

Diskussionspapier

Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign

Berlin, 24. März 2011

Eine Auseinandersetzung mit den von Smart Grids aufgeworfenen Fragen ist dringlich geworden. Energiekonzept und EU-Energieinfrastrukturpaket haben Erwartungen geweckt. Dieses Papier will einen Beitrag zur Fokussierung des Themas auf die politisch entscheidungsbedürftigen Fragen leisten.

Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign

Inhalt

1. Einleitung	3
2. Übersicht der Marktrollen im intelligenten Netz	10
3. Interaktion der Rollen.....	11
4. Auf dem Weg zum Smart Grid: Hürden und Anforderungen	15
4.1 Verbraucher - nnutzen	15
4.2 Erwartungen aus vertrieblicher Sicht.....	16
4.3 Erwartungen aus Netzsicht	18
4.3.1 Notwendige Anpassung der Netze	18
4.3.2 Schaffung von Investitionsanreizen	19
4.3.3 Sicherheit und Verfügbarkeit des Smart Grids gewährleisten	20
4.3.4 Standardisierung von Schnittstellen im intelligenten Netz.....	21
4.4 Umgang mit erneuerbaren Energien	21
4.4.1 Weiterentwicklung des Einspeisemanagements.....	21
4.4.2 Entwicklung von Speichertechnologien	22
4.5 Datenschutz.....	23
5. ERGEBNIS – Schlussfolgerungen für ein künftiges Markt- und Regulierungsdesign	24
Anlage A: Übersicht der Marktrollen im intelligenten Netz	26
Anlage B: Interaktion der Rollen	33
1. Interaktion der Marktrollen Gas	33
2. Interaktion der Marktrollen Strom	34
3. Interaktion neuer Marktrollen	37
4. Rolle der Informationstechnologie.....	40

1. Einleitung

Energieeffizienz und der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind wichtige Säulen des Klimaschutzes und so auch des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Daraus ergeben sich neue Anforderungen, aber auch Herausforderungen für die Energieversorgung. Beispiele hierfür sind:

- die physische Integration schnell wachsender volatiler Strommengen aus Wind und Sonne - zum Teil dezentral erzeugt - in die Netze unter Bewahrung der Netzstabilität,
- mehr Transparenz bezüglich des Stromverbrauchs in Haushalten, Gewerbe, öffentlichen Gebäuden und Industrie und damit einhergehend die Erhöhung der Energieeffizienz,
- die Anpassung des Marktes an ein verändertes Stromangebot,
- die Nutzung der größeren Preisvolatilität durch neue Vertriebsprodukte,
- die Integration neuer Stromverbrauchergruppen wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge in Markt und Infrastruktur.

Es spricht viel dafür, dass diesen An- und Herausforderungen besser Rechnung getragen werden kann, wenn den Marktakteuren ein deutlich größeres Daten- und Informationsangebot zur Verfügung steht einschließlich des Austauschs zwischen den Marktakteuren. Diese stärkere Vernetzung wird heute als „Smart Grid“ oder „Intelligentes Netz“ bezeichnet, wobei sich die Definitionen des Begriffs i. d. R. auf die Funktionen, das heißt auf den Zweck und die gewünschten Leistungen von Smart Grids beziehen.

Der Begriff Smart Grid wird mit einem breiten Spektrum an Maßnahmen in Verbindung gebracht, die in Abhängigkeit von den konkreten lokalen Anforderungen der Modernisierung der Energieversorgung dienen sollen. Eine zentrale Erwartung an „smarte“ Technologien ist, dass immer größere Mengen an volatilem Strom aus erneuerbaren und dezentralen Energiequellen effektiv, aber weiterhin möglichst effizient über das Netz aufgenommen und in die Energieversorgung integriert werden können.

Im Zusammenhang mit diesem Papier wird unter einem intelligenten Netz ein Energienetzwerk verstanden, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Nutzer und Erzeuger, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.

Die mit intelligenten Netzen verbundenen Erwartungen und Möglichkeiten beziehen sich auf alle Wertschöpfungsstufen über die Entflechtungsgrenzen hinweg. Nur ein Teil davon betrifft unmittelbar das Netz. Dabei sind die Interessen der verschiedenen Marktakteure wie Verbraucher, Netzbetreiber, Stromlieferanten, IT-Dienstleister und Stromproduzenten an einer Vernetzung, beziehungsweise einem „Smart Grid“, unterschiedlich und gegebenenfalls auch widersprüchlich.

Bislang wurde das Thema regelmäßig aus einer bestimmten Perspektive, nämlich wahlweise der Netzbetreiber, der Vertriebe, der Verbraucher oder der Anbieter von Messgeräten be-

schrieben, um nur einige zu nennen. Mit dem vorliegenden Papier wird der Versuch unternommen, zu einem Rollenverständnis zu gelangen, das allen Branchen / Akteuren (inkl. „Neuen Playern“) gerecht wird und die relevanten Zusammenhänge für die politischen Entscheidungsträger aufzeigt.

Ziel des vorgelegten Diskussionspapiers ist die systematische Aufarbeitung der relevanten Fragestellungen, unter anderem durch die Definition der Marktrollen und der Schnittstellen. Zielvorstellung ist, dass sich unter der Prämisse der Stabilität des Netzbetriebs möglichst viele der Interessen der Marktteilnehmer verwirklichen lassen. Das Ergebnis ist eine Indikation dafür, welche kurz- und mittelfristigen Maßnahmen des Gesetzgebers oder Festlegungen der Bundesnetzagentur notwendig sind, um dies zu erreichen. Gegenstand dieses Papiers kann allerdings nicht die Untersuchung sein, welche der positiven Effekte oder welche Geschäftsmodelle tatsächlich vielversprechend sind. Dies müssen Marktuntersuchungen und aktuell laufende Pilotprojekte wie E-Energy leisten.

Wo liegen Chancen und Herausforderungen in den Wertschöpfungsstufen und bei den Marktakteuren?

Die größte Herausforderung für die Netze ergibt sich aus der Integration des enormen Zuwachses an Einspeisung regenerativer Energien. Entsprechend der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung werden bereits 2020 35 % des Stroms in Deutschland aus regenerativen Energien stammen. Dies bedeutet, dass etwa 70.000 MW installierte Leistung allein aus den hochvolatilen Quellen Wind (off-shore und on-shore) und Sonne (Photovoltaik – PV) am Netz angeschlossen sein werden. Diese Erzeugung erfolgt jedoch unabhängig vom Bedarf der Stromnutzer. Ihr steht in Deutschland ein Maximalbedarf (Höchstlast) von rund 75.000 MW und ein Minimalbedarf an Wochenenden und nachts von rund 40.000 MW gegenüber.

Besonders tangiert sind auch die Verteilungsnetze durch die dezentralen Einspeisungen, hauptsächlich auf Wind- und PV-Basis, aber auch durch Mikro-BHKW und Biogas. Diese Einspeisungen übersteigen bereits heute in einigen Netzgebieten zeitweise den Bedarf und führen bei diesen zur Umkehr von Lastflüssen, zu Überlastungen, zu Spannungshaltungsproblemen und zu erheblichen Rückspeisungen überschüssiger Energie in das überlagernde Netz.

Beispiel: Wenn heute ein aufgelockertes Wolkenband über Süddeutschland zieht, werden in den Netzen im Minutentakt eine große Zahl von Solaranlagen aus- und wieder eingeschaltet, bzw. Netztransformatoren nachgeregelt. Am Ende dieses Jahrzehnts wird allein bei einem einzigen bayerischen Netzbetreiber die Zahl der heute 110.000 Betreiber von Solaranlagen auf vielleicht eine halbe Million angewachsen sein, mit einer fluktuierenden Einspeiseleistung von dann bis zu 8.000 MW. In nicht wenigen Verteilnetzen erreicht die installierte Einspeiseleistung kurz- bis mittelfristig die Netzhöchstlast.

Dies erzwingt enorme Netzinvestitionen seitens der Verteilnetzbetreiber. Hinzu kommt eine wachsende Komplexität im Verteilnetz, da den Stromnutzern eine wachsende Anzahl kleiner

und großer Stromproduzenten und zukünftig gegebenenfalls auch an Energiespeichern gegenübersteht.

Eine kosteneffiziente bidirektionale Netznutzung verlangt die Implementierung eines umfassenden Netzmonitorings auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, das den Netzbetreiber über Betriebszustände, Betriebsmittelbelastungen, Einspeisungen, Lasten und Spannungsverhältnisse sowie über freie bzw. genutzte Netzkapazitäten Aufschluss gibt. Diese Daten-/Informationsplattform dient als integrierte Basis einer ebenfalls zu implementierenden Netzsteuerung in Echtzeit, wie die Steuerung regelbarer Transformatoren, Bereitstellung von Steuerinformationen für Speicher, Lasten oder Erzeugungen mit dem Ziel eines netzverträglichen Lastmanagements.

Die zunehmenden Auswirkungen dezentraler fluktuierender Einspeisungen auf den Netzzustand und den Ausbaubedarf des Netzes werfen die Frage auf, nach welcher Steuerungsgröße das Verbrauchsverhalten (Lastverlauf) von Verbrauchern optimiert werden sollte. Die Optimierung kann grundsätzlich nach der Verfügbarkeit der fluktuierenden Stromerzeugung (= höhere Belastung des Verteilnetzes) oder nach der Minimierung der Netzbelastung (= Lastglättung) erfolgen. Soweit die Netzsicherheit nicht gefährdet ist, stellen die Marktparteien in einer wettbewerblich organisierten Energiewirtschaft den ersten Ansatzpunkt für eine Optimierung dar. Marktkräfte können grundsätzlich auf beiden Seiten ansetzen.

Es würde sich sowohl auf die Netzstabilität als auch eindämmend auf die Höhe der Netzinvestitionen auswirken, wenn es gelingen würde, den Energieverbrauch stärker an die witterungsabhängigen Einspeisungen anzupassen. Hier bietet sich als lenkender Anreiz die beobachtbare Spreizung etwa der Strombörsenpreise zwischen windstarken und windschwachen Zeiten an. Stromlieferanten könnten sich diese Spreizung zu Nutze machen, um Verbrauchern entsprechende Angebote zu machen.

Verbraucher wiederum, die dazu bereit und in der Lage sind, ihren Verbrauch in Zeiten hohen Angebots und niedriger Preise zu verschieben, könnten von niedrigeren Energiekosten profitieren. Dezentrale Speicherung von Strom oder Gas könnte diese Lastverschiebung unterstützen. Diese und weitere denkbare Nutzungsmöglichkeiten smarter Anwendungen für Verbraucher sind über intelligente Stromzähler, die mehr Informationen über die Struktur des Stromverbrauchs geben oder einzelne ineffiziente Geräte identifizieren können, vorstellbar. Der Verbraucher selbst wird mehr denn je zum aktiven Teil der Versorgungskette, zum Beispiel als Prosumer (**P**roducer = Erzeuger, **C**onsumer = Verbraucher), nicht zuletzt dadurch, dass Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen oder auch gasgefeuerte Mini-BHKWs eingesetzt werden, um gesetzlichen Vorgaben zur Umsetzung der Klimastrategie gerecht zu werden. Die Prosumer werden sich für entsprechende Lösungen entscheiden, um ihre individuellen Kosten (Energie und Netzentgelte) zu senken, um Erlöse zu erwirtschaften, um einen Zuwachs an Komfort/Funktionalität zu erzielen oder – sofern entsprechende Anreize geschaffen werden – um einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz insgesamt zu leisten. Durch den Einsatz intelligenter Zähler für Smart-Home-Lösungen in Verbindung mit der Schaffung von Speichermöglichkeiten z. B. durch Umwandlung in andere Energiearten und zeit- bzw. lastvariablen Tarifprodukten und Energieberatungen kann auch der Kleinverbraucher in die Lage versetzt werden, seinen Energieverbrauch transparenter nachzuvollziehen und zu ver-

lagern. Aufgrund der transparenteren Darstellung seines Energieverbrauches können zudem große Stromverbraucher und energieintensivere Prozesse identifiziert und ggf. zur Speicherung von Energie genutzt oder ausgetauscht bzw. deren Einsatz gemindert werden. Marktanalysen müssen prüfen, ob und welche Verbraucher diese Möglichkeiten tatsächlich nachfragen und nutzen. Aus Sicht des Verbrauchers müssen Kosten und Nutzen von Maßnahmen in einem für ihn guten Verhältnis stehen. Umgekehrt werden sich Lieferanten intensiv mit der Frage befassen, für welche Marktsegmente sie neuartige Angebote entwickeln werden.

Betrachtet man im Gesamtzusammenhang des Smart Grids den Teilbereich der Smart Meter bzw. intelligenter Zähler, so sind verschiedene Konzepte zur Einführung denkbar, und die Lösungsansätze werden vermutlich differenzierend ausfallen. Wichtig ist, eine Lösung zu wählen, die Wettbewerb, Synergien im Netzbetrieb, Integration der Erneuerbaren und Innovationen fördert. Auf der anderen Seite sollten sich die Kosten einer Einführung in einem volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen bewegen.

Abgesehen von einigen Pilotprojekten ist das intelligente Netz noch nicht in der Realität angekommen. Woran liegt das?

Wie bereits beschrieben, gibt es das intelligente Netz nicht. Es ist vielmehr eine Vernetzung verschiedener Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Anforderungen an Informationen und an den Datenaustausch. Es gibt daher auch nicht den singulären Investor, der über die Einrichtung eines Smart Grids entscheiden könnte. Die leitungsgebundene Versorgung mit Gas, Strom und Nah- und Fernwärme ist ein komplexer Vorgang. Eine Vielzahl von Akteuren muss zusammenwirken, damit es zu Veränderungen kommt.

Auf der Marktseite hat sich die entscheidende Entwicklung erst zum 1. Januar 2010 vollzogen: Die über den EEG-Mechanismus eingespeisten Strommengen werden seitdem von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse vermarktet. Erst durch diese Vermarktung gibt es ein Preissignal, das die Höhe der Einspeisung erneuerbarer Energien und die Nachfragesituation tatsächlich wiedergibt. Anhand der sich ergebenden Preisspreizungen werden erstmals auch Anreize für Änderungen des Abnahmeverhaltens oder für den Bau von Energiespeichern gegeben.

Viel hängt dabei davon ab, ob Verbraucher neue preisdifferenzierte Strom- und Gasprodukte annehmen. Verbraucherbewusstsein und Verbraucherinteresse müssen erst noch geweckt werden. Lieferanten können einen Markt nur entwickeln, wenn Mengen- und Wertschöpfungspotenzial in ausreichendem Maß vorhanden ist. Vertriebe sind zudem vorsichtig, bei neuen Märkten umfangreiche Investitionen in die notwendige Prozess- und Informationsinfrastruktur wie intelligente und kommunikationsfähige Zähler zu tätigen.

Die Forderung nach weiteren variablen Tarifen lässt sich mit den heutigen Prozessen und Festlegungen nur begrenzt umsetzen. Aufgrund der aktuellen Bilanzierungssystematik mit Standardlastprofilen (für Haushalte und Gewerbe standardisiertes zeitliches Abnahmeprofil über 24 Stunden) kann der Lieferant die Lastverlagerung des Kunden nur über zusätzlichen prozessualen Aufwand beim Netzbetreiber, Lieferanten, Messstellenbetreiber und ggf. Messdienstleister, die Vorgaben aus dem Leitfaden der BNetzA im Massenkundengeschäft umset-

zen, in seinem Beschaffungsportfolio abbilden. Das tatsächliche Abnahmeverhalten des Kunden wird dann erst zeitlich verzögert bei der Mehr-/Minderabrechnung offensichtlich. Dies mindert die Preisvorteile, die dem Kunden angeboten werden können.

Vieles spricht dafür, in einem ersten Schritt sich verstärkt auf die bei Industrie- und Gewerbetunden vorhandenen Verlagerungspotentiale zu konzentrieren (Dies wird übrigens schon in vielen Fällen gemacht). Die Hebelwirkung bei der auf Seiten von Industrie- und Gewerbetunden zu erzielenden zeitlichen Verbrauchselastizität ist deutlich größer als bei Haushalten. Allerdings gehen die Einschätzungen, wie viel der Industriesektor zur Flexibilisierung beitragen kann, zur Zeit noch auseinander. Neben den bestehenden Wärme- und Kälte-Anwendungen könnte E-Mobilität ein zusätzlicher Anwendungssektor werden, bei dem hohe Stromabnahmen gezielt gelenkt werden können.

Netzbetreiber dagegen unterliegen einer Regulierung, die durch die Anreizregulierung nahezu ausschließlich Kostensenkungen fordert und geringe Investitionsanreize bzw. keine Innovationsanreize bietet. Investitionen in „smarte Technologien“ werden zurzeit nicht, nur zeitverzögert, zumindest aber nicht mit marktgerechten Renditen erstattet. Für Verteilnetzbetreiber bestehen keine wirtschaftlichen Anreize, Systemdienstleistungen zu erbringen. Es ist daher insbesondere für die Verteilnetzbetreiber nicht wirtschaftlich, erhebliche Investitionen in diese Zukunftstechnologien zu tätigen.

Einen weiteren Preisanreiz für eine Verbrauchsverlagerung in Zeiten hohen Stromangebots könnten zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte setzen. Hier ist jedoch große Skepsis angebracht, da mit der Angleichung von Angebot und Nachfrage keine kosteneffiziente optimale Netznutzung im Sinne der Glättung und Vermeidung von Belastungsspitzen im Netz einhergeht. Zeitabhängige Netznutzungsentgelte beschränken sich streng reglementiert bislang auf vom Netzbetreiber unterbrechbare Wärmegeräte (Wärmepumpen, E-Heizungen, gesteuerte E-Heizungen).

Was ist erforderlich, damit es vorangeht? Auf dem Weg zu einem Masterplan

Deutschland kann auf dem Weg zu intelligenten Netzen schneller voranschreiten. Es bedarf hierzu Umfeldbedingungen, die den Akteuren hinreichende Sicherheit bieten. Das vorliegende Papier ist noch kein Masterplan, sondern es beschreibt die Rollen der einzelnen Akteure und deren Interaktionen in einem künftigen Smart Grid und leitet hieraus Empfehlungen ab. Im Sinne eines Angebots an die Politik stellt es eine Vorstufe zu einem geeigneten Markt- und Regulierungsdesign dar und weist auf Fragestellungen hin, die noch einer grundsätzlichen Klärung durch die Politik bedürfen.

Bei einer Rollenbeschreibung mit einer darauf aufbauenden Beschreibung der Interaktionen sind insbesondere folgende Fragen zu bedenken,

- Was hat der Verbraucher von einem intelligenten Netz? Worin besteht die Attraktivität neuer Produkte?
- Wie lassen sich Verbraucher und Einspeiser dazu gewinnen, den Aufbau eines effizienten intelligenten Netzes zu unterstützen? Ist hierzu der geltende Rechtsrahmen

geeignet? Welche erweiterten Anreize kann der Netzbetreiber beisteuern, welche die Vertriebe?

- Welche Möglichkeiten sollen Lieferanten bekommen, um damit die neuen attraktiven Produkte zu gestalten?
- Wo wird die Schnittstelle zwischen reguliertem Bereich und Markt angesiedelt? Wie viel standardisiertes und wie viel individuelles (Last-)Verhalten wird vorgeschrieben oder ermöglicht?
- Wie lässt sich der notwendige Umbau der Netzstruktur bewerkstelligen, reicht der jetzige Ordnungsrahmen aus, um Investitionen und Innovationen in effiziente Netze zu fördern?
- Wie viel System- und Bilanzierungsverantwortung übernimmt ein Verteilungsnetzbetreiber? Wo liegt die sinnvolle Schnittstelle zum Übertragungsnetzbetreiber?
- Wie lässt sich in einem intelligenten Netz die System- und Bilanzierungsverantwortung des Netzbetreibers sicherstellen?
- Ist eine zentrale Datendrehscheibe erforderlich oder sind mehrere Informations- und Kommunikationsebenen sinnvoller? Wer ist der Betreiber der Datendrehscheibe, soweit es sich nicht um die netzbetriebsrelevanten Datensysteme (Lasten und Spannungen im Netz und an dessen Anschlusspunkten, Schaltzustände, Stufungen von Trafos etc.) handelt?
- Wie und von wem bekommt der Betreiber die erforderlichen Daten, um als zentrale, diskriminierungsfreie Datendrehscheibe insgesamt die Interessenslagen der Marktteilnehmer zu bedienen, sofern er diese Funktion übernehmen soll?
- Lässt sich eine sinnvolle Entwicklung von Smart Meter besser durch einen Technikwettbewerb oder durch Produkte auf der Basis eines einheitlichen Technikstandards gewährleisten? Sind Smart Meter als Teilfunktion eines Smart Grid wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar?
- Wie kann ein Ausgleich zwischen den Sicherheitsanforderungen des Netzes, dem Datenschutzinteresse des Kunden und der erforderlichen Kommunikation zwischen Anbieter und Kunde sichergestellt werden?

Bei der Erstellung des Dokumentes wurden die auf europäischer Ebene durch die „European Task Force Smart Grids“¹ erarbeiteten Rollenbeschreibungen und Handlungsempfehlungen berücksichtigt. Insofern werden die dort vorhandenen Ansätze - soweit sinnvoll - auf die spezifisch deutsche Situation übertragen und ggf. weiterentwickelt.

Der Begriff des intelligenten Netzes wird in den aktuellen Diskussionen zumeist auf das Medium Strom reduziert. Dies ist jedoch aufgrund zunehmender Medienkonvergenz „Strom/ Gas“ – bspw. neue Technologien zur dezentralen Erzeugung von Strom und Wärme mittels

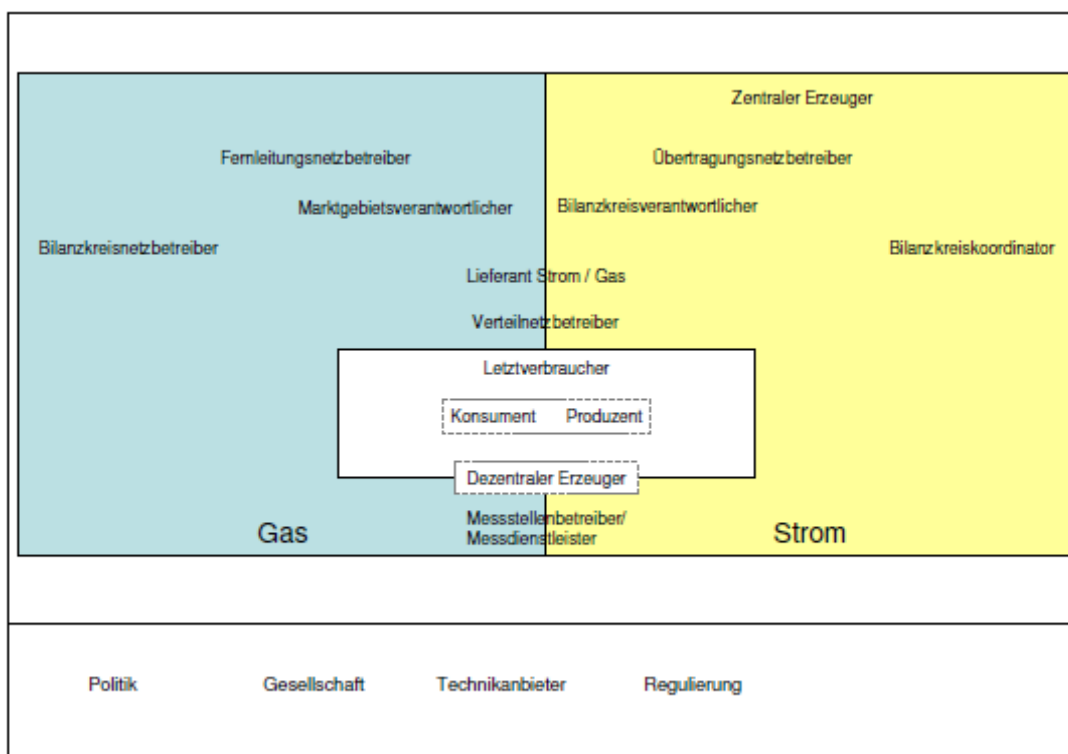
¹ Ergebnisse der drei „Expert Groups“ vom Juni 2010

Gas – bzw. medienübergreifender Handlungsfelder – bspw. Regulierung – nur bedingt ziel-führend. Deshalb wird die Marktrollenbetrachtung im Folgenden sowohl für den Energieträger Strom als auch Gas angestellt.

2. Übersicht der Markttrollen im intelligenten Netz

Das Netz ist nicht von sich aus „smart“. Es bedarf hierzu geeigneter Technik, aber vor allem auch der Verknüpfung einer Vielzahl von verschiedenen Akteuren. Wenn die Fortentwicklung des Netzes nur aus einer Perspektive geschieht, wird unweigerlich „Intelligenz“ verschenkt.

Trotz der damit verbundenen Komplexität ist es unerlässlich, bei der Schaffung von Spielregeln für die neue Rolle des Netzes alle Akteure zu identifizieren und sachgerecht zu berücksichtigen.



In der hohen Anzahl verschiedener Akteure ist einer der wesentlichen Gründe dafür zu sehen, dass die Verwirklichung eines intelligenten Netzes nur schwer in Gang kommt. Weitere Hemmnisse werden in Kapitel 4 identifiziert.

Anlage A gibt einen umfassenden Überblick über die maßgeblichen Akteure und ihre Markttrollen.

3. Interaktion der Rollen

Eine klare Regelung, wer welche Rechte und Pflichten hat, ist für den Aufbau intelligenter Netze und deren störungsfreie und effiziente Nutzung unerlässlich.

Bislang herrscht bei der Frage, wer zukünftig in einem intelligenten Netz was von wem verlangen kann, noch ein großes Maß an Unsicherheit. Diese Unsicherheit ist auf den noch nicht vorhandenen Gesamtüberblick über das optimale Zusammenwirken von Verbrauchern, Netzbetreibern, Vertrieben, Einspeisern von erneuerbaren Energien, Herstellern etc. zurückzuführen. Zum Teil fehlen noch die Erkenntnisse – etwa aus den Feldversuchen im Rahmen des e-energy Projekts oder ähnlicher Untersuchungen. Natürlich ist es richtig, den Ergebnissen der Feldversuche nicht vorzugreifen. Dennoch lassen sich schon heute eine Reihe von Feststellungen zum Zusammenwirken der einzelnen Rollen treffen, die eine Referenz für Bundesregierung, Bundesnetzagentur und Gesetzgeber sowie Normungsorganisationen bieten können.

Damit intelligente Netze Schritt für Schritt Realität werden können, werden im Folgenden 10 Regeln aufgestellt. In den Regeln wird beschrieben, wie die Interaktionen verschiedener Markttrollen aus Sicht des BDEW sein sollen (idealtypische Interaktionen). In einigen Fällen erfordern diese Interaktionsmuster eine Veränderung des rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmens.

Regel 1:

Im Wettbewerb besitzt der Verbraucher die Wahlfreiheit über Anwendung und Nutzung von Energie. Er entscheidet zudem, ob das bei ihm – etwa in Form von Kühltruhen, Waschmaschinen etc. - schlummernde Verlagerungs- und Einsparungspotential gehoben wird oder nicht. Er bestimmt mit der Auswahl eines bestimmten Produkts, in welchem Maße er selbst Lastverschiebungen vornimmt. Erst wenn der Verbraucher die technischen Grenzen seines Netzanschlusses überschreiten sollte, greift der Verteilnetzbetreiber ein.

Intelligente Zähler schaffen unter Wahrung des Datenschutzes Transparenz beim Verbraucher. Sie ermöglichen Vertrieben, innovative Produkte zu entwickeln.

Regel 2:

Innerhalb der Grenzen, der vom Netzbetreiber überwachten Parameter bezüglich der Sicherstellung der Versorgungsqualität und der Netzstabilität insgesamt, ist es Sache der Marktparteien, d. h. von Vertrieben, dezentralen Erzeugern, dezentralen Speicheranbietern und Endkunden, Produkte zu generieren, anzubieten und nachzufragen, die zur Energieeinsparung dienen. Außerdem können diese Parteien auch Anreize zur Glättung der kundenindividuellen Leistungs-/Verbrauchsspitzen und der bei der Einspeisung erneuerbarer Energien entstehenden Schwankungen anbieten.

Regel 3:

Dezentrale Erzeuger beteiligen sich auf vertraglicher Basis am Energiemarkt (Vermarktung oder Teilnahme am Regulenergiemarkt). Durch eine Bündelung ihrer Erzeugungsleistungen beteiligen sich zunehmend kleinere Erzeuger an diesem Markt.

In der dezentralen Erzeugung ist intelligente Messtechnik zum Monitoring von Netzparametern und deren Prognose sowie zur Netzsteuerung und Kontrolle für den Netzbetreiber unabdingbar.

Regel 4:

Verbraucher beteiligen sich auf vertraglicher Basis am Energiemarkt. Durch eine Bündelung ihrer Verbrauchsleistungen beteiligen sich zunehmend kleine Verbraucher an diesem Markt.

Der Verbraucher kann aber auch Vertriebe oder neue Markttrollen vertraglich ermächtigen, vorhandene Einspeiseelastizität zur gezielten Bezugsleistungsreduzierung zu nutzen.

Während der Laststeuerung (Verbraucher) können intelligente Zähler zusätzliche Informationen für die Netzbetreiber liefern.

Regel 5:

Zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Stromnetzes greift der Übertragungs- / Verteilnetzbetreiber bei Überschreiten der Parameter der Netzstabilität durch automatische Vorrichtungen (Sicherheitsketten) oder manuell in das Netz ein. Kaskadierend schaltet er in solchen Fällen Letztverbraucher und/oder Einspeiser ab.

Dezentrale Erzeuger halten die dafür erforderlichen technischen Module oder betriebliche Einrichtungen vor.

Regel 6:

Bis aussagekräftige Ergebnisse aus den Feldversuchen (E-Energy etc.) vorliegen, bleibt offen, ob der Netzbetreiber oder eine dritte Person als Betreiber des Marktplatzes „Smart Grid“ eintritt oder ob die Netzbetreiber diese Rolle einnehmen können, aber nicht müssen. In jedem Fall erhebt der Netzbetreiber alle Daten, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind (Prognosefahrplan, Unterbrechungen, Istwerte).

Regel 7:

Regel 3 ist analog auf die intelligente Nutzung des Gasnetzes anwendbar. Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen, wie z. B. ausreichend dimensionierte Mini-BHKW, aber auch klassische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entnehmen dem Gasnetz Erdgas und speisen den bei der Erzeugung von Wärme anfallenden Strom in das Netz des (Strom-)Verteilnetzbetreibers. Je nach Vertragsgestaltung richten sie ihre Einspeisezeiträume nach Steuersignalen eines Dritten aus.

Regel 8:

Betreiber von Biogasanlagen stellen den Betreibern von Aufbereitungsanlagen Biogas zur Verfügung oder betreiben diese Anlagen selbst. Die Betreiber der Aufbereitungsanlagen gewährleisten eine bestimmte Erdgasqualität und speisen dieses Produkt (Bioerdgas) in das Erdgasnetz ein. Sie übergeben es am Netz-Einspeisepunkt an Transportkunden (regelmäßig Lieferanten), die zu diesem Zweck ggf. eigene Biogasbilanzkreise betreiben. Die Lieferanten veräußern das Bioerdgas an Endkunden.

Regel 9:

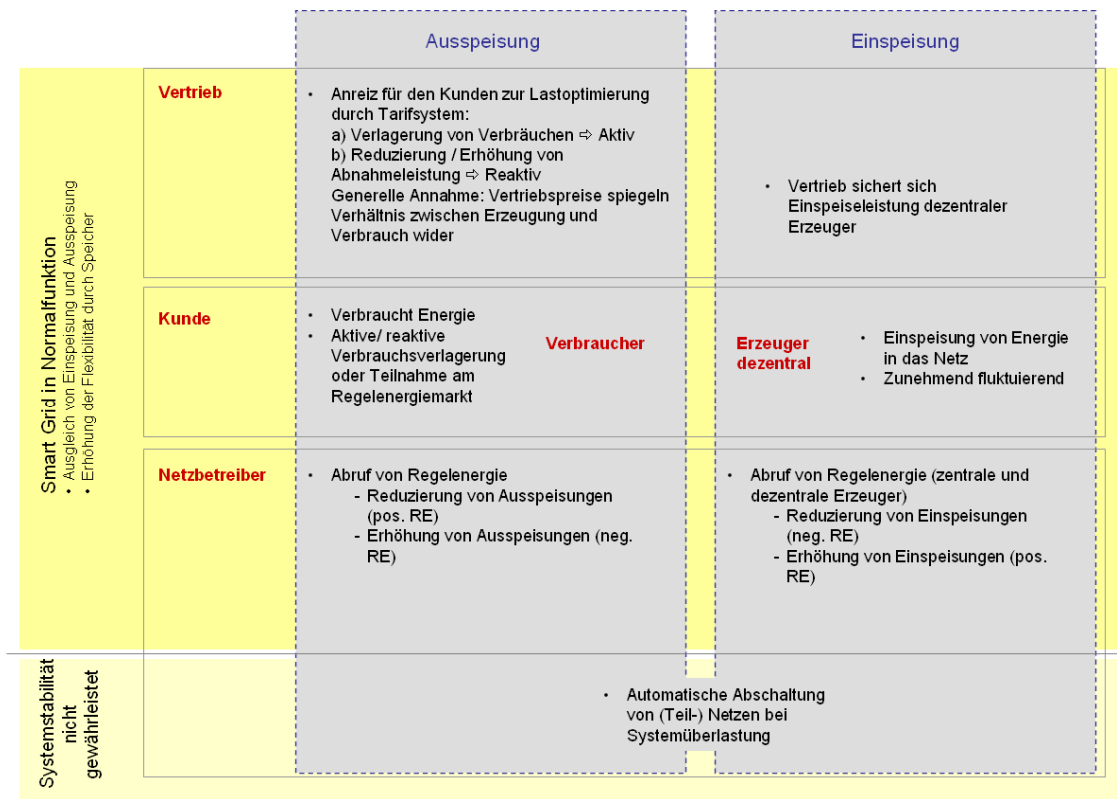
Speicherbetreiber bieten dem Erzeuger / Händler zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien Kapazitäten an.

Hierbei können Erdgasnetze als leistungsfähige und flexible Speicher für temporär überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien (Stichwort „power to gas“) dienen. Gasnetzbetreiber kooperieren hierzu eng mit Stromnetzbetreibern oder ggf. Vertrieben.

Regel 10:

Die Verteilnetze müssen allen Nutzern gleichermaßen und zu gleichen Bedingungen zur Verfügung stehen. Wettbewerb erfordert die Gewissheit, dass der Netzbetreiber seine Rolle neutral wahrnimmt. Netzbetreiber wenden die detaillierten und praxisnahen Prozessbeschreibungen zu Liefer-, Wechsel- und Datentransferprozessen an und geben hierüber in geeigneter Weise Rechenschaft.

Das den 10 Regeln entsprechende Zusammenwirken der einzelnen Rollen wird in der nachstehenden Abbildung skizziert.



Wichtig wird sein, dass alle Akteure von Beginn an ein gemeinsames Marktrollenverständnis bei der Modernisierung des Energiesystems entwickeln. Die 10 Regeln liefern ein vorläufiges und durch Bundesregierung, Bundesnetzagentur und Gesetzgeber sowie Normungsorganisationen auszufüllendes Koordinatensystem.

Für eine vertiefte Betrachtung wird auf **Anlage B** verwiesen.

Für die Interaktion von Haltern / Nutzern von Elektrofahrzeugen, Netzbetreibern und Vertrieben in einem intelligenten Netz werden im Rahmen dieses Papiers keine Regeln aufgestellt.

4. Auf dem Weg zum Smart Grid: Hürden und Anforderungen

4.1 Verbraucher - Kundennutzen

Der Verbraucher geht davon aus, dass er von einer Änderung seines Verbrauchsverhaltens profitiert. Dabei geht es ihm um die Minimierung der Kosten durch:

- Verbrauchsverlagerung
- Energieeinsparung durch Transparenz.

Außerdem kann er einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz durch CO₂-Einsparung leisten (ideeller Nutzen).

Weiter erwartet der Verbraucher eine gleichbleibende Versorgungssicherheit.

Durch aktives Nachfragemanagement (Verbrauchsverlagerung) und Transparenz kann der Verbraucher von Preistälern am Handelsmarkt oder von Anreizen seitens der Netzentgelte profitieren und somit auch einen Beitrag zur Optimierung des Energiesystems und der Netze leisten. Hierbei ist zu differenzieren zwischen den Verlagerungsmöglichkeiten von Haushaltskunden und denen von Industriekunden.

Um das Verlagerungspotential von Verbrauchern zu nutzen, müssen entsprechende Kommunikationsvorrichtungen aufgebaut werden. Dies könnte durch den Einsatz von intelligenten Zählern ermöglicht werden, die zudem eine höhere Transparenz über die tatsächlichen Verbräuche und Verbrauchszeiträume schaffen. Dem Endkunden könnte durch die Wahl eines geeigneten Zählers bzw. Zusatzgerätes die Möglichkeit geboten werden, ein breiteres Spektrum an Angeboten und Produkten (angepasste Tarifprodukte) sowie Dienstleistungen (Informationen aufs Handy bzw. InHome Display, Smart Home Steuerung etc.) zu nutzen.

Unabhängig von der konkreten Anwendung/Produkt erwartet der Verbraucher die Wahrung seiner Privatsphäre und einen verantwortlichen Umgang mit seinen Daten.

Der Realisierung beim Haushaltskunden stehen die Identifikation des Potentials und derzeit noch Berührungspunkte (neue Technik), Informationsdefizite² und das Fehlen einer hinreichenden Angebotspalette entgegen. Es bedarf daher eines breiteren Angebots von Geräten, die auf Preisinformationen reagieren können.

Insbesondere die bei Industriekunden vorhandenen abschaltbaren Lasten könnten künftig stärker als heute einen Beitrag zur Integration der EEG-Strommengen in den Markt leisten, wenngleich die Einschätzungen über den Umfang des künftig zusätzlich mobilisierbaren Potentials noch unterschiedliche Einschätzungen bestehen. Die derzeitige Situation ist dadurch geprägt, dass der Übertragungsnetzbetreiber solche Lasten zwar unentgeltlich gemäß § 13 Abs. 2 EnWG abschalten kann, er muss dann aber den Nachweis erbringen, dass die Sys-

² Vgl. Accenture Studie von August 2010, nach der von 9.000 befragten Verbrauchern nur jeder dritte weiß, dass sich mit zeitvariablen Stromtarifen Energie sparen lässt. 44 % lehnen Tarife ab, weil sie fürchten, dass ihre Stromrechnung steigt.

temsicherheit im konkreten Fall gefährdet war. Im Ergebnis wird von der Möglichkeit der Abschaltung solcher Lasten nur selten Gebrauch gemacht. Hierzu könnte aber das Effizienzpotential im wettbewerblichen Umfeld genutzt werden. Dies ist in den Eckpunkten zum EnWG skizziert. Das Energiekonzept stellt den Vorrang von technisch und wirtschaftlich sinnvollen lastseitigen Abschaltvereinbarungen vor der zwangsweisen Abschaltung klar.

Atypische Netznutzungen (§ 19 Abs. 2 StromNEV) tragen ebenfalls zur Entlastung der Netze bei und werden durch geringere durchschnittliche Netzentgelte angereizt. Im Lichte der gemachten Erfahrungen hat die Bundesnetzagentur eine Ausweitung der in den Anwendungsbereich dieser Vorschrift fallenden Nutzungen vorgenommen³. Erste Erfahrungen zeigen ein hohes Interesse industrieller Netzkunden an diesen veränderten Hochlastzeitfenstern.

Industrielle Verbraucher, die Energie umwandeln und speichern, können durch positive und negative Regelleistung zu einer Stabilisierung des Übertragungsnetzes beitragen. Um eine verstärkte Nutzung dieser Potentiale zu ermöglichen, prüft die Bundesnetzagentur gegenwärtig eine Änderung der Ausschreibungsbedingungen und der Präqualifikationsanforderungen.

Bei einer Ausweitung des Anwendungsbereichs für atypische Netznutzungen, für Regelleistung und für ähnliche Anpassungen des Verbraucherverhaltens sind Fragen des mobilisierbaren zusätzlichen Beitrags, der Netzsicherheit, der Praktikabilität und der Auswirkungen auf die Netznutzungskosten anderer Netznutzer transparent und angemessen gegeneinander abzuwägen.

4.2 Erwartungen aus vertrieblicher Sicht

Vertriebe bzw. Lieferanten sind als Dienstleister für die Verbraucher bzw. Endkunden tätig. Für ihre Dienstleistung nutzen sie das Netz (direkter oder indirekter Netznutzungsvertrag) und kaufen Strom/Energie nach Bedarf ein, um ihn als bedarfsgerechte Produkte an die Kunden zu liefern. Neben den Kundenbedürfnissen finden sowohl Kostenstrukturen der Commodity als auch die signifikanten Kosten für Netznutzung, Messung, Abrechnung, Steuern und Abgaben sowie staatlich verursachte Belastungen dabei über Portfolio- und Synergieeffekte Eingang in die Preisbildung. Das vertriebliche Interesse am Smart Grid bzw. Smart Meter ist die Unterstützung des Kundennutzens insbesondere durch verbesserte Informationen für eine optimierte Energiebeschaffung und die zeitnahe Kontrolle und Korrektur von Absatzschwankungen. Vertriebe können sich daneben durch das Anbieten von zeit- und lastvariablen Tarifen und weiteren Dienstleistungen, die durch eine intelligente Messtechnik möglich werden, gegenüber den Wettbewerb differenzieren.

Diese Informationen - bereitgestellt durch Smart Meter - unterstützen den Vertrieb bei der Kundenbindung, um auf einer Vertrauensbasis u. a. neue Produkte und Dienstleistungen rund um die Commodity (Strom- bzw. Gasbezug) anbieten zu können

³ Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV ab 2011, (Stand 29.10.2010)

Die Vertriebe müssen wissen, wann und zu welchen Kosten die Netznutzung (z. B. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif „HT/NT“ bzw. Bedingungen zur Leistungsanpassung bei Überschreitung bestimmter Nutzungsgrenzen) möglich ist. In der Praxis könnte das so aussehen: Abhängig vom Grundsatz der Wirtschaftlichkeit führt der Netzbetreiber eine größere Differenzierung der Netzentgeltstruktur herbei, die geeignet ist, Belastungsspitzen im Verteilungsnetz zu glätten (also niedriger Tarif während der Schwachlastzeiten und höherer Tarif während der hohen Netzbeanspruchung oder ggf. auch niedrige lokale Netzentgelte bei viel lokaler dezentraler Erzeugung). Damit kann ein Anbieter seinen Kunden Produkte anbieten, die eine Verlagerung des Energieverbrauchs z. B. in Schwachlastzeiten attraktiv machen. Eine marktgetriebene Optimierung der Produkte unter Berücksichtigung veränderter Netzkostenbestandteile wird damit ermöglicht.

Diese zukunftsfähigere Rolle der Vertriebe / des Lieferanten kann durch folgende Maßnahmen gestärkt werden:

- Zur Schaffung eines energiewirtschaftlichen Mehrwertes sollte die vorhandene standardisierte Verbrauchsstruktur (Standardlastprofile) modifiziert bzw. ergänzt werden. Massentaugliche Lastgangmessungsverfahren in einer praktikablen zeitlichen Auflösung könnten hier unterstützend wirken⁴;
- Besondere Berücksichtigung der Eigenproduktion (insbesondere Photovoltaik) und des Selbstverbrauchs im Massenmarkt;
- Entwicklung von Anreizen für entlastendes Verhalten, z. B. für die Wahl des Ortes der Erzeugung/Einspeisung, für vermiedene Leistungen (sofern Höchstlast relevant), für erzeugte/verlagerte Leistungen bei hohen regionalen Einspeise- und geringen Verbrauchslasten;
- Festlegung von Geschäftsprozessen für die Möglichkeiten steuerbarer Verbräuche (unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen);
- Flexibilisierung der Netzentgeltstruktur (HT/NT- Zeiten oder andere Zeitdifferenzierungen) für den Massenmarkt;
- Einrichtung einer zentralen bundesweiten Datenbank zur fristgerechten Schaffung von Transparenz bei Netzentgelten und Verbesserung der Kommunikation bei Netzentgeltveränderungen, um eine übergreifende Kalkulationen und effiziente Massenmarktprodukte zu gewährleisten.

⁴ Zur Frage der Standardlastprofile findet zurzeit (Dezember 2010) eine Konsultation der Bundesnetzagentur statt.

4.3 Erwartungen aus Netzsicht

4.3.1 Notwendige Anpassung der Netze

Der kontinuierliche Ausbau der Erneuerbaren Energien erfordert auch die Erweiterung und teilweise den Umbau der Netzinfrastruktur. Dies gilt von dem noch zu schaffenden Overlay-Netz bis hin zu dem hier betrachteten Verteilnetz. Das Verteilnetz ist durch die dezentralen Einspeisungen und die geänderten Lastflüsse sowie den Paradigmenwechsel „Load meets Generation“ sogar in besonderem Maße betroffen. Dies erfordert in den betroffenen Verteilnetzen ein verstärktes Monitoring (Sensorik) und somit eine erweiterte Netzautomatisierung mit Steuerungsmöglichkeiten, auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen mittels neu zu implementierender Informations- und Kommunikationssysteme zur Sicherstellung eines sicheren und kostengünstigen Netzbetriebs.

Die Anforderungen (statisch und dynamisch) an die primär geregelten Kraftwerke (Primärregelung zur Frequenzstützung und damit dem globalen Balancing und somit der „Netzstabilität“) werden wegen der hohen Volatilität der Einspeisungen und dem abnehmenden Anteil primär geregelter Kraftwerke enorm zunehmen müssen. In Zukunft werden sich mehr primär geregelte Einheiten in den Verteilungsnetzen finden, die ebenfalls in das Monitoring, die Automatisierung und den Datenverkehr (auch zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) einzubinden sind. Das regelzonenspezifische Balancing (Frequenz-, Austauschleistungsregelung für eine Regelzone, „Netzregelung“) stellt für die Übertragungsnetzbetreiber und die sekundär geregelten Kraftwerkseinheiten aufgrund der hohen Volatilitäten ebenfalls neue Herausforderungen dar. Zugleich darf der Erhalt der Versorgungsqualität nicht zur Disposition gestellt werden.

Mehr Automatisierung der Netze in Verbindung mit einer besseren Verfügbarkeit von Daten über Schaltzustände, Betriebsmittelbelastungen, Lastflüsse, Belastungen, Einspeisungen und Spannungswerte im Netz sowie Steuerungsmöglichkeiten können dazu beitragen, das Netz und seine Komponenten effizienter betreiben zu können.

Die Netzbetreiber können über Angebote/Netzentgeltanreize an Verbraucher bzw. Lieferanten die Möglichkeiten zu einem kosteneffizienten Betrieb der Netze zum Vorteil aller Netzkunden nutzen. Dies kann auch dazu führen, dass ein Teil der Investitionen zeitlich verschoben oder ggf. gänzlich vermieden werden kann. Um dies zu erreichen, sind zusätzliche Investitionen seitens der Verteilnetzbetreiber in Daten und Kommunikationssysteme erforderlich.

Erkenntnisse aus den Modellregionen, z. B. im Rahmen des Projekts E-Energy des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie BMWi (etwa 2012), sind für eine Bewertung heranzuziehen.

Im Rahmen des EEG sind Anlagen ab einer bestimmten Größe (derzeit > 100kW, künftig auch kleinere Anlagen) durch den Anlagenbetreiber mit entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten auszurüsten, damit im Bedarfsfall (z. B. Netzüberlastung) das Steuersignal des Netzbetreibers umgesetzt werden kann.

Verteilnetze stoßen aufgrund des massiven Zuwachses der Anlagen und der wachsenden Netzprobleme regional an Systemgrenzen. Im Norden durch Windenergie und im Süden getrieben durch die Photovoltaik haben die erneuerbaren Energien bereits heute einen sehr hohen Anteil im Verhältnis zum regionalen Bedarf. An einigen Stellen ist die Einspeisung temporär bereits höher als der Bedarf, so dass dezentral erzeugte Energie über die vorgelagerten Netze abtransportiert werden muss. Entsprechend hoch sind dort die Folgekosten für den Netzausbau.

Ein intelligentes Netz lässt sich vielfach nicht allein durch Automatisierung, neue Steuerungstechnik und sonstige Kommunikationsvorrichtungen verwirklichen. Soweit hierzu auch ein Ausbau des Netzes erforderlich wird, handelt es sich nicht nur um eine Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, sondern um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Der Netzbetreiber braucht die Rückendeckung der Politik und anderer Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft, um einen möglichst breiten Konsens zu erreichen. Dies gilt sowohl vor Ort bei der Umsetzung der einzelnen Ausbaumaßnahmen als auch im Vorfeld bei der Diskussion und Planung. Bürgerinnen und Bürger müssen an den Nutzen herangeführt werden, den das intelligente Netz ihnen selbst und der Gesellschaft bietet. Die im Energiekonzept der Bundesregierung hierzu enthaltenen erfreulichen Ansätze gilt es zu konkretisieren.

4.3.2 Schaffung von Investitionsanreizen

Der gesellschaftlich gewollte Ausbau der Erneuerbaren (80 % im Jahr 2050) induziert einen hohen zusätzlichen Investitionsbedarf in die Netze. Erste Schätzungen von BDEW und VKU belaufen sich allein für das Verteilnetz auf rd. 20 - 25 Mrd. € bis zum Jahr 2030.

Notwendige und sinnvolle Investitionen in das zukünftige, smarte Netz (Verteilung und Übertragungsnetz bzw. Fernleitungsnetz) sind durch einen angemessenen Ordnungsrahmen zu gewährleisten. Die derzeitige Anreizregulierungsverordnung bietet bisher diesen Rahmen noch nicht, ein wesentliches Hindernis ist hier der Zeitverzug. Momentan werden entstehende Kosten erst mit einem teils erheblichen Zeitverzug (bis zu 7 Jahre) erlöswirksam. Dieser Zeitverzug muss durch eine Novellierung eliminiert werden.

Grundsätzlich erfüllen die Netzbetreiber mit dem Ausbau des Netzes zur Integration der erneuerbaren Energien eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Vor diesem Hintergrund sollte es daher auch für EEG-Investitionen grundsätzlich möglich sein, Kapitalkosten ohne Zeitverzug zu erlösen.

Zudem ist es erforderlich, ein anreizorientiertes „Innovationselement“ in die sog. Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einzuführen. Im Sinne einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung sollten die Forschungsprojekte einer gewissen Informationspflicht unterliegen.

Darüber hinaus ist eine Definition der Smart Grid Fähigkeiten dezentraler Energieanlagen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene (PV, Kraft-Wärme-Kopplung etc.) erforderlich.

Eine Prüfung der zukünftigen Gestaltungsoptionen im Regulierungsumfeld erfolgt derzeit durch das Projekt IRIN⁵ (= Innovative Regulierung für intelligente Netze) mit den folgenden Schwerpunkten:

- Smart Grid gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung
- Intelligente Netzbepreisung
- Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Netzinnovation und -transformation
- Anpassung des rechtlichen Rahmens

4.3.3 Sicherheit und Verfügbarkeit des Smart Grids gewährleisten

Smart Grids werden zukünftig Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher mit Hilfe moderner Informationstechnologien vernetzen. Dies erfordert eine hohe Sicherheit und Verfügbarkeit aller Systemkomponenten und Beteiligten. Zudem erwartet der Verbraucher, dass die erforderliche Umstellung der Energieversorgungsnetze ohne Komforteinbußen vonstatten geht.

Um dies zu gewährleisten, bedarf es eines Bündels von Maßnahmen:

- Klarstellung der Grundverantwortung für den Betrieb der Netze und damit der Versorgung, d. h. dafür zu sorgen, dass
 - sich die Kraftwerke an der Frequenzstützung beteiligen, um somit das globale Leistungsgleichgewicht sicherzustellen. (Kraftwerke)
 - das Leistungsgleichgewicht in der Regelzone (Erzeugung - Verbrauch) und die Austauschleistung zu anderen Regelzonen eingehalten wird und die Leistungsabweichungen von jenem Regelblock ausgeglichen werden, in welchem sie entstanden, womit die Frequenz wieder auf den Nennwert gebracht wird. (Übertragungsnetzbetreiber).
 - im örtlich/regionalen Verteilnetz die Versorgung kosteneffizient und sicher funktioniert, keine Überlastungen auftreten und die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleibt (Verteilnetzbetreiber).
 - die Betroffenen Übertragungsnetzbetreiber/Verteilnetzbetreiber auch die Möglichkeiten haben, ihre Aufgaben kosteneffizient unter Einsatz von Anreizen gegenüber Netz-Kunden zu erfüllen.
 - Förderungen von effizienten Investitionen und Innovationen in den notwendigen Umbau der Netze durch geänderte Rahmenbedingungen
- Ermittlung des notwendigen Automatisierungsgrads zur Netzsteuerung

⁵ Gefördert durch BMU, Kooperationspartner: Bremer Energie Institut an der Jacobs University (Projektleitung), Öko-Institut Freiburg, WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste); Ruhr-Universität Bochum: Institut für Berg- und Energierecht; (<http://www.bremer-energie-institut.de/irin/de/background>)

- Entwicklung von Lösungen, die eine Einbindung aller Netznutzer zur Erbringung von netzstützenden Zusatzservices ermöglichen, bspw. dezentraler Erzeuger, die ihre Einspeisungen eigenständig regeln.

4.3.4 Standardisierung von Schnittstellen im intelligenten Netz

Es ist von herausragender volkswirtschaftlicher Bedeutung, dass die Neu- bzw. Fortentwicklung von Standards für Smart Home, Smart Meter und Smart Grid forciert vorangetrieben wird.

Die Standardisierung bzw. Normung von Schnittstellen wird ausführlich in der „Deutschen Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid“ beschrieben⁶ und wird auf der technologischen Ebene die Basis für die Umsetzung von intelligenten Netzen in Deutschland bilden.

Derzeit existieren bereits viele notwendige Einzelnormen. Eine Verknüpfung dieser Normen ist notwendig. Im Rahmen der Roadmap werden Normungs- und Standardisierungsaspekte von Schnittstellen, bspw. in den Bereichen Netzleittechnik, Speicherung, dezentrale Erzeuger, Sicherheit, Automatisierungstechnik sowie Smart Meter und Heimautomatisierung aufgezeigt.

Vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen und technischen Relevanz der Standardisierung/Normung bei der Umsetzung von intelligenten Netzen, sind die entsprechenden Aktivitäten zu intensivieren, wie die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept zu Recht betont.

Im Bereich der Teilnetzautomatisierung sind die Ergebnisse aus den verschiedenen E-Energy-Pilotprojekten zu berücksichtigen, die in eine (internationale) Norm⁷ überführt werden sollten. (vgl. DKE S.53)

4.4 Umgang mit erneuerbaren Energien

4.4.1 Weiterentwicklung des Einspeisemanagements

Der grundsätzlich festgeschriebene Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien hat seine Grenzen in der (physikalisch bedingten) Aufnahmefähigkeit des Netzes. Es ist, insbesondere vor dem Hintergrund der weiteren Zunahme des Anteils der Erneuerbaren, nicht möglich, eine Reduzierung bzw. Regelung ausschließlich über konventionelle Erzeuger herbeizuführen.

Einen Beitrag der Erzeugungsanlagen zur Netzverträglichkeit und der damit einhergehenden Systemsicherheit im intelligenten Netz, könnte eine Weiterentwicklung der technischen Anla-

⁶ „Deutsche Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid“ der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy vom 28.03.2010

⁷ Anpassung der IEC 61968 „System Interfaces for Distribution Management Systems“

genfähigkeiten leisten. Hierzu wäre beispielsweise die Beteiligung der dezentralen Erzeugungsanlagen an der Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung oder die Reduzierung bei Leistungsspitzen denkbar.

Eine gezielte Leistungsreduzierung von dezentralen Erzeugungsanlagen in betroffenen Gebieten könnte einen großen Anteil zur Flexibilisierung der Erzeugung beisteuern. Zur Verbesserung der Systemstabilität könnten zudem noch zu entwickelnde Speichertechnologien, durch Frequenzhaltung und Minutenreservebereitstellung, beitragen. Notwendig für diese bedarfsgerechte Einspeisung ist die Weiterentwicklung des EEG mit geeigneten Anreizen für die Anlagenbetreiber.

4.4.2 Entwicklung von Speichertechnologien

Speichertechnologien bilden eine Schlüsselfunktion zum Ausgleich des Auseinanderfallens von zunehmend fluktuierender Erzeugung und Verbrauch.

Pumpspeicherkraftwerke haben derzeit ca. 7 GW Speicherkapazität in Deutschland. Die nationalen Zubaumöglichkeiten sind jedoch begrenzt. Eine Möglichkeit zur Kapazitätserweiterung kann die Integration von Wasserkraftwerken im europäischen Verbund bieten⁸. Voraussetzung wäre ein entsprechender europäischer Netzausbau („Overlay-Netz“).

Neben den Pumpspeicherwerken befinden sich andere Speicherformen in der Entwicklung: Druckluftspeicher, Schwungradspeicher, Superkondensatoren, Batterien und chemische Speicher sowie, als Sonderform der chemischen Speicher, die Überlegungen zur Umwandlung in Erdgas (Power to gas).

Entsprechende Konzepte wurden erfolgreich demonstriert, für eine notwendige Skalierung auf den für Deutschland oder Europa erforderlichen Bedarf muss jedoch noch intensiv an der Materialentwicklung sowie an der Effizienzverbesserung gearbeitet werden. Bereits heute können jedoch die Speicherkapazitäten des schon jetzt existierenden Erdgasnetzes in ein Netzkonzept eingebunden werden. Auf lange Sicht stellen chemische Sekundärenergieträger die einzige absehbare Option dar, erneuerbare Energien mit einer signifikanten Kapazität saisonal zu speichern und bei Bedarf zurück zu verstromen⁹. Im Sinne einer dezentralen bzw. CO₂-neutralen Energienutzung kann die Anwendung von Biogas hier zusätzlich zum Speichereffekt einen positiven Beitrag leisten.

Abhängig davon, welche Speicherformen sich letztendlich durchsetzen werden, haben diese unmittelbar Auswirkungen auf die Anforderungen an intelligente Gas- und Stromnetze.

⁸ Vision des FVEE für ein 100% erneuerbares Energiesystem

⁹ Vgl. „Schwerpunktbericht Erneuerbare Energien“ des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

4.5 Datenschutz

Vor den anstehenden Umwälzungen muss der Verbraucher die Sicherheit haben, dass seine Daten geschützt sind und mit ihnen verantwortlich umgegangen wird.

Ein ebenso hohes Sicherheitsbedürfnis gibt es auf Seiten der Netzbetreiber, Lieferanten und Messdienstleister aufgrund zunehmender IT-Basierung.

Datensicherheit und -schutz betreffen sowohl die prozessrelevanten als auch die abrechnungsrelevanten Daten in unterschiedlicher Ausprägung.

- Die Prozessdaten sind jedoch reine Qualitätsdaten. Z. B. bei der Überwachung eines Stromkreises vor Ort und der Übertragung dieser Daten an eine Leitwarte wird nicht der einzelne Haushalt, sondern die Summe aller relevanten Nutzer anonym erfasst. Diese Qualitätsdaten müssen, schon im eigenen Interesse des Netzbetreibers, so geschützt werden, dass Angriffe (Terrorismus, Kriminalität) von außen nicht zu einem Verlust der Netzsteuerung führen. Sie unterliegen aber nicht dem Datenschutzgesetz.
- Eine große Herausforderung stellt aber auch die Verwendung personenbezogener Daten im Wettbewerbsumfeld dar, die sich vor allem aus dem Smart Metering ergeben werden. Diese unterliegen dem Datenschutzgesetz und müssen nach den entsprechenden Grundsätzen behandelt werden. Zusätzlich müssen die Grundsätze der Gleichbehandlung (unbundling-konform) berücksichtigt werden.
- Nicht unter die Datenschutzvorschriften fällt die Kommunikation in der Richtung vom Lieferanten zum Kunden, z. B. in Form von Netzentgelt- und/oder Energiepreisinformationen. Diese Daten sagen nichts über das Kundenverhalten aus, sondern dienen umgekehrt der Information des Kunden.

In Bezug auf den Umgang mit personenbezogenen Daten, also Kundendaten, liegt die Zuständigkeit bei den Datenschutzbeauftragten der einzelnen Bundesländer. Dies erschwert die Entwicklung bundeseinheitlicher Prozesse und Produkte zusätzlich. Hier ist eine bundeseinheitliche und perspektivisch eine EU-einheitliche Regelung anzustreben.

Darüber hinaus müssen die Systeme auch gegen Angriffe von außen (Stichwort cyber war) geschützt sein. Zur Vermeidung von Sicherheitslücken in der betriebenen Hard- und Software sind entsprechende Qualitätsstandards unter Einschluss von Updatemanagementprozessen zu entwickeln.

5. ERGEBNIS – Schlussfolgerungen für ein künftiges Markt- und Regulierungsdesign

Es gibt keine Zauberformel, mit deren Hilfe man von heute auf morgen ein intelligentes Netz erhält. Die leitungsgebundene Versorgung mit Gas, Strom und Nah- und Fernwärme ist ein komplexer Vorgang. Eine Vielzahl von Akteuren muss zusammenwirken, damit es zu Veränderungen kommt. Der Übergang vom heutigen Netz zu einem intelligenten Netz benötigt auch deshalb Zeit, weil es sinnvoll ist, die Ergebnisse aktuell laufender Modellprojekte abzuwarten.

Dennoch lassen sich schon heute einige Empfehlungen für das Markt- und Regulierungsdesign geben. Wichtig ist es, Lösungen zu wählen, die den Wettbewerb, die Integration der Erneuerbaren und Innovationen fördern, auf der anderen Seite aber das Gesamtsystem arbeitsfähig erhalten.

Gesamtsystem

- Das entstehende System muss marktkonform bleiben. Ein intelligentes Netz ist mehr als eine zentral gesteuerte Optimierung des Abnahme- und Einspeiseverhaltens der Verbraucher. Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden müssen die Wahl zwischen verschiedenen Anbietern, Produkten und Abnahmeverhalten haben.
- Schnittstellen im intelligenten Netz müssen weitestgehend standardisiert sein. Darüber hinaus ist eine Verknüpfung der bereits existierenden Einzelnormen zur Beschreibung von Schnittstellen untereinander und mit neu entstehenden Standards notwendig.
- Der Netzbetreiber muss das Netz auch weiterhin allen Nutzern zu gleichen Bedingungen zur Verfügung stellen. Er tut dies auf der Basis einheitlicher Liefer-, Wechsel- und Datentransferprozesse und schafft hierüber in geeigneter Weise Transparenz. Um diesen Anforderungen gerecht werden zu können, ist zunächst seitens der Politik die Rolle der Netzbetreiber und der Umfang der dieser Rolle zugeordneten Aufgaben zu definieren. Zusätzliche Prozessvorgaben sollten hinsichtlich ihres Aufwandes und Zusatznutzens gegeneinander abgewogen werden. Auf dieser Basis ist dann eine praxiserhaltende Überarbeitung der Prozesse nötig. Bei Überarbeitung der Prozesse im Zuge der Umsetzung des 3. Binnenmarktpakets ist bei dieser Gelegenheit sicherzustellen, dass die Neutralität des Netzbetreibers auch im Hinblick auf die durch das intelligente Netz anfallenden neuen Aufgaben gewährleistet bleibt.
- Der Umbau der Netze (Verteilungs- und Übertragungsnetz bzw. Fernleitungsnetz) muss durch eine entsprechende Änderung im Ordnungsrahmen flankiert werden. Derzeitige Investitionshemmnisse müssen abgebaut werden, Investitionsförderung und Innovationsförderung für effiziente Netze müssen im neuen Ordnungsrahmen ein Kernbestandteil werden.

- Die Vernetzung dezentraler Einspeiser, Verbraucher und Vertriebe kann alternativ durch einen Marktplatzbetreiber erfolgen. Unabhängig von dieser Funktion ist für die Netzsicherheit der Netzbetreiber verantwortlich. Parallel ist seitens der Politik oder der Bundesnetzagentur eine klare und praktikable Haftungsregelung zu entwickeln.

Marktteilnehmer (Verbraucher, Anlagenbetreiber und Lieferanten)

- Der Verbraucher sollte sich mehr Transparenz über die tatsächlichen Verbräuche und Verbrauchszeiträume verschaffen oder zumindest sein Verbrauchsverhalten auf einfache Art beeinflussen können. Im Strombereich können Maßnahmen hierzu die sukzessive Einführung intelligenter Zähler (Eckpunktepapier des BMWi zum EnWG 2011) oder als Minimal-Lösung alternativ von Zweitarifzählern auf der Basis angepasster Lastprofile sein.
- Die vorhandenen Standardlastprofile müssen für bestimmte Verbrauchsszenarien modifiziert bzw. ergänzt werden. Massentaugliche Lastgangmessungsverfahren in einer praktikablen zeitlichen Auflösung könnten unterstützend wirken.
- Politik und Regulierung müssen eine größere Differenzierung der Netzentgeltstruktur ermöglichen (z. B. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif „HT/NT“ bzw. Bedingungen zur Leistungsanpassung bei Überschreitung bestimmter Nutzungsgrenzen).
- Die Bundesnetzagentur sollte die Voraussetzungen zur fristgerechten und diskriminierungsfreien Kommunikation von Netzentgelten und bei Netzentgeltänderungen schaffen, um eine übergreifende Kalkulationen und effiziente Massenmarktprodukte zu gewährleisten.
- Es müssen Anreize geschaffen werden, damit sich dezentrale Erzeuger auf vertraglicher Basis zunehmend am Energiemarkt (Vermarktung oder Regelenergie) beteiligen. Unabhängig davon müssen Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen verpflichtet werden, bei Bereitstellung eines Steuerungsimpulses zur Abregelung durch den Netzbetreiber unverzüglich abzuregeln bzw. die Abregelung zu ermöglichen. Darüber hinaus sollten sie möglichst an der Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung oder die Kappung von Leistungsspitzen beteiligt werden.
- In Bezug auf den Umgang mit personenbezogenen Daten, also Kundendaten, ist eine bundeseinheitliche und perspektivisch eine EU-einheitliche Regelung anzustreben.

Netzbetreiber

- Damit der jeweilige Netzbetreiber seine neu zu definierende Rolle ausfüllen kann, muss er in die Lage versetzt werden, bei Bedarf „online“ Betriebsdaten zu ermitteln, um den Zustand des Netzes zu erkennen und auf den Netzzustand reagieren zu können.

- Damit die Systemstabilität bei Extrembelastungen – etwa im Zuge der Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien – auch künftig gewährleistet ist, bedarf es einer Abgrenzung der Aufgaben und Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber, die den gewandelten Netzbeanspruchungen Rechnung trägt.
- Notwendige und sinnvolle Investitionen in das zukünftige, smarte Netz (Verteilungs- und Übertragungsnetz bzw. Fernleitungsnetz) sind durch einen angemessenen Ordnungsrahmen zu gewährleisten. Die derzeitige Anreizregulierungsverordnung bietet diesen Rahmen für Neuinvestitionen noch nicht. Ein wesentliches Hindernis ist der Zeitverzug. Entstehende Kosten werden erst mit einem teils erheblichen Zeitverzug (bis zu 7 Jahre) erlöswirksam. Diese Kosten sollten mit t-0 Zeitverzug erlöst werden können und wie bisher im Benchmarking berücksichtigt werden.
- Darüber hinaus muss eine Novellierung der ARegV erfolgen, damit die EEG-bedingten Kosten (CAPEX, OPEX und administrative Kosten) als dauerhaft nicht beeinflussbar (dnbk) im Kontext der ARegV gelten und ohne Zeitverzug (t-0) berücksichtigt werden.
- Anreize für Innovationen sollten mit Hilfe von In- bzw. Output-orientierten Anreizelementen gesetzt werden. Diese sollten verlässliche Anreize setzen. Dies sollte sowohl mit projektbezogener Förderung als auch mit der Erreichung von parametrierbaren Zielen, z. B. Quoten, möglich sein. Pönalen wirken hier kontraproduktiv.
- Beim Ausbau der Netze können regionale Unterschiede entstehen. Hier wird teilweise ein horizontales Ausgleichssystem gefordert.
- Soweit im Zuge der Schaffung eines intelligenten Netzes auch ein Ausbau der Netze erforderlich wird, handelt es sich nicht nur um eine Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, sondern um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die eine effiziente vernetzte Infrastruktur schafft. Hierzu brauchen die Netzbetreiber vor Ort die Rückendeckung der Politik und anderer Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft, um einen möglichst breiten Konsens zu erreichen. Dies gilt insbesondere in Bezug auf die mit dem Ausbau notwendigen Genehmigungsverfahren.

Dezentrale Einspeisungen

- Eine Definition der Smart Grid Fähigkeiten dezentraler Energieanlagen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene (PV, KWK etc.) ist erforderlich.
- Vor dem Hintergrund einer weiteren Erhöhung der installierten dezentralen Erzeugerleistung bei gleichzeitiger Gewährleistung der Systemstabilität kommt dem Einspeisemanagement eine hohe Bedeutung zu. Dabei ist es wichtig, dort wo es technisch und wirtschaftlich Sinn macht, auch PV Anlagen in das Einspeisemanagement einzubinden. In städtischen Netzen ist hingegen häufig ein Engpassmanagement ausreichend. Zudem sollten dezentrale Erzeuger verpflichtet werden, Systemdienstleistungen - wie beispielsweise die Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung und speziell bei PV Anlagen die Kappung von Leistungsspitzen - vorzuhalten.

- Dezentrale Erzeuger müssen verpflichtet werden, intelligente Mess- und Steuertechnik zur Netzüberwachung vorzuhalten und dem Netzbetreiber oder Marktplatzbetreiber z.B. bei der Bereitstellung von Regelenergie eine entsprechende Kontrolle und ggf. Steuerung zu ermöglichen.
- Nach Klärung des mobilisierbaren zusätzlichen Beitrags, der Netzsicherheit, der Praktikabilität und der Auswirkungen auf die Netznutzungskosten anderer Netznutzer müssen ggf. Bedingungen geschaffen werden, die eine verstärkte Nutzung des Verlagerungspotentials von Industriekunden erlauben.
- Die Speicherkapazitäten des schon jetzt existierenden Erdgasnetzes müssen in ein Konzept zur Flexibilisierung des Gas- und perspektivisch auch des Stromnetzes eingebunden werden.

Die aufgeführten Punkte sind schon heute einer politischen Entscheidung zugänglich. Dieser Entscheidungsprozess ist zügig anzugehen, denn das intelligente Netz kann einen erheblichen Beitrag zur Verwirklichung des Energiekonzepts der Bundesregierung leisten.

Damit das intelligente Netz Schritt für Schritt Realität werden kann, sollte der Gesetzgeber schon jetzt die erforderlichen Weichenstellungen vornehmen und dann ggf. auf der Basis der Ergebnisse der laufenden Feldversuche nachjustieren.

Entsprechende Regelungen sollten in die EnWG-Novelle 2011, die untergesetzlichen Regelungen zum EnWG, die EEG-Novelle sowie ggf. Festlegungen der Bundesnetzagentur Eingang finden.

In diesem Zuge muss auch eine Novellierung der ARegV erfolgen, damit die EEG-bedingten Kosten (CAPEX, OPEX und administrative Kosten) als dauerhaft nicht beeinflussbar (dnbk) im Kontext der ARegV anerkannt werden.

Der BDEW steht für eine Diskussion über die Ausgestaltung des Marktdesigns und der Möglichkeiten für die Umsetzung zur Verfügung.

Anlage A: Übersicht der Markttrollen im intelligenten Netz

Im folgenden Abschnitt wird eine Übersicht der im Rahmen des intelligenten Netzes agierenden Parteien („Markttrollen“) gegeben. Die Beschreibung der Rollen erfolgt im Hinblick auf die jeweilige Bedeutung und weiter auch im Kontext „Smart Grid“ und soll das Grundverständnis für die im nächsten Abschnitt abgebildeten Interaktionen zwischen den Rollen schaffen. Sofern notwendig, wird eine Unterscheidung zwischen Strom und Gas vorgenommen. Die Rollen werden zum großen Teil schon heute wahrgenommen; zum Teil sind sie neu. Insofern wird hier ein Zukunftsszenario beschrieben. In der Praxis können auch mehrere Rollen durch den gleichen Marktteilnehmer wahrgenommen werden.

Eine einheitliche Festlegung des Begriffes Smart Grid existiert derzeit nicht. Basis für die folgenden Überlegungen war die folgende Definition: Ein intelligentes Netz ist ein *Energie*-Netzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Nutzer und Erzeuger, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.

- **Zentraler Erzeuger (Strom)**

Als zentrale Erzeuger waren bisher konventionelle Kraftwerke zu sehen, die in der „klassischen“ Wertschöpfungskette Strom erzeugen und in der Regel im Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zu unterscheiden sind Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Insbesondere letztere spielen eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit, da sie aufgrund ihrer schnellen Verfügbarkeit besonders in der Lage sind, Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch volatiler dezentraler Einspeisung zeitnah (im Sekunden-/Minutenbereich) auszugleichen. Nach einer Studie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wird sich das heutige Verhältnis von fluktuierender zu regelbarer Leistung von 1:6 auf ca. 1:0,5 im Jahr 2050 ändern¹⁰.

Die zentrale Erzeugung im Bereich der erneuerbaren Energien (On-Shore und Off-Shore-Windkraftanlagen) hat in den letzten Jahren massiv zugenommen. Heute erfolgt der Ausgleich Erzeugung/Verbrauch nahezu ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke. Entsprechende neue Speichertechnologien und ein optimiertes Lastmanagement müssen zukünftig einen Anteil an diesen Aufgaben übernehmen.

Die Steuerungsmechanismen zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch auf der Hoch- und Höchstspannungsebene existieren auf nationaler Ebene. Sie sind eingebettet in den europäischen Synchronverbund und damit ein wesentlicher Baustein des europäischen Energiebinnenmarktes.

Darüber hinaus leisten auch die konventionellen Erzeuger durch technologische Weiterentwicklungen (bspw. GuD) einen Beitrag zur Senkung von CO₂-Emissionen.

¹⁰ BMU Leitstudie 2007

- **Dezentraler Erzeuger (Strom/Gas)**

Dezentrale Erzeuger gewinnen ihre Energie aus konventionellen und regenerativen Energieträgern.

Als wesentlicher Treiber für den Aufbau von dezentralen Energieversorgungen ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit seinen Vergütungsregelungen anzusehen.

Die zentrale Herausforderung beim Aufbau von intelligenten Netzen für den Netzbetreiber stellt die zunehmende Vielzahl an Erzeugungsanlagen im Verteilnetz i. V. m. der Volatilität bei der Einspeisung und dem Eigenverbrauchsverhalten der Anlagenbetreiber dar. Im Hinblick auf den intelligenten Netzausbau und -betrieb ist der durch EEG geförderte Eigenverbrauch von besonderer Bedeutung. Insbesondere ist die Netzlastsituation, die Einhaltung der Spannungsregelung und die Bilanzierung zu beherrschen.

Im Gasbereich erfolgt die dezentrale Erzeugung durch die Einspeisung von *Biogas*. Seit 2008 werden Biogaseinspeisungen durch Regelungen in der GasNZV gefördert.

Auch hierbei ist – ähnlich wie im Strom – die kapazitive Aufnahmefähigkeit des jeweiligen (Gas-)Netzes zu beachten. Allerdings sind die Herausforderungen in Bezug auf intelligente Netze aufgrund der im Vergleich zum Strom relativ geringen Anzahl von Erzeugern, der Speicherbarkeit des Mediums Gas und den besseren Koordinationsmöglichkeiten für die Netzbetreiber im Rahmen der Netzanbindung zum derzeitigen Zeitpunkt relativ gering.

- **Speicherbetreiber (Strom und Gas)**

Der Speicherbetreiber wird für den Speicherkunden Kapazität nach vertraglichen Vorgaben (z. B. zur Fahrplannerfüllung) zur Einspeicherung, Zwischenlagerung und Ausspeicherung von Energie vorhalten sowie die erforderlichen Systemdienstleistungen erbringen. Die vertragsgegenständlichen Speicherdienstleistungen und -kapazitäten vergütet der Speicherkunde dem Speicherbetreiber nach den jeweiligen vertraglichen Bestimmungen.

- **Übertragungsnetzbetreiber (Strom)**

Grundaufgabe ist die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Transport/Transit des von Erzeugern bereitgestellten oder importierten Stroms zu Verteilernetzen über das Höchstspannungsnetz. Er ist technisch verantwortlich für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch (Frequenzhaltung, Regellenergiebeschaffung, Vermarktung der EEG-Mengen und sonstigen Systemdienstleistungen) sowie den Betrieb, die Instandhaltung und den Neu- und Ersatzbau. Zunehmend gewinnt das Management von Rückspeisungen im Höchstspannungsnetz an Bedeutung.

Der Übertragungsnetzbetreiber fungiert in seiner Regelzone als Bilanzkoordinator.

- **Fernleitungsnetzbetreiber (Gas)**

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind für Import und Transit von Erdgas an Grenzkopplungspunkten und Marktgebietsgrenzen sowie für die Weiterleitung zu Verteilnetzen verantwortlich. Sie sind technisch verantwortlich für den Betrieb, die Instandhaltung und den Neu- und Ersatzbau. Die zentrale Herausforderung im Hinblick auf ein „intelligentes Gasnetz“ liegt in einer optimierten Netzauslastung/Kapazitätsnutzung und im Ausbau des Netzes.

- **Bilanzkoordinator (Strom)**

Der Bilanzkoordinator jeder Regelzone ist für die Bilanzkreisabrechnung und damit für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen für die zu viel bzw. zu wenig gelieferte Energie verantwortlich.

- **Marktgebietsverantwortlicher (Gas), vormals Bilanzkreisnetzbetreiber**

Der Marktgebietsverantwortliche ist verantwortlich für die effiziente Abwicklung des Gasnetz-zugangs und die Bilanzierung bzw. den finanziellen Ausgleich von den durch (alle) Netz-betreiber transportierten und an Letztverbraucher gelieferten Gasmengen innerhalb eines Marktgebietes. Er hat die zentrale Koordinationsfunktion zwischen Netzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen.

- **Bilanzkreisverantwortlicher (Strom/Gas)**

Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist für eine ausgeglichene energetische Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen seiner Bilanzkreise bei unterschiedlichen Bilanzierungsinter-vallen Strom/Gas verantwortlich. Er übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für Abwei-chungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen dieser Bilanzkreise.

- **Verteilnetzbetreiber (Strom/Gas)**

Verteilnetzbetreiber sind für eine sichere, zuverlässige, kosteneffiziente und leistungsfähige Verteilung von Elektrizität und Gas und die Bereitstellung der Netzanschlüsse verantwortlich. Damit verbunden ist der Betrieb, die Instandhaltung sowie den Neu-/Ersatzbau in einem be-stimmten Gebiet.

Nach dem EEG ist der Stromverteilnetzbetreiber zu einer vorrangigen Aufnahme von erzeug-tem EE- und KWK-Strom verpflichtet.

Dabei sind einerseits technische Herausforderungen wie die hohe Volatilität der Einspeisun-gen und der Transport über unterschiedliche Netzebenen (Rückspeisung) hinweg zu meis-tern. Andererseits ist die korrekte Bilanzierung und Abrechnung der transportierten/gelieferten Mengen und weiterer administrativer Pflichten (bspw. im Rahmen EEG) sicherzustellen.

Der Verteilnetzbetreiber ist für Messung und Messstellenbetrieb verantwortlich, soweit diese Aufgabe durch den Letztverbraucher nicht an einen Dritten vergeben wurde (Liberalisierung des Messwesens).

- **Lieferant (Strom/Gas)**

Der Lieferant/Händler ist auf den Vertrieb von Elektrizität/Gas zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern und Weiterverteilern sowie auf Energiedienstleistungen ausgerichtet. Er beliefert Kunden mittels abgeschlossener Strom-/Gaslieferverträge (mit oder ohne Netz-nutzung). Hierzu prognostiziert er die notwendigen Mengen und beschafft diese bei Händlern.

Die Nutzung des Netzes regelt er ggf. mit dem Verteilnetzbetreiber oder Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mittels eines Lieferantenrahmenvertrages.

Er steht dabei im Wettbewerb mit anderen Lieferanten. Durch die Liberalisierung der Ener-

gewirtschaft hat sich die Anzahl der in einem Netzgebiet tätigen Strom- und Gas-Lieferanten/Händlern wesentlich erhöht.

Ein wesentliches Ziel, das mit dem Aufbau von intelligenten Netzen verknüpft wird, ist die Entwicklung neuer Vertriebsprodukte, bspw. zeitvariabler Tarife, basierend auf der Kenntnis des Verbrauchsverhaltens der Kunden. Insbesondere eine intelligente Mess- und Zählerinfrastruktur beim Letztverbraucher („Smart Metering“) soll den Lieferanten dabei unterstützen.

Der Lieferant muss die Möglichkeit erhalten, zeitnah Informationen über gelieferte Energiemengen verfügbar zu haben. Schließlich muss er in der Lage sein, gelieferte Energiemengen entsprechend seines Tarif-/Produktspektrums in beliebigen Intervallen abzurechnen.

Um die Vorteile von Smart Metern im vertrieblichen Bereich zu realisieren, wird eine Umstellung der heutigen Verfahren zur Preisbildung und Energiemengenbilanzierung notwendig. Nur so können Lieferanten/Händler die wirtschaftlichen Anreize einer Energieverbrauchsverlagerung, bspw. in einen günstigeren Tarif, überhaupt nutzen und im Ergebnis der Letztverbraucher einen Preisvorteil daraus ziehen.

Sonderrolle Grund-Ersatzversorger: Grundversorger ist der Lieferant, der die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet beliefert. Er ist in dieser Rolle zur Energielieferung an nicht durch andere Lieferanten belieferte Letztverbraucher in der Niederspannung/Niederdruck verpflichtet.

- **Händler**

Optimierter Kauf und Verkauf von Energie an Handelsplätzen (bspw. EEX) oder OTC (over the counter, bilaterale Geschäfte). Er ist in dieser Eigenschaft Vertragspartner des Lieferanten und Erzeugers.

- **Endverbraucher (Strom, Gas)**

Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Der Letztverbraucher schließt Strom-/Gaslieferverträge mit Lieferanten ab. Dabei hat er die Möglichkeit auch einen reinen Energieliefervertrag mit dem Lieferanten und einen eigenen Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber getrennt abzuschließen. Besteht kein gültiger Vertrag, fällt der Verbraucher in der Niederspannung/Niederdruck automatisch in die Grund-/Ersatzversorgung.

In seiner „traditionellen“ Rolle konsumierte der Letztverbraucher Energie.

Im Bereich der Stromversorgung entwickelt sich der „reine Verbraucher“ nun zunehmend auch zum Stromproduzenten. Diese Entwicklung hat entscheidende Auswirkungen sowohl auf den Bereich der Netze als auch auf den der Händler/Lieferanten. Für den Gasbereich ist diese Entwicklung insofern von Bedeutung, als der Energieträger Gas zunehmend auch zur dezentralen Stromerzeugung und möglicherweise auch zur Zwischenspeicherung elektrischer Energie in chemischer Form genutzt wird.

In Bezug auf das Thema Smart Metering bzw. „intelligente“ Zähler kommt dem Letztverbraucher eine entscheidende Bedeutung zu. Um einen möglichst weitreichenden Einsatz von intelligenten Zählern in einem absehbaren Zeitraum zu realisieren, muss insbesondere der Verbraucher von den Vorteilen einer solchen Maßnahme überzeugt werden. Im Bereich von

Industrie- und Gewerbekunden werden diese Vorteile aufgrund der vorhandenen Messtechnik, der eingespielten Marktregeln (z. B. der Beschaffungsoptionen) bereits heute größtenteils realisiert.

In Verbindung mit dem Themenkomplex „intelligente Zähler“ wird oftmals auch der Begriff des „Smart Home“, des „intelligenten Haushalts“ benutzt. Der Erfolg technologischer Entwicklungen in diesem Bereich wird sich in Abhängigkeit vom wahrgenommenen Zusatznutzen beim Verbraucher definieren. Entsprechende Technologien sind insofern von Bedeutung, als sie eine Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens des Endkunden durch Anreize, z. B. Transparenz zum Energieverbrauch, Energiepreis und Netzentgelt, haben werden.

- **Messstellenbetreiber/Messdienstleister (Strom/Gas)**

Messstellenbetreiber

Alle Leistungen, die notwendig sind, um eine Messstelle einzurichten, instand zu halten und zu beseitigen. Diese Leistungen werden in Abhängigkeit der Verbraucherentscheidung (liberalisiertes Messwesen) entweder durch den Netzbetreiber („Grundmessstellenbetreiber“) oder durch einen Dritten erbracht.

Der Messstellenbetreiber hat die gesetzlichen Bestimmungen des Eichrechtes zu erfüllen. Der Datenschutz ist jederzeit sicherzustellen.

Messdienstleister

Diese Leistungen werden in Abhängigkeit der Verbraucherentscheidung (liberalisiertes Messwesen) entweder durch den Netzbetreiber („Grundmessdienstleister“) oder durch einen Dritten erbracht.

Die Hauptaufgabe besteht in der manuellen oder automatisierten (elektronischen) Ermittlung von Messwerten und Zusatzdaten. Der Messdienstleister ist insbesondere verantwortlich für die Durchführung von Zählerstandsablesungen entsprechend gesetzlicher Vorgaben und zusätzlicher Anforderungen von Lieferanten. Der Datenschutz ist jederzeit sicherzustellen.

Bei elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen fallen die Rollen des Messstellenbetreibers und des Messdienstleisters zusammen.

- **Technologieanbieter**

Innovative Technologien, Preise und Verfügbarkeiten für einzelne Komponenten/Systeme können die Kosten und die Geschwindigkeit beim Aufbau intelligenter Netze beeinflussen. Eine Schlüsselrolle kommt dabei der Standardisierung der Schnittstellen zu.

Den Herstellern von Automatisierungstechnik wird eine Schlüsselfunktion bei der Umsetzung von intelligenten Netzen zukommen, da die komplexeren Lastflüsse in den Netzen zeitnah bzw. in Echtzeit in entsprechende Steuerungsbefehle umgesetzt werden müssen.

Eine wesentliche Voraussetzung für ein effektives Gesamtsystem ist, insbesondere im Strombereich, die Möglichkeit zur Energiespeicherung im großtechnischen Maßstab. Die Innovationsgeschwindigkeit in diesem Bereich wird eine wesentliche Rolle bei der Entwicklung intelligenter Netze spielen.

- **Marktplatzbetreiber**

Das intelligente Netz kann auch als ein Marktplatz begriffen werden, auf dem Endkunden, dezentrale Erzeuger, Händler, Vertriebe, Messstellenbetreiber etc. ihre Leistungen austauschen. Damit das intelligente Netz seine Wirkung entfalten kann, müssen die Transaktionen zwischen den Marktakteuren zuverlässig, schnell (echtzeitfähig), diskriminierungsfrei, rechtsicher und unter Gewährleistung von Datenschutz und Geschäftsgeheimnissen gewährleistet werden.

Die Bündelung der Gesamtheit der Transaktionen kann einem Marktplatzbetreiber übertragen werden. Er organisiert und verantwortet den Marktplatz. Seine Kernaufgabe ist es, die reibungslose und sichere Interaktion im Netzwerk zwischen zwei oder mehreren Partner in einer virtuellen, verteilten Umgebung (Peer-to-Peer-Kommunikation) zu ermöglichen.

Es ist noch nicht abschließend geklärt, ob es sich empfiehlt, eine solche Rolle zu schaffen und wie sie exakt aussehen sollte. Mehrere aktuelle E-Energy Forschungsvorhaben¹¹ wenden sich auch diesem Aspekt zu. Der BDEW will diesen Vorhaben nicht vorgreifen. Eine abschließende Rollenbeschreibung verbietet sich deshalb zum gegenwärtigen Zeitpunkt.

¹¹ Modellstadt Mannheim in der Metropolregion Rhein-Neckar, Mannheim, Förderkennzeichen: 0325089C beim Projektträgers Jülich (PtJ) für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat KI III 5 - Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbare Energien, Arbeitspaket 5, Arbeitsschritt AS 5.05, Abschnitt: Smart energy system und Marktplatz; E-DeMa, Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft, Rhein-Ruhr-Gebiet

Anlage B: Interaktion der Rollen

Um eine Betrachtung der Interaktionsmuster anzustellen, ist zwischen den klassischen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsketten (Gas und Strom) und (potenziell) neuen Geschäftsmodellen zu unterscheiden.

1. Interaktion der Markttrollen Gas

Aufgrund der Wettbewerbsintensivierung im Gasmarkt bestand und besteht die Notwendigkeit, Transportkapazitäten im Gasnetz wesentlich flexibler vorzuhalten und verfügbar zu machen. Die vom „Handel“ durch die Liberalisierung ausgehende Flexibilisierung wirkt ins Netz.

Mit der neuen Gasnetzzugangsverordnung wurden Änderungen zur Flexibilisierung des Kapazitätsmanagements umgesetzt. Diese können als wichtiger Baustein für ein „intelligenteres“ Gasnetz gesehen werden. Die Vorgaben der Verordnung zu Kapazitätsbuchungen, -rückkauf, -bündelung, -produkten und zur Auktionierung ermöglichen zukünftig eine „intelligenterere“ Ausnutzung vorhandener Kapazitäten. Sie führen so zu einer Ausweitung des Angebotes von für „Händler“ verfügbarer Kapazität über die rein Technische hinaus.

Die Änderungen der neuen Verordnung bringen eine engere Zusammenarbeit der Rollen „Fernleitungsnetzbetreiber“, „Marktgebietsverantwortlicher“ und „Händler/Lieferant“ (Bilanzkreisverantwortlicher) mit sich. So erfordert beispielsweise die kurzfristige Buchung und Nutzung von Transportkapazitäten durch Bilanzkreisverantwortliche und Händler eine analoge Informationsbereitstellung, Kapazitätsfreigabe und physikalische Umsetzung (Steuerung) durch die Netzbetreiber. Ungenutzte Kapazitäten müssen dem Markt wieder zur Verfügung gestellt werden und können u. a. durch den „FNB“ bei „Transportkunden“ zurückgekauft werden.

Ein anderes Beispiel ist die Definition und Abstimmung von Kapazitätsprodukten durch Netzbetreiber, die im Anschluss durch Transportkunden genutzt werden.

Regionale und örtliche Verteilnetzbetreiber interagieren im Rahmen des Netzzugangs einerseits als Transporteure von physischen Mengen mit den Fernleitungsnetzbetreibern. Andererseits ermitteln sie als Datenlieferant die an alle Netz-Kunden gelieferten Mengen für „Marktgebietsverantwortliche“ sowie „Bilanzkreisverantwortliche“ und „Transportkunden“.

Ihnen kommt deshalb eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung des neuen Kapazitätsmodells bzw. des „intelligenten Gasnetzes“ am Ende der Lieferkette beim Kunden zu.

Die Vorgaben des Gesetzgebers zur informatorischen Entflechtung sowie deren Detaillierung und Überwachung durch die Bundesnetzagentur stellen zuverlässig sicher, dass die Rolle „(Verteil-) Netzbetreiber“ alle „Bilanzkreisverantwortlichen/Händler“ gleich behandelt (Nicht-diskriminierung). So fordern beispielsweise die Vorgaben zum Lieferantenwechsel Gas (und Strom) der Bundesnetzagentur die identische Abwicklung aller notwendigen Prozesse sowohl innerhalb des eigenen als auch gegenüber dritten Unternehmen.

Im Rahmen der klassischen Wertschöpfungskette im Gasbereich ist die Rolle des „Erzeugers“ auf nationaler Ebene im Rahmen dieser Betrachtung eine Untergeordnete¹².

Für einen automatisierten Massenprozess müssen alle Marktteilnehmer die vorhandenen Marktprozesse (u. a. Lieferantenwechsel, Messstellenbetreiber/Messdienstleister, Bilanzierung) befolgen. Prozessimplementierungen und -änderungen gestalten sich bis zur vollständigen Umsetzung bei allen Marktteilnehmern i. d. R. sehr aufwändig. Zusätzliche Prozessvorgaben sollten hinsichtlich ihres Aufwandes und Zusatznutzens gegeneinander abgewogen werden.

Für die dezentrale Erzeugung ist jedoch die Einspeisung von Biogas zu betrachten. Hier besteht ähnlich wie im Strom- auch im Gassektor das erklärte politische Ziel, die dezentrale Erzeugung zu forcieren, um einerseits den Anteil regenerativ erzeugter Energie zu erhöhen und andererseits die Importabhängigkeit zu verringern. Die entsprechenden Ziele sind auch in der novellierten GasNZV verankert. Als speicherbarer Energieträger könnte Biogas bei der Realisierung von intelligenten Netzen eine stärkere Bedeutung für den territorialen und zeitlichen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch erlangen.

2. Interaktion der Marktrollen Strom

Der Erzeugungsbereich im Strom erfuhr in den letzten Jahren eine rasante Entwicklung. Die „klassische“ Erzeugung erfolgt(e) zentral in Kraftwerken. Zum Ausgleich der Divergenzen zwischen Verbrauch und Erzeugung wurde auf der Höchst- und Hochspannungsebene eine intelligente Steuerung aufgebaut. Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber kooperieren hier seit Jahren und stellen so eine zuverlässige Stromversorgung sicher.

Vor allem im Strombereich hat der Gesetzgeber Vorgaben zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger gemacht. Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) soll den Anteil der Stromerzeugung aus z. B. Wind, solarer Strahlungsenergie, Biomasse, Wasserkraft bis 2020 auf 30 % erhöhen. Darüber hinaus plant die Bundesregierung den Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu erhöhen. Dies führt neben dem Ausbau von zentralen Windanlagen auch zu einer starken Zunahme dezentraler Einspeisungen (im süddeutschen Raum vor allem Photovoltaikanlagen). Die Rollen „Verbraucher“ und „(dezentraler) Erzeuger“ vermischen sich. Zusätzlich zum Verbrauch wird auch die Erzeugung schwerer prognostizierbar. Somit entsteht ein erhöhter Steuerungsbedarf im Mittel- und Niederspannungsnetz.

Der gesetzliche Rahmen regelt das Zusammenspiel zwischen den Rollen „Verteilnetzbetreiber“ und „(dezentraler) Erzeuger“. Zukünftig wird aber eine Definition der Verantwortlichkeiten für die Steuerung des gesamten „intelligenten Stromnetzes“ in einer Weise notwendig sein, die es ermöglicht, die in den Regelzonen festgestellten Divergenzen zwischen Verbrauch und Erzeugung sowohl auf der Höchst- und Hochspannungsebene als auch auf der Mittel- und

¹² Auf die zunehmende Bedeutung von Gaskraftwerken bei der Stromerzeugung wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

Niederspannungsebene auszugleichen, da zunehmend die Erzeugungseinheiten in den Hochspannungsebenen zu Gunsten von (dezentralen) Erzeugungseinheiten in den Mittel-/Niederspannungsebenen implementiert werden. Geklärt werden muss hierbei ob, wie und in welchem Umfang sich die „kleineren“ dezentralen Erzeugungen am Regelenergiemanagement mit beteiligen können und welche diesbezüglich gestiegenen Anforderungen sich für diese Einheiten ableiten. Wie die Austauschleistung der Regelzone mit vielen kleinen dezentralen Einheiten bewerkstelligt werden kann, hängt davon ab, inwieweit der Übertragungsnetzbetreiber einen direkten oder indirekten Zugriff mittels eines Regelsignals und vertraglichen Regelungen auf einzelne dezentrale Anlagen hat. Die Steuerung selbst muss in Abstimmung zwischen „Übertragungsnetzbetreiber“ und „Verteilnetzbetreiber“ und „(dezentralem) Erzeuger“ unter Berücksichtigung technischer, organisatorischer, wirtschaftlich/juristischer und regulatorischer Aspekte geregelt werden. Eine zwangsläufig neue Marktrolle ergibt sich daraus nicht, da es um die Umsetzung von Systemverantwortungen (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber) geht.

Wichtig wird sein, dass alle Akteure von Beginn an ein gemeinsames Markttrollenverständnis bei der Modernisierung des Energiesystems entwickeln, wobei die Steuerfunktion zum Umbau auf ein Smart Grid bei demjenigen liegt, der die Verantwortung für den Betrieb des „Smart Grid“ und die Investitionen dafür bereitzustellen hat, und dies ist i. d. R. der Verteilnetzbetreiber.

Die Netzbetreiber müssen in der Lage sein, alle Informationen zur zentralen und dezentralen Erzeugung und Last sowie der Spannungshaltung und sonstigen Systemdienstleistung im „intelligenten Teilnetz“ zusammenzuführen, um Überlastungen von Netzbetriebsmitteln, Netzbereichen bzw. Spannungsbandverletzungen auch rechtzeitig präventiv entgegenwirken zu können, soweit sinnvoll und möglich in Abstimmung mit den Erzeugern, Lieferanten und Verbrauchern. Dazu werden einerseits klassische Überwachungs- und Schaltmaßnahmen gehören (bspw. Zuschaltung von Spitzenlastkraftwerken bei erhöhtem Verbrauch). Andere Maßnahmen zur Systemstabilisierung sind zu entwickeln. Denkbar sind bspw.:

- Speicherung bzw. Ausspeicherung überschüssiger bzw. gespeicherter elektrischer Energie (Batterie, Druckluftspeicher, Brennstoffzelle etc.) zur Frequenzstützung, Netzstabilität,
- Beteiligung der dezentralen Erzeuger an der Frequenzstützung, Netzstabilisierung oder zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung,
- Kontrollierte Abschaltung/Zuschaltung von Verbrauchern/Einspeisern. Dies bedingt entsprechende vertragliche Regelungen zwischen den Verbrauchern/Einspeisern, seinem Netzbetreiber und/oder Lieferanten,
- Verlagerung des Verbrauches von z. B. laststarken in lastarme Zeiten, abhängig
 - a) vom Energieüberschuss am Markt (Lieferantensicht, kurzfristig) und
 - b) von der jeweiligen Netzauslastung durch dezentrale Einspeiser und Verbraucher (Netzschutz, langfristig und kurzfristig),Lieferant (über Energiepreis) und Netzbetreiber (über Netzentgelt) müssen dabei finanzielle Anreize für Kunden setzen.

Letztendlich wird die bisherige Steuerungsphilosophie des Stromnetzes nach dem Prinzip „Erzeugung folgt Last“ aufgrund der zunehmenden Prognoseunsicherheiten bei der Einspeisung erneuerbarer Energien nicht mehr möglich sein. Sie muss ergänzt werden durch den Paradigmenwechsel, dass Last und Erzeugung zum Einklang gebracht werden müssen und somit einem Prinzip folgen, wonach die Sicherstellung des Gleichlaufs zwischen Erzeugung und Last nach einem neuen Grundprinzip der optimalen und nicht maximalen Netzleistungsfähigkeit erfolgen kann.

Im Rahmen dieses Paradigmenwechsels muss weiterhin der diskriminierungsfreie Zugang zur Netzinfrastruktur – auch im Falle von technischen Limits – sowie der freie Zugang zu den für die Belieferung notwendigen Daten sichergestellt werden. Dazu werden neben den aktuellen neue Interaktionsmuster zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und nicht zuletzt Kunden zu schaffen sein. Letztere soll die Wahlfreiheit über Anwendung und Nutzung von Energie behalten. Nur bei ausreichend großen finanziellen Anreizen wird sich eine Verhaltensänderung bei Verbrauchern/Einspeisern (Einsparung, Lastverschiebung und Energieeffizienz ggf. mit Komforteinbußen sowie die Nutzung von Eigenerzeugung) ergeben.

Aus Sicht des Verbrauchers müssen Kosten und Nutzen von Maßnahmen in einem für ihn guten Verhältnis stehen. Umgekehrt werden sich Lieferanten intensiv mit der Frage befassen müssen, für welche Marktsegmente sie neuartige Angebote entwickeln werden.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass eine Differenzierung von Letztverbrauchern/Kundengruppen im Hinblick auf die Erwartungen und Anforderungen an ein intelligentes Netz notwendig ist, jedoch in den bisherigen Diskussionen regelmäßig zu kurz kommt. Industriekunden werden andere Möglichkeiten als Haushaltskunden haben, Energie zu erzeugen, ihre Einspeisung zu regeln, das Netz zu be- oder entlasten.

Industriekunden werden künftig vertragliche Vereinbarungen mit dem Netzbetreiber über die Abschaltung von Lasten eingehen können. Die vertragliche Vereinbarung von Abschaltungen (Vertrag Kunde – Netzbetreiber) steht in einem Konkurrenzverhältnis

- zur Anmeldung atypischer Netznutzungsverhältnisse (Vertrag Kunde – Netzbetreiber),
- zur vertraglich vereinbarten Bereitstellung von Regelenergie (Vertrag Kunde – Übertragungsnetzbetreiber)
- zur vertraglichen Vereinbarung der zeitlichen Verschiebung von Lasten (Vertrag Kunde – Vertrieb.) Der Lieferant ist so rechtzeitig zu informieren, dass er die Energielogistik und Bilanzkreis anmeldung anpassen kann.

Vorausgesetzt er hält die jeweils erforderlichen Parameter ein, kann der Kunde zwischen diesen Möglichkeiten wählen. Er wird bei seiner Entscheidung zwischen den zu erzielenden Erlösen, den einzuhaltenden Spezifikationen und seinen eigenen Nutzungsbedürfnissen abwägen.

3. Interaktion neuer Marktrollen

Getrieben durch die Veränderungen im Energiesektor – aktuell beispielsweise im Themenbereich „Smart Grids“ – entwickeln sich zunehmend neue Marktrollen und Geschäftsmodelle. Eine enge Abstimmung zwischen Gesetzgeber, Bundesnetzagentur, Verbänden und allen beteiligten Marktteilnehmern kann eine effektive Entwicklung sowohl des wettbewerblichen als auch des regulatorischen Rahmens sicherstellen. Die drei wesentlichen Bereiche werden im Folgenden dargestellt:

Liberalisierung im Bereich Mess-/ und Zählerwesen (Intelligente Zähler)

Durch die Liberalisierung sollten im Bereich des Mess-/ und Zählerwesens verstärkt wettbewerbliche Akzente gesetzt werden. Sofern ein Letztverbraucher jedoch keinen Dritten als Messstellenbetreiber oder Messdienstleister beauftragt, ist der Netzbetreiber weiterhin hierfür verantwortlich. Derzeit ist nur der verpflichtende Einbau von elektronischen Basiszählern (also ohne Kommunikation) gesetzlich grundsätzlich geregelt. (§ 21b Abs. 3a und 3b EnWG) intelligente Zähler werden dagegen hauptsächlich im Wettbewerb angeboten, da eine Kostenanerkennung im regulierten Bereich fehlt.

Integrierte oder ggf. mit entsprechenden Zusatzgeräten (z. B. MUC) ausgestattete Basiszähler könnten zukünftig über Funktionen verfügen, die Daten für eine variable Tarifbildung, eine RLM-ähnliche bzw. RLM-Bilanzierung und ggf. Indikation für die Netzüberwachung und -steuerung zur Verfügung stellen. Diese Zähler, die dann auch im Gegensatz zu den heute angebotenen propriäteren Lösungen in ein Smart Grid eingebunden werden können, werden deswegen auch Smart Grid Meter genannt.

Die durch diesen neu definierten intelligenten Zähler (Der FNN entwickelt hierzu gerade Spezifikationen) zur Verfügung gestellten Daten werden einerseits von Lieferanten zur variablen Energiekostenabrechnung benötigt, andererseits werden die Daten von Netzbetreibern für Netznutzungsabrechnung, die Bilanzierung und evtl. als Indikation für die Netzüberwachung und -steuerung verwendet.

Dies ist unabhängig davon, ob der Netzbetreiber (als „Grundmessstellenbetreiber“) selbst oder ein anderer Messstellenbetreiber die Messaufgaben übernimmt.

Am Beispiel „intelligenter Zähler“ zeigt sich deutlich, dass sich neben der Frage der Regulierungstiefe zunehmend auch eine „Normungsfrage“ stellt.

In verschiedenen Modellprojekten/-regionen und Expertengruppen wird derzeit u. a. erkundet, ob und evtl. welche Basisfunktionen intelligenter Zähler für ein Smart Grid von Bedeutung sind.. Die bis jetzt gefundenen Erkenntnisse sind:

- Die derzeitige gesetzliche Festlegung, bei Erzeugern < 100 kW nur die Arbeitswerte zu ermitteln, reicht aller Wahrscheinlichkeit für eine intelligente Netzsteuerung nicht aus, insbesondere in Netzen mit erhöhter PV-Einspeisung, da dort der überwiegende Teil der Erzeuger < 100 kW ist.

- „Intelligenter Zähler“ im Endkundenbereich: Basiszähler mit kostengünstiger Kommunikation on Bord, mit zusätzlichen Optionen/Möglichkeiten (modular erweiterbar) und standardisierten Schnittstellen. Ziel: Schnellstmögliche Verbreitung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Daten zur Verfügung stellen für Verbraucher (Verbrauchsverhalten), Netzbetreiber (Abrechnung, evtl. Netzzustandsdaten) und Lieferant (Tarife). Dabei sind datenschutz- und eichrechtliche Anforderungen zu berücksichtigen; ebenso die Auswirkungen auf zu zahlende Konzessionsabgaben.

Hiervon zu unterscheiden ist die intelligente Messtechnik im Smart Grid (z. B. in der Trafostation), die der Netzsteuerung dient (nicht abrechnungs- und bilanzierungsrelevant).

Smart Meter beim Endkunden können ein wertvolles Mittel für den Netzbetreiber sein, um den Systemzustand des Netzes zu erfassen und zu prognostizieren und dessen Optimierung im Sinne eines Smart Grids zu realisieren. Die bidirektionale Datenübertragung ist aber aufwändig und teuer. Inhouse-Daten würden den Kunden (auf welchem Weg auch immer – Powerline, Funk etc.) in beliebigen Abständen zur Verfügung gestellt (ist mit dem derzeitigen „Bundesnetzagentur-Zähler“ gewährleistet). Dem Verteilnetzbetreiber und Lieferanten würden auch Daten für die Bilanzierung und Abrechnung in relevanten Abständen zur Verfügung stehen. Offen ist aber bisher noch, wo die Grenze zwischen den Aufgaben des regulierten Verteilnetzbetreibers und dem Wettbewerbsbereich liegt.

Exkurs Elektromobilität

Die erwartete wachsende Bedeutung der Elektromobilität wird Einfluss auf die Netzstrukturen nehmen. Das Maß der Auswirkungen wird wesentlich geprägt werden durch die vorherrschenden Ladekonzepte (langsam/schnell bzw. dezentral zu Hause oder am Arbeitsplatz/zentral an Tankstellen) und den Durchdringungsgrad der Elektromobilität. Die geringsten Probleme sind bei der Normalladung zu Hause bzw. am Arbeitsplatz erkennbar. Diese ist bereits heute bei privaten Parkplätzen denkbar. Immer dort, wo viele Elektroautos gleichzeitig geladen werden sollen (Parkhäuser, Feierabendspitzen), wird der Leistungsbedarf jedoch Investitionen in die Netzinfrastruktur erfordern. Dies wäre verstärkt bei einer Schnellladung der Fall, die Technik (insbesondere Akkus und Ladesteuersysteme) hierzu ist aber noch nicht ausgereift vorhanden.

Eine Aufgabenabgrenzung zwischen Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Lieferanten im Zusammenhang mit der Ladeinfrastruktur ist erst möglich, wenn definiert ist, ob die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität ein Teil des öffentlichen Netzes darstellt und somit über die Netznutzungsentgelte abgedeckt wird. Diese Frage wird das Zusammenspiel der beteiligten Player (Lieferant, Netzbetreiber und Letztverbraucher) klären.

Auch der Einsatz von Akkus von Elektrofahrzeugen als dezentrale Speicher bedarf einer rechtlichen Klärung, um die richtigen Anreizimpulse für die Lieferanten oder Netzbetreiber zu setzen.

Hinweis: Zudem muss das Thema dezentrale Speicher in diesem Zusammenhang betrachtet werden. Diese Technologien sind derzeit im Forschungsstadium. Erst ab einem gewissen

Reifegrad kann über technische Normungsthemen aber weiter diskutiert werden. Auch der Einsatz von Akkus von Elektrofahrzeugen als dezentrale Speicher bedarf einer Klärung. Dabei ist im 1. Schritt zu überlegen, ob die Akkus als dezentrale Speicher zu nutzen sind und im 2. Schritt, welche Anreize sie geben, damit Besitzer von Elektrofahrzeugen einen Teil ihrer Batteriekapazität zur Verfügung stellen.

Unter der – auf lange Sicht rein theoretischen – Annahme, dass 40 Mio. Fahrzeuge alle gleichzeitig am Stromnetz angeschlossen sind und jedes Fahrzeug 10 kWh einspeiste, betrüge die Speicherreichweite ca. 6 Stunden und überträfe damit die bisher in Form von Pumpspeicherkraftwerken installierte Kapazität um ein Mehrfaches. Dadurch könnte die Elektromobilität wesentlich zur kurzfristigen Stromspeicherung und Stromnetzstabilisierung beitragen („Vehicle to Grid“). Eine mehrtägige oder sogar saisonale Stromspeicherung wäre jedoch im bestehenden System selbst unter der Annahme einer vollständigen Umstellung des Pkw-Bestands auf Elektrofahrzeuge nicht möglich. Nach heutigem Kenntnisstand ist für die saisonale Speicherung von Energie die Erzeugung von Sekundärenergieträgern eine notwendige Voraussetzung (vgl. Abschn. 4.4.2 Entwicklung von Speichertechnologien).¹³

Bezüglich Elektromobilität ist im Positionspapier „nationale Plattform Elektromobilität“ des BDEW zum Ausdruck gebracht, dass „das Lastmanagement bzw. die Kontrolle der verfügbaren Netzkapazität in Verbindung mit der Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit originäre Aufgabe des Netzbetreibers ist.“

Exkurs Smart Home

Auf der Nachfrageseite vor allem im Haushaltskundensegment kommen neue Technologieanwendungen, neue effiziente Energiedienstleistungen (z. B. Smart Home-Funktionalitäten via intelligentem Zähler) hinzu, bei denen erwartet wird, dass diese zu Veränderungen im Verbrauchsverhalten führen. Die aktive Teilnahme des Verbrauchers an Effizienzanzweitsystemen führt zum bewussten und sparsamen Umgang mit Energie und zur Lastverlagerung. Dadurch ergibt sich eine hohe Relevanz von Smart Home für die Rollen „Letztverbraucher/ Haushaltskunden“ und „Technologieanbieter“ (z. B. Installateure, Gerätehersteller). Die Steuerung der Einzelgeräte übernimmt das Energiemanagementsystem des Haushaltskunden unter Berücksichtigung der vom Kunden ggf. mit einem Vertrieb abgeschlossenen Vereinbarung zur Nutzung seiner Lastflexibilität.

Vor allem durch die Einführung des Energiedienstleistungsgesetzes (EDL-G in Kraft getreten am 12.11.2010) und der damit verbundenen Erreichung des Energieeinsparrichtwerts, werden die erforderlichen Energieeffizienzmechanismen, Anreize und Rahmenbedingungen (institutionell, finanziell und rechtlich) geschaffen sowie Markthemmnisse beseitigt, die der effizienten Energienutzung durch Endkunden im Smart Home Bereich entgegenstehen. Durch die veränderten Bedürfnisse ergeben sich völlig neue Interaktionsmöglichkeiten der Rollen

¹³ Vgl. „Schwerpunktbericht 2009 Speicherung erneuerbarer Energien“ des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) S.20

„Letztverbraucher“, „Lieferant“, Netzbetreiber und „Technologieanbieter“ mit Rückwirkungen/Bedarfsanforderungen auf Netz und Erzeugung.

4. Rolle der Informationstechnologie

Für die Entwicklung der in der Anlage B in den Abschnitten 3.1, 3.2. und 3.3. dargestellten Themenfelder wird eine funktionierende und an vielen Stellen erweiterte IT-Infrastruktur an Bedeutung gewinnen.

Bereits im Rahmen der neuen Marktmodelle zum Lieferantenwechsel und zur Umsetzung der Mengenzuordnung im Strom (GPKE - Strom, MABIS) und im Gas (GeLi-Gas, GABI- Gas) waren umfangreiche Investitionen in diesem Bereich zu tätigen. Der Entwicklungspfad für das Zusammenspiel zwischen den Marktrollen „Lieferant“ und „Netzbetreiber“ wurde durch den Regulierer vorgegeben. Für den zukünftigen Aufbau und den Betrieb intelligenter Netze ist eine funktionierende IT-Infrastruktur ebenso zwingend notwendig. Die Aufgabentrennung zwischen den „etablierten Marktrollen“ und potenziellen neuen Marktteilnehmern ist bedarfsgerecht und effizient voranzutreiben.

Für die erwarteten Bedürfnisse der Verbraucher im Massenmarkt zur Entwicklung zum intelligenteren Netz wird der Ausbau der IT-Infrastruktur verstärkt vorangetrieben werden.

Eine Effizienz wird nur dann entstehen, wenn entsprechende Qualitätsdaten/Informationen in geeigneter Form und zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich zunächst das Problem, eine große Datenmenge zu handhaben. Beispielhaft würde eine Ausstattung aller Haushalte in Deutschland mit Smart Metern (bzw. fernauslesbaren Standardgeräten) mit viertelstündlicher Datenerfassung bei ca. 42 Mio. Haushalten eine Datenmenge von täglich 4 Mrd. Messwerten erzeugen. Kommen weitere Werte wie Leistung oder Stromstärke hinzu, multipliziert sich die Datenmenge entsprechend.

Neben der Handhabung der schier unendlichen Datenmenge ergibt sich eine weitere Herausforderung aus der Übermittlung und Umwandlung der Daten an die Empfängersysteme, wobei die legitimen datenschutzrechtlichen Bedürfnisse beachtet werden müssen (vgl. Abschn. 4.5).