Projektphase recht kontrovers über die Strukturierung der Fragen sowie einzelne Themen und Positionen diskutiert wurde, gelang es in der zweiten Phase, sich auf eine Strukturierung zu einigen und mit einem umfangreichen Fragebogen Gemeinsamkeiten und unterschiedliche Positionen zu identifizieren. Das erlaubte

in der dritten Phase die Einigung auf einen Bericht, der das Thema klar strukturiert, gemeinsame Einschätzungen herausstreicht, aber auch unterschiedliche Positionen deutlich werden lässt. Dieses Ergebnis war nur durch beträchtliches Engagement und beachtlichen Zeitaufwand aller Beteiligten möglich.

Anhang 2: Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs

Die Teilnehmer des Stakeholder-Dialogs haben als kompetente Einzelpersonen und nicht als Vertreter von Organisationen an diesem Diskussionsprozess teilgenommen. Es galt die Chatham House Rule: Jeder Teilnehmer darf die erhaltenen Informationen frei nutzen, jedoch die Identität oder Herkunft der Sprecher nicht preisgeben. Alle Teilnehmer haben sich mit dem Bericht ausdrücklich einverstanden erklärt.

Obwohl die Teilnehmer als Einzelpersonen am Dialogprozess teilnahmen, haben sie doch in gewissem Maße den Hintergrund ihrer professionellen Zugehörigkeit zu Organisationen oder Unternehmen reflektiert. Um diesen Hintergrund offenzulegen, ist in der folgenden Liste die Zugehörigkeit der Teilnehmer zu Organisationen und Firmen angegeben, ohne dass dadurch in irgendeiner Weise eine Zustimmung dieser Organisationen zu vorliegendem Bericht impliziert wird.

Dierk Bauknecht
 Bernhard Beck
 Thorsten Beckers / Nils Bieschke
 Christoph Dany
 Bernd Engel
 Michael Fiedeldey
 Jochen Hauff
 Christian Held
 Bernd Kördel
 Christoph Mayer
 Albert Moser
 Christoph Roenick
 Kurt Rohrig
 Oliver U. Stahl
 Rainer Stock
 Margarete von Oppen
 Thomas Weisshaupt
 Enno Wieben
 Christof Wittwer
 Gunnar Wrede

Freiburg	Öko-Institut e. V.
Kolitzheim	Belectric AG
Berlin	TU Berlin
Berlin	Stadtwerke München
Braunschweig	TU Braunschweig / SMA AG
Kempten	Allgäuer Überlandwerke
Berlin	AT Kearney GmbH
Berlin	Geode
Guxhagen	Epo Consult
Oldenburg	OFFIS e.V.
Aachen	RWTH Aachen
Aachen	Kisters AG
Kassel	Fraunhofer IWES
München	Entelios AG
Berlin	VKU e. V.
Berlin	Rechtsanwälte Geiser & von Oppen
München	Gemalto AG
Westerstede	EWE Netz GmbH
Freiburg	Fraunhofer ISE
Berlin	Yunicos AG

Gäste

Barbie Kornelia Haller / Maik Wiesweg

Bonn

Bundesnetzagentur

Anhang 3: Antworten auf den Fragebogen, Juni 2013

Im Juni erhielten die Teilnehmer ein umfangreiches Dokument „Themenstruktur und Fragen“. Seine Struktur entsprach bereits weitgehend der des vorliegenden Schlussberichts. An den einführenden Text jedes Kapitels schloss sich eine größere Zahl von Fragen an. Ziel war es, nach den teilweise recht kontroversen ersten Diskussionen in der Gruppe, systematisch Bereiche zu identifizieren, in denen eher Konsens herrscht, und solche, in denen Dissens beziehungsweise Diskussionsbedarf überwiegt. Die meisten der rund 200 Fragen konnten durch Ankreuzen beantwortet und damit automatisiert ausgewertet werden.

Der Fragebogen und die quantitative Auswertung des Fragebogens ist auf der Website von Agora Energiewende einsehbar: <http://www.agora-energiwende.de/themen/netze-und-speicher/>.

Die Interpretation der quantitativen Auswertung sowie die Auswertung der Textantworten wurden für den zweiten Workshop zusammengefasst und sind in den Bericht eingeflossen. Angesichts der Vielzahl von detaillierten Antworten scheint es jedoch interessant, die Einzelergebnisse in diesem Anhang zu dokumentieren. Auffällig ist insgesamt das breite Meinungsspektrum zu den meisten Fragen. Der Bericht enthält dementsprechend an vielen Stellen den Hinweis auf unterschiedliche Einschätzungen.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.

Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve:

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Publikationen von Agora Energiewende

[Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

[Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz \(EEG\)](#)

Studie des Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende

[Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?](#)

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie Entwicklung der Windenergie in Deutschland am 5. Juli 2013

[Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

[A radically simplified EEG 2.0 in 2014](#)

Concept for a two-step process 2014-2017

[Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

[Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany](#)

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

