



Smart Grids in Deutschland

Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen

Inhalt

Smart Grids in Deutschland

Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen

1. Vorwort	5
2. Einleitung	7
3. Das Verteilnetz heute und morgen	9
4. BDEW-Erhebung „Potential technischer Komponenten im Smart Grid“	11
5. Handlungsfelder auf dem Weg zu intelligenten Netzen	13
5.1 Die Grundlage: Sensorik im Netz	13
5.2 Steuerung/Regelung in Verbindung mit Verteilnetz-Automatisierung	14
5.2.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren	16
5.2.2 Steuerbare, blindleistungsfähige Wechselrichter	18
5.2.3 Kommunikations- und Dateninfrastruktur	18
5.2.4 Netzleittechnik	19
5.3 Systemorientierte Ein- und Ausspeisung	20
5.3.1 Photovoltaik- und Windenergie-Anlagen	20
5.3.2 Wärmepumpen-Anlagen	21
5.3.3 Mini- / Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	21
6. Zukünftige Optionen: Speichertechnologien	23
7. Regulatorische Rahmenbedingungen	29

1. Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

Das deutsche Energiesystem befindet sich seit Jahren im Wandel. Mittlerweile werden über 20 Prozent der Stromerzeugung durch regenerative Energien bereitgestellt, die überwiegend bedarfsunabhängig in das Verteil- und Übertragungsnetz einspeisen. Daher fluktuiert das Stromangebot schon heute zeitweise deutlich.

Aufgrund des zunehmenden Anteils Erneuerbarer Energien wird sich diese Entwicklung fortsetzen. Dies muss mit einer seit jeher schwankenden Nachfrage in Einklang gebracht werden.

Während der Stromfluss früher von hoher zu niedriger Spannung verlief, kommt es nun vermehrt zu Rückflüssen aus den unteren Spannungsebenen. Die Netzinfrastruktur muss an diesen bidirektionalen Stromverkehr angepasst werden. Mit der „Energiewende“ und dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöhen sich die Herausforderungen für die Übertragungs- und Verteilnetze weiter.

Um die Erneuerbaren Energien einzubinden, müssen große Teile der Netzinfrastruktur aus- und umgebaut werden. Neben der Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz hat der BDEW insbesondere auf den erheblichen Ausbaubedarf im Verteilnetz hingewiesen¹.

Auch in Zukunft muss bei dem anstehenden Umbau des Energiesystems im Zieldreieck die richtige Balance aus umweltverträglicher, aber auch sicherer und bezahlbarer Energieversorgung gefunden werden. Neben einem rein bedarfsorientierten Ausbau der Verteilnetze besteht die Möglichkeit durch „intelligente“ neue Technologien und Anwendungen die Netzleistungsfähigkeit zu optimieren, um die fluktuierende Erzeugung aus regenerativen Quellen möglichst vollständig unter Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität in das Energiesystem zu integrieren.

Um die Verteilnetze effizient zu gestalten, erhöht sich der Bedarf an Messung, Regelung und Automatisierung. Aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers kommt es jetzt darauf an, die wichtigsten Technologien und deren Wirksamkeit zu identifizieren. Es stellt sich die Frage, welche Technologien bereits heute zur Verfügung stehen und welches Potenzial diese zur Lösung der verteilnetzspezifischen Probleme mitbringen.

Der BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft und der ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie haben diese Fragen gemeinsam untersucht und geben Empfehlungen für den konkreten Einstieg in Smart-Grid-Technologien.

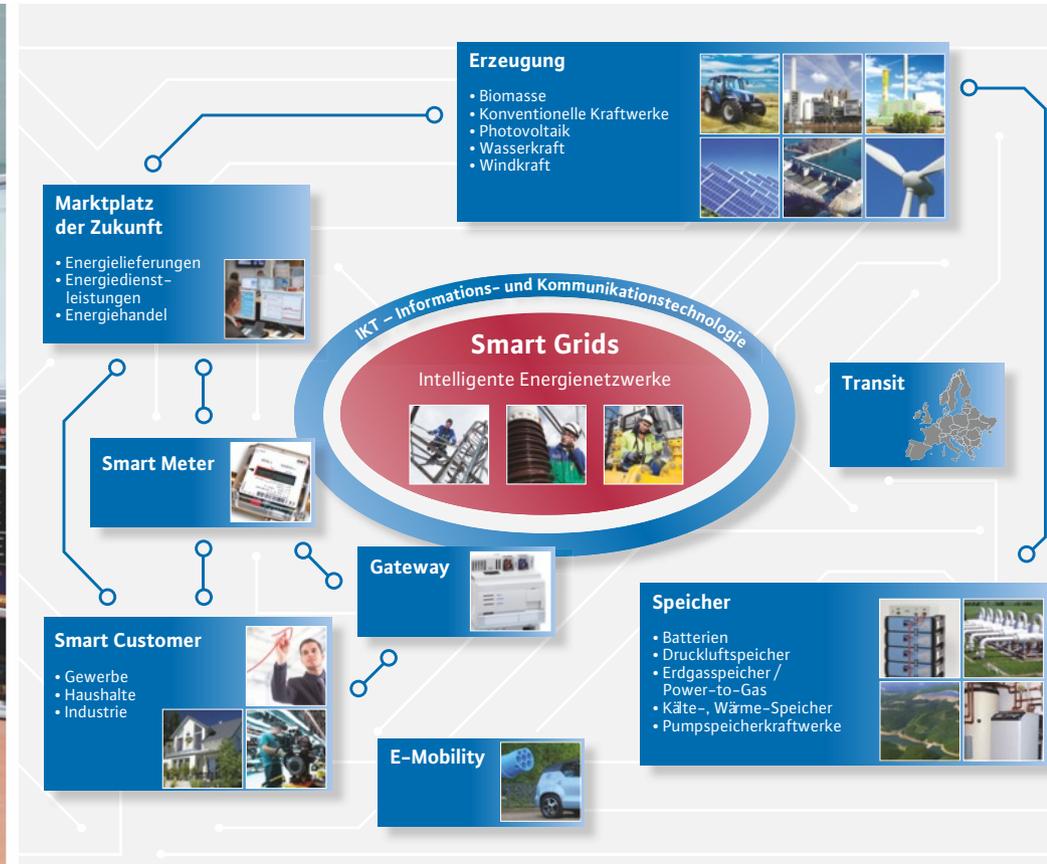


Roger Kohlmann, BDEW



Dr. Klaus Mittelbach, ZVEI

¹ Vgl. BDEW-Verteilnetzstudie 2011 (www.bdew.de)



Definition „Smart Grid“: Ein Smart Grid ist ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.

2. Einleitung

Deutschland verfolgt ambitionierte Ziele beim Ausbau der Erneuerbaren Energien. Bis zum Jahr 2020 soll sich ihr Anteil bezogen auf den Stromverbrauch auf mindestens 35 Prozent erhöhen. Bis zum Jahr 2050 sollen 80 Prozent des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Zur Unterstützung dieser Ziele soll zudem der Stromverbrauch bis 2020 um 10 Prozent sinken, bis 2050 sogar um 25 Prozent.

Schon heute werden einige Netzgebiete zeitweise zu über 100 Prozent durch regenerativ erzeugten Strom ausgelastet (siehe Infokasten). Hier müssen die Energieflüsse mit einem intelligenten Netzmanagement beherrscht werden. Erzeuger, Netze, Lieferanten und Verbraucher sind gefordert, im gemeinsamen Interesse flexibel zu agieren. Dies erfordert neue Informations- und Kommunikationstechnologie im Netz. Durch Smart Grids soll eine verbesserte Integration der dezentralen Energieerzeugung, die notwendige Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch sowie ein größerer Kundennutzen erreicht werden. Hierfür sind Geschäftsmodelle zu entwickeln, die die entsprechenden Anreize setzen.

Netzausbau und -modernisierung müssen künftig Hand in Hand mit dem Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gehen. Jede Investition in regenerative Erzeugung muss durch Investitionen in das Netz begleitet werden. Andernfalls wird die weitere Systemintegration der Erneuerbaren Energien durch die fehlende Netzinfrastruktur limitiert. Die Netzbetreiber müssen regulatorisch in die Lage versetzt werden, diese Infrastrukturinvestitionen durchzuführen. Der Einsatz von Energieleitungen mit zusätzlichen „smarten“ Funktionen kann die zukünftig notwendige, stärkere kommunikative Verknüpfung der Netzanlagen sicherstellen. Es existiert schon heute eine breite Palette von Starkstromkabeln in denen Glasfaserelemente für die Informationsübertragung und die Online-Zustandsmessung der Kabel integriert sind.

Viele wichtige technische Lösungen stehen bereits zur Verfügung. Um die Zielszenarien 2020 oder 2050 unter Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland erreichen zu können, muss heute die Basis für das Funktionieren des Energiesystems von morgen gelegt werden. Dazu muss in intelligente und energieeffiziente Technologien investiert und die bestehende Netzinfrastruktur ertüchtigt werden. Diese Investitionen fördern gleichzeitig Beschäftigung und Wachstum und sorgen dafür, dass der Standort Deutschland eine Chance erhält, sich als weltweiter Leitmarkt und Leitanbieter für Smart-Grid-Technologien zu positionieren.

Norddeutschland:

Dass die Zukunft in einigen Netzen bereits Einzug gehalten hat, zeigt die Entwicklung in Norddeutschland. Hier warnen Netzbetreiber vor einer Überbelastung der Energienetze aufgrund des rasanten Ausbaus der Erneuerbaren Energien in ländlichen und windreichen Regionen. In und um Niedersachsen übersteigt die installierte regenerative Einspeiseleistung die Jahreshöchstlast schon heute um fast 70 Prozent. Bereits heute stammen bei einigen Netzbetreibern 50 Prozent der gesamten transportierten Strommenge aus regenerativen Energiequellen.

Süddeutschland:

In Bayern ist die Anzahl der Photovoltaik-Anlagen in den letzten zwei Jahren enorm angestiegen: Mittlerweile sind hier über 350.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von über 7.000 MW im Netz. Das übersteigt nicht nur den bayrischen Bedarf in lastschwachen Zeiten, sondern entspricht auch circa 35 Prozent der bundesweit installierten PV-Leistung – und ist weitaus mehr, als die in den gesamten USA installierte PV-Leistung von 3.000 MW.

3. Das Verteilnetz heute und morgen

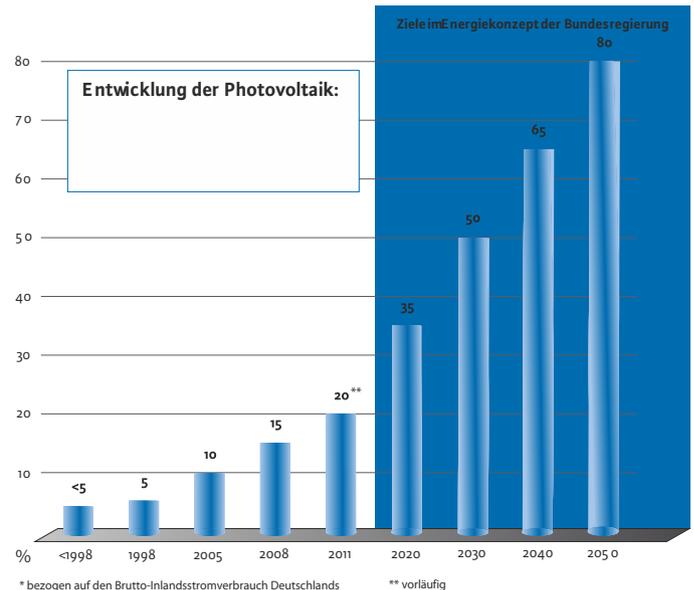
Deutschlands Stromnetze sind seit Jahrzehnten die sichersten in ganz Europa: Mit nur 16 Minuten Stromausfall müssen die Stromkunden im Durchschnitt jährlich rechnen – das entspricht einer Zuverlässigkeit von 99,99 Prozent. Über 800 Stromnetzbetreiber erhalten und betreiben in Deutschland Netze mit einer Länge von rund 1,78 Millionen Kilometern. Der größte Teil der Stromnetze entfällt auf die Niederspannungsebene, die durch regionale Verteilnetze (Mittel- und Hochspannung) mit den Höchstspannungsnetzen verbunden ist. Die bestehende Infrastruktur im Bereich der Verteilnetze ist über Jahrzehnte gewachsen. Viele der Betriebsmittel im Netz sind seit den 60er- und 70er-Jahren im Einsatz und nicht für die unstete Einspeisung der Erneuerbaren Energien ausgelegt. Zudem wandelt sich der bislang passive Kunde zum aktiven Marktteilnehmer, zum sogenannten „Prosumer“.

Die Konsequenz für das Mittel- und Niederspannungsverteilstromnetz ist die Veränderung zu einem multidirektional betriebenen, dynamischen Netzwerk. Die Überwachung und Steuerung dieses Systems ist die Voraussetzung, um das Netz auf effiziente Weise in Zusammenarbeit mit den Netznutzern in Balance zu halten. Dabei ist zu beachten, dass jedes Verteilnetz individuell bezüglich Netzstruktur (beispielsweise angeschlossene Verbraucher und Erzeuger) und der öffentlichen Infrastruktur (beispielsweise Last- und Einwohnerdichte) bewertet werden muss.

Verteilnetze sind in der Vergangenheit unidirektional zur Verteilung der Energie aus der nächst höheren Spannungsebene betrieben worden. Dementsprechend war deren Aufbau auf diese beschriebene Aufgabe hin ausgelegt. Bis heute findet somit eine umfassende Darstellung und Analyse der Netzsituation sowie eine echte Automatisierung nur in den wenigsten Verteilnetzen statt. Darüber hinaus wird die Effizienz von Steuer- und Regelmöglichkeiten nur begrenzt genutzt. Zur Bewältigung der Energiewende muss sich dies ändern. Die Übertragungs- und Verteilnetze müssen insbesondere durch die Einspeisung steigender Mengen aus Windkraft und Photovoltaik noch schneller und häufiger

auf Änderungen der Erzeugung und der Lastflussrichtung reagieren. Mehr Informationen und Steuerungsmöglichkeiten werden benötigt, um das Netz auf effiziente Weise in Zusammenarbeit mit den Stromerzeugern sowie –verbrauchern in Balance zu halten. Der Bedarf für diese Funktionen wird weiter steigen: Mit einer verstärkten Nutzung von dezentraler, vielfach fluktuierender Einspeisung und einer Durchdringung mit Elektromobilität im Bereich des individuellen Personenverkehrs, beziehungsweise weiterer steuerbarer Lasten, werden die Anforderungen an die Netze und deren Betreiber weiter wachsen. Auch die weitere Steigerung der Effizienz wird ein Treiber sein, das Mittelspannungs- und Niederspannungsverteilstromnetz für die Zukunft zu rüsten.

Umbau der Energieerzeugung



4. BDEW-Erhebung



Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt; hier werden über 90 Prozent der Erneuerbaren Energien angeschlossen. Aus diesem Grund stehen bereits heute viele Verteilnetzbetreiber vor der Aufgabe, das Netz nicht nur auszubauen sondern parallel möglichst „intelligent“ zu modernisieren.

Der BDEW hat in Zusammenarbeit mit Verteilnetzexperten analysiert, welche technischen Komponenten dabei ein besonders hohes Potenzial versprechen und bereits heute als relativ marktnah (beziehungsweise marktreif) eingeschätzt werden.

Diese Einschätzung wurde gemeinsam mit Experten der im ZVEI organisierten Herstellerindustrie überprüft und führte im Ergebnis zu der vorliegenden Bewertung von 25 technischen Komponenten aus den Bereichen Netz, Gebäude, Erzeugung / Speicherung und Informations- und Kommunikationstechnologie hinsichtlich ihres Potenzials und ihrer Marktnähe (siehe nebenstehende Abbildung).

Den Experten ging es bei der Analyse der Marktnähe insbesondere darum, wie die technische und wirtschaftliche Verfügbarkeit der jeweiligen Komponenten zum jetzigen Zeitpunkt bewertet wird. Bei der Potenzialeinschätzung wurde beurteilt, welche Komponenten einen Beitrag zur Sicherstellung und zur Verbesserung der Netzstabilität leisten und zu einer effizienten Netzauslastung beziehungsweise einem effizienten Netzbetrieb beitragen.

Die Expertenanalyse hat gezeigt, dass derzeit 15 Komponenten als vielversprechend identifiziert werden können. Das Potenzial der übrigen Komponenten kann voraussichtlich nicht kurzfristig erschlossen werden. Hier sind noch weitere Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung nötig, um sie erfolgreich im Markt zu platzieren. Nachfolgend werden die Ergebnisse dieser Analyse dargestellt. Insgesamt werden acht aus jetziger Sicht besonders erfolgversprechende technische Komponenten sowie deren Zusammenspiel beschrieben.

5. Handlungsfelder auf dem Weg zu intelligenten Netzen

5.1 Die Grundlage: Sensorik im Netz

Die Ermöglichung einer systemoptimierenden Netz-, Einspeise- und Verbrauchssteuerung setzt eine Verbesserung der Informationsbasis für alle Akteure im Energiesystem voraus.

Damit auch künftig eine hohe Versorgungsqualität der Netze in Deutschland gewährleistet werden kann, muss die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand verbessert werden. Erst auf Basis dieser Informationen wird zum Beispiel eine sinnvolle Steuerung von Lasten, das normgerechte Einhalten des Spannungsbandes oder eine Auslastungsbewertung der Netzsegmente möglich. Damit wird der Aufbau von Sensorik zur Erfassung der Netzsituation quasi zur „Pflichtübung“ einer intelligenten Netznutzung und -steuerung, soweit Verbrauchs- und Laststruktur imentsprechenden Netzgebiet dieses erfordern. Verbunden ist hiermit eine entsprechende IT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen (siehe Abschnitt Kommunikations- und Dateninfrastruktur). So muss in den Aufbau von Kommunikationsanbindungen, Serverstrukturen und Rechenzentren investiert werden.

Die Sensorik im Netz liefert schließlich eine Fülle von aktuellen Messwerten. Diese Werte können an ausgewählten Punkten durch weitere Messungen mittels des Einsatzes von Smart Metern ergänzt werden.

Der Smart Meter ist in der Lage Netzzustandsdaten zu liefern, die für die Netzsteuerung oder das Asset-Management genutzt werden können.

Dem Messstellenbetreiber ermöglicht der Smart Meter die Fernableseung der Zählerstände. Unter bestimmten Bedingungen sind Einsparmöglichkeiten auf der Betriebskosten-Ebene gegeben. Diesen stehen allerdings zusätzliche Systemkosten gegenüber, so dass diese Einsparmöglichkeiten gerade in dichtbesiedelten Gebieten überkompensiert werden können und weitere Synergieeffekt für einen wirtschaftlichen Einsatz genutzt werden müssen.

Andere Vorteile aus der Nutzung von Smart Metern fallen nicht direkt beim Netzbetreiber an, sondern bei den Marktrollen Handel oder Vertrieb und stehen deshalb nicht im Fokus dieser Analyse.

Dazu gehören:

- Optimierung der Verbrauchsprofile und deren Prognose
- Ermöglichung von neuen Tarifen und Demand-Side-Management
- Aufbereitung der Verbrauchsdaten für den Kunden und gegebenenfalls Angebot von Energieeffizienz-Dienstleistungen

Auf Basis der aus der Sensorik gewonnenen Informationen kann eine bestmögliche Nutzung des Netzes in Verbindung mit dem Einsatz der im Folgenden beschriebenen Technologien erfolgen. Die umfassende Kenntnis über die wichtigen Systemparameter (Spannung, Stromstärke und Frequenz) wird benötigt, um den aktiven Komponenten (regel- / steuerbare Einspeiser und Lasten) und den aktiven Netzelementen systemstabilisierende Vorgaben zu geben. Neben der Sensorik kann in kritischen Netzbereichen auch ein Temperatur-Monitoring auskunft über die tatsächliche Belastung der Kabelstrecken geben.



5.2 Steuerung / Regelung in Verbindung mit Verteilnetz-Automatisierung

Kosteneffiziente Maßnahmen und Konzepte für den Netzbetrieb werden ein Schlüsselfaktor für eine wirtschaftliche Energieversorgung, welche die Anforderungen des Kunden und des regulatorischen Rahmens erfüllen.

Wesentliche Gründe für Investitionen in Verteilnetz-Automatisierung sind unter anderem:

- Integration dezentraler Energieerzeugung in die Verteilnetze
- Aufrechterhaltung der hohen Zuverlässigkeit von Verteilnetzen / Erhöhung der Verteilnetzqualität und Vermeidung negativer Einflüsse auf die Spannungsqualität
- Verbesserung des Verteilnetzbetriebs und der Wartung
- Schnelle Störungsanalyse und Fehlerortung
- Überwachung der bestehenden Infrastruktur und zielgerichtete Investitionslenkung
- Transparenz über den Lastfluss
- Aktive Lastverteilung und -neuordnung im Betrieb von Verteilnetzen
- Verwendung neuester Technologien für Kommunikationsknoten mit Breitbandinfrastruktur

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beschränkt auf einen Einsatz einzelner Technologien ist nicht sinnvoll. Aus der Vielzahl der beschriebenen Vorteile wird ersichtlich, dass Investitionen in Teilthemen die Optimierungsmöglichkeiten nicht voll ausschöpfen können. Oft ergeben sich die Effizienzpotenziale erst aus der Kombination neuer Technologien und den damit verbundenen Automatisierungsmöglichkeiten.

Dabei ist zu beachten, dass die Verteilnetz-Automatisierung nicht flächendeckend notwendig ist, sondern in Abhängigkeit von den Herausforderungen im jeweiligen Verteilnetz installiert wird.

Intelligente Ortsnetzstationen

Ein wesentliches Ziel für die Ausrüstung von Ortsnetzstationen mit „Intelligenz“ ist die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit. Ausfallzeiten von Betriebsmitteln (nicht Kunden) liegen heute im Stundenbereich, da Service-Mannschaften die Schadstelle vor Ort zunächst ausfindig machen und die Störungsbeseitigung entsprechend organisieren müssen. Selbst die Unterstützung durch Kurzschlussanzeiger bringt nur eine geringe Verbesserung. Eine weitergehende Reduzierung der Ausfallzeiten wird durch den Einsatz von Fernwirkgeräten erreicht, die in ihrem Leistungsumfang genau auf diese Aufgabe zugeschnitten sind. Bei der Störungsbeseitigung fallen nach wie vor Fahrzeiten an, deren Wegfall eine weitere wesentliche Reduzierung der Ausfallzeit und der Ausfallkosten ermöglichen kann.

Die bestmögliche Reduzierung von Ausfallzeiten wird daher erst mit dem Einsatz einer leistungsfähigen und über das reine Fernwirken hinausgehenden Automatisierung erreicht. Mittels Automatisierung, Fernwirk-, Kommunikations- und teilweise Schutzfunktionalität integrieren die Geräte einen hohen Leistungsumfang in sich, sodass von einem „Intelligent Electronic Device“, einem „Smart IED“ gesprochen werden kann (siehe nebenstehende Abbildung).

Mit der Nutzung eines Smart IED kann eine Vollautomatisierung der Verteilnetze erreicht werden, die durch Umschaltlogiken eine Wiederversorgung ohne den Einsatz von Servicekräften ermöglicht. Dabei liegen nicht nur Schaltermeldungen, sondern die derzeitige Lastsituation als Grundlage für Entscheidungen vor. Basis dafür ist künftig eine Kommunikation über Netzwerke unter Nutzung des internationalen Systemstandards IEC 61850. Mit diesem weltweiten Systemstandard können die Smart IEDs untereinander Daten austauschen und über den aktuellen Netzzustand informieren.

Beispiele für Spannungsqualitätsmaßnahmen

Die Verfügbarkeit kostengünstiger Solartechnologie und die Förderinstrumente des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) haben in vielen Netzregionen zu einer breitflächigen Nutzung von Photovoltaikanlagen geführt. Bis Ende 2011 waren bereits circa 25 GWp Photovoltaik in Deutschland installiert. Die derzeit installierte Leistung der Windenergieanlagen beläuft sich auf gut 29 GW. Der mit Abstand größte Anteil entfällt dabei auf die Onshore-Windnutzung mit entsprechender Relevanz für die Verteilnetze. Der massive Zubau volatiler Energieerzeugung stellt die Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze vor neue Herausforderungen: Lastschwankungen, wechselnde Lastflussrichtungen und die nach EN50160 vorgeschriebene Einhaltung des Spannungsbandes sind nur mit gleichzeitigem Ausbau der Infrastruktur und zusätzlicher Intelligenz in der Verteilnetzebene zu beherrschen.

Starke Sonneneinstrahlung oder kräftiger Wind führen zu Spannungsüberhöhungen und Wolken beziehungsweise Flaute zu Spannungseinbrüchen, die vom Netz aufzufangen sind. Im Vergleich zur unidirektionalen Verteilung steht nur noch das halbe Spannungsband zum Ausgleich der Effekte zur Verfügung. Dies betrifft sowohl die Mittelspannungs- als auch die Niederspannungsnetze. Da beide Netzebenen direkt über die Transformatoren in den Ortsnetzstationen verkoppelt sind, muss das Spannungsband-Management immer über beide Netzebenen gemeinsam betrachtet werden.

Die Speisung der Mittelspannungsebene erfolgt heute im Gegensatz zur Niederspannungsebene schon vielfach über Regeltransformatoren, die über eine entsprechende Ansteuerung zur Spannungshaltung herangezogen werden können. Dennoch ist davon auszugehen, dass durch größere dezentrale Erzeugungsanlagen die Schwankungsbreite der Spannung im Mittelspannungsnetz deutlich ansteigen wird.

In Fällen, in denen trotz angepasstem Leistungsfaktor Spannungsbandprobleme entstehen könnten, ist der Einsatz eines regelbaren Transformators

einem Netzausbau gegenüberzustellen. Eine weitere Maßnahme ist der Einsatz eines steuerbaren, blindleistungsfähigen Wechselrichters. Je nach Art der Einspeisung wird mit beiden Vorgehensweisen eine Optimierung des Netzbetriebes bei gleichzeitiger Reduzierung der netzbelastenden Effekte erreicht. Die zwei im Folgenden näher behandelten Technologien haben hohes Potenzial, Kosten für den notwendigen Netzausbau zu minimieren.

Sie setzen jedoch voraus, dass eine gewisse Intelligenz – ein Smart IED in der Ortsnetzstation sowie gezielt verteilte Mess-Sensoren im Netz – vorhanden sind und somit eine auf die Netzsituation optimierte Regelung vorgenommen werden kann.

5.2.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Mit Hilfe installierter Mess-Sensoren an strategisch ausgewählten Punkten im Niederspannungsnetz, zum Beispiel am Ende der Verteilung und bei wichtigen Lasten, werden die Messwerte zunächst höher gelegenen Knoten in der Hierarchie übertragen – in diesem Falle zumindest der Ortsnetzstation installierten Smart IED. Das Smart IED berechnet mit Hilfe speziell dafür entwickelter Algorithmen die notwendige Transformatorstufe und stellt diese automatisch ein. Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren kann das Problem einer Spannungsbandverletzung (zulässiges Band: +/- 10 Prozent) effektiv gelöst werden.

Erfahrungen aus Pilotprojekten belegen, dass durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren circa 90 Prozent aller Spannungsabweichungen ausgeregelt werden können. Befinden sich zusätzlich blindleistungsfähige Wechselrichter in den betroffenen Netzsegmenten, können diese ebenfalls zur Stützung der Spannungshaltung herangezogen werden. Regelbare Ortsnetztransformatoren für den Einsatz in der Niederspannung werden circa ab Sommer 2012 in Serienfertigung gehen.

5.2.2 Steuerbare, blindleistungsfähige Wechselrichter

Moderne Wechselrichter sind in der Lage im 4-Quadranten-Betrieb zu arbeiten. Sie können sowohl bei Wirkleistungsabgabe (Photovoltaik-Anlagen, Windkraft, Batterien etc.) wie auch bei Wirkleistungsbezug (Laden von Netzspeichern und Elektroautomobilen) gleichzeitig Blindleistung beziehen oder an das Netz abgeben.

Diese Eigenschaft ermöglicht es, Wechselrichter in das Netzmanagement zu integrieren und eine wirkleistungsbedingte Spannungsabweichung am Netzeinspeisepunkt durch Blindleistung zu kompensieren.

Durch Vorgabe von Kennlinien (Parametereinstellungen) am Wechselrichter erfolgt heute in Abhängigkeit der einspeisenden Wirkleistung oder über die am Anschlusspunkt gemessene Netzspannung eine Blindleistungskompensation bis maximal $\cos\phi = 0,9$ (über- beziehungsweise untererregt).

Optimal hingegen ist eine direkte Einbindung der Wechselrichter in eine automatisierte Regelung einer intelligenten Ortsnetzstation. Dabei werden die Messdaten der Wechselrichter zur zentralen Steuerung der Niederspannungsverteilung der intelligenten Ortsnetzstation übertragen. Das Smart IED berechnet die für das Netz optimalen Sollwerte und regelt die Blindleistungskompensation der Wechselrichter an den Einspeisepunkten.

Neben der Spannungsregulierung im zulässigen Spannungsband können mögliche Pendelungen der Netzspannung verhindert und eine Auslastungsoptimierung des Verteilnetzes herbeigeführt werden.

Durch den Einsatz einer intelligenten Regelung im Zusammenspiel von neueren Wechselrichtern und einer intelligenten Ortsnetzstation (Smart IED) kann nach Experteneinschätzungen lokal unter bestimmten Prämissen eine verbesserte Auslastung der bestehenden Verteilnetzinfrastruktur um 20 bis 25 Prozent erzielt werden.

5.2.3 Kommunikations- und Dateninfrastruktur

Das Rückgrat künftiger Smart-Grid-Systeme stellt die Kommunikationsinfrastruktur dar. Ohne Kommunikationsverbindungen werden die Nutzung von Informationen und eine daraus resultierende zielgerichtete Steuerung von Aktoren im Netz nicht möglich sein. Als etablierte Kommunikationsstandards in der Energieverteilung liegt die Verwendung der IEC 61850 nahe. Die IEC 61850 erlaubt einen sicheren und effektiven Datenaustausch zwischen den Smart IEDs und das übergreifende Nutzen von Sensoren und Aktoren. Neben den internationalen IEC-Standards sind für die Interaktion mit Technologien aus dem Bereich der Gebäudeleittechnik und bereits vorhandenen kommunikativen fähigen Zählern Protokolle wie M-Bus oder Modbus RTU anwendbar.

Als Übertragungsmedien bieten sich leitungsgebundene oder drahtlose Kommunikationstechnologien an. Leitungsgebundene Optionen sind Glasfasernetze, Kupfernetze (mit xDSL), Schmalband PLC und Breitband PLC. Drahtlose Möglichkeiten sind GSM, UMTS, LTE, WiMax, Richtfunk, Digitaler Betriebsfunk (DMR) und Tetra. Zu beachten sind allerdings immer die notwendigen Übertragungsraten sowie die Aspekte der Datensicherheit. Öffentliche Netze wie zum Beispiel GPRS haben den Nachteil, dass bei Netzstörungen im Versorgungssegment befindliche Sendeanlagen nicht zur Verfügung stehen und es damit nicht möglich ist, die Ortsnetzstation zu erreichen. Mit einer EVU-eigenen Kommunikationsinfrastruktur können Ortsnetzstationen und andere Elemente der Verteilnetzstruktur flächendeckend erreicht werden. Gleiches gilt für die Powerline-Kommunikation, wobei hier das existierende Verteilnetz genutzt wird und sich Reichweitenprobleme wie bei Wireless-Verbindungen umgehen lassen. Die konsequente Umsetzung des gemeinsamen Systemstandards IEC 61850 über alle Spannungsebenen hinweg, bietet die Voraussetzung für einheitliche Kommunikations- und Datenstrukturen. Dies ist eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Ausbau der Verteilnetz-Automatisierung. Im Sinne eines modularen Netzaus- und -umbaus wird die Kompatibilität von alten und neuen Kommunikationsinfrastrukturen gewährleistet.

5.2.4 Netzleittechnik

Basierend auf den zuvor beschriebenen technischen Komponenten bestehen für Verteilnetzbetreiber zahlreiche neue Applikationen / Algorithmen zur Automatisierung und Regelung. Die Störungsanalyse sammelt nach einer Schutzauslösung die vom Schutz und Kurzschlussanzeigern gelieferten Daten und bestimmt aus der bekannten Netztopologie den Fehlerort so genau wie möglich. Eine Wiedereinschaltung dieses Gebietes ist, nach Isolierung des Fehlerorts, automatisiert möglich.

Mit Hilfe der aus der Netzleittechnik verfügbaren Daten können deutlich verbesserte Aussagen für die Netzplanung und das Asset Management getroffen werden. Bisherige Asset-Strategien basieren vorwiegend auf dem Installationsdatum und den Herstellerspezifikationen der Betriebsmittel sowie der Fehlerstatistik. Mit der Verfügbarkeit von Onlinedaten können weitere wertvolle Beurteilungskriterien wie Auslösungen von Schaltern mit Fehlstrominformation oder Überlastzeiten und -ströme von Transformatoren ausgewertet werden. Darauf

aufbauend lassen sich gezielt Wartungsarbeiten durchführen und zum Beispiel bestimmte Kabel- oder Kabelmuffen-Typen in ein Austauschprogramm nehmen. Eine Asset-Management-Software, versorgt mit Betriebsinformationen aus dem Verteilnetz, ermöglicht somit einen effizienten und risikominimierten Austausch sowie eine Wartungsstrategie und reduziert gleichzeitig das Ausfallrisiko durch vorgeschädigte oder durch Alterung beanspruchte Primärkomponenten.

Eine Optimierung der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze erfolgt über dezentrale Netzleittechnik-Applikationen in den Smart IEDs der Ortsnetzstationen. Diese steuern die Netzsegmente hinsichtlich Spannungsband, Lastfluss etc. eigenständig über Sollvorgaben aus der Netzleitstelle. Insbesondere zählt zu den neuen Applikationen der Netzleittechnik auch das Einspeisemanagement, welches im folgenden Abschnitt näher behandelt wird.



5.3 Systemorientierte Ein- und Ausspeisung

5.3.1 Photovoltaik- und Windenergie-Anlagen

In einigen Regionen stoßen die Verteilnetze durch den erfolgten Ausbau der Erzeugung aus Photovoltaik und Wind bereits an ihre Kapazitätsgrenzen. Dabei sind die Netzbetreiber bestrebt die vollständige Integration der Erneuerbaren Energien sicherzustellen. Es zeigt sich jedoch, dass trotz entsprechender Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen nicht mit dem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien Schritt gehalten werden kann. Damit kann es zu Situationen kommen, in denen vorübergehend nicht alle Erneuerbaren Energien unbegrenzt einspeisen können.

Für den Zeitraum bis 2020 gegebenenfalls sogar bis 2030 gehen Experten davon aus, dass eine Abregelung oder Speicherung von 3 bis 5 Prozent der erzeugten Jahresenergie im Einzelfall eine Verdopplung der Netzanschlusskapazität ermöglichen kann. Das Einspeisemanagement bei Wind und Photovoltaik weist damit ein großes Optimierungspotenzial für den Verteilnetzbetreiber auf.

Bei EEG-Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW besteht bereits heute eine Regelbarkeit und damit die Möglichkeit zum Einspeisemanagement unter den im EEG benannten Bedingungen. Dieses Einspeisemanagement wird zukünftig auch in der Niederspannung (Photovoltaikanlagen) an Bedeutung gewinnen (vgl. §§ 6 i.V.m. 11, 66 EEG 2012). Entsprechende Technologien zur Regelung von Wind- und Photovoltaikanlagen stehen mit regelbaren Wechselrichtern bereits heute zur Verfügung.

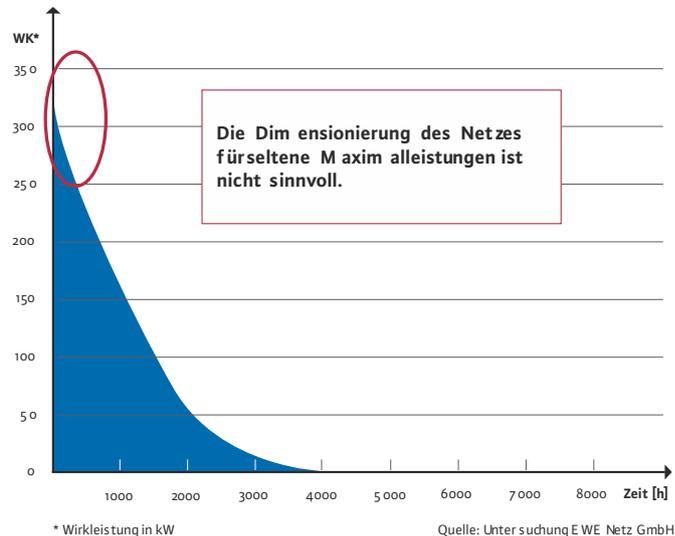
Netzbetreiber müssen bei drohender Gefährdung des Netzes die dezentrale Einspeisung in Stufen von 0/30/60/100 Prozent reduzieren². Die Netzleittechnik unterstützt dies, indem sie automatisiert auf verschiedenen Ebenen die EEG-Einspeisung zusammenfasst („Darstellung“) und die entsprechenden Dialoge und Befehle („Regelung“) zur Verfügung stellt. Dies kann auf Ebene einer Einzelanlage, eines Mittelspannungsfeldes oder eines Umspannwerkes geschehen.

Ausgehend von der aktuellen Lastfluss-Situation werden online die Sensitivitäten der Auslastung der einzelnen Betriebsmittel auf die Höhe der Einspeisungen bestimmt. Die Netzleittechnik erstellt automatisiert einen EEG-Bericht, der veröffentlicht werden muss.

Bei steigender Netzauslastung ist es nicht mehr ausreichend nur den jeweils aktuellen Netzzustand zu betrachten. Auf Basis der Prognose von Verbrauch, Einspeisung und der Kenntnis von angemeldeten Schaltmaßnahmen kann der zukünftige Netzzustand berechnet werden. Dies gibt dem Personal in der Värte mehr Sicherheit, Gegenmaßnahmen bei erwarteten Überlastungen zu ermitteln und gegebenenfalls einzuleiten.

² VDE – Anwendungsregel Nr. 4105

Beispiel: Jahresdauerkennlinie Photovoltaik



5.3.2 Wärmepumpen-Anlagen

Die Wärmepumpe nutzt unter thermodynamischen Prinzipien die Umweltwärme (Erde, Wasser, Luft), um bis zum fünffachen der elektrischen Antriebsenergie als Nutzenergie zum Heizen und Kühlen bereitzustellen. Sie kann (bei Vorhandensein eines ausreichenden Wärmespeichers) ohne Komfortverlust geschaltet und gesteuert werden, und bietet damit Potenzial für den Einsatz in intelligenten Netzen. Die Wärmepumpe kann lokale Einspeise-Überschüsse, die bei Wind und Photovoltaik auftreten, in Form von Wärme speichern. Sie wird von vielen Netzbetreibern in Abhängigkeit der gesetzlichen Regelungen mit einem hohen Potenzial für eine netzentlastende Nutzung des Stroms aus Photovoltaikanlagen vor Ort bewertet.

Wärmepumpen können flexibel eingesetzt werden und beispielsweise über ein Preissignal gesteuert werden (vertriebliches Lastmanagement). Der Bestand von derzeit circa 450.000 Wärmepumpen bietet bereits heute ein nennenswertes Potenzial für das Lastmanagement.³ Um die nutzbare Leistung und die Zeitdauer zu vergrößern und relevante Mengen an Regelenergie anzubieten, können einzelne Wärmepumpen gebündelt und zu virtuellen Großverbrauchern zusammengeschlossen werden. Durch die lokale Netzeinbindung bietet sich die Wärmepumpe insbesondere für die dezentrale Netzentlastung an. Mit zusätzlichen Investitionen in größere Pufferspeicher oder bei Gebäuden mit einer hohen thermischen Speicherfähigkeit können Wärmepumpen über deutlich längere zusammenhängende Zeiträume in ein regionales Lastmanagement einbezogen werden.

Das Hauptpotenzial der Wärmepumpe liegt derzeit im Heizungsbereich und fällt oftmals mit den saisonalen Windspitzen zusammen. Die Warmwassernutzung kann ganzjährig zum Lastausgleich herangezogen werden. Zusätzliche Potenziale können sich durch den reversiblen Betrieb von Wärmepumpen zur Kühlung, die saisonal mit der Photovoltaik-Einspeisung zusammenfällt, sowie aus der Erzeugung industrieller Prozesswärme und -kälte ergeben.⁴

5.3.3 Mini- / Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gekoppelte Erzeugung von thermischer und elektrischer (mechanischer) Energie bezeichnet. Die anfallende Wärme wird direkt beim Verbraucher vor Ort produziert und kann für die Wärmeversorgung des Gebäudes genutzt werden. Der entstehende Strom kann zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet werden oder ins Stromnetz eingespeist werden.

Der Begriff „Mikro-KWK“ bezeichnet die kleinste Anlagenklasse der KWK. Die Anlagen können ineffiziente Altanlagen in Gebäuden ersetzen. Bei größeren Anlagen (Mini-KWK) kann zudem Strom zur Netzstützung in das Versorgungsnetz eingespeist werden. Die Mini-KWK-Anlagen können bei ausreichender Verfügbarkeit nach Nutzung der Lastverschiebungen von regelbaren Lasten ab- und zugeregelt werden, um den verbleibenden Energiebedarf zu decken. Dazu ist eine Ergänzung des Blockheizkraftwerkes (BHKW) um einen entsprechend dimensionierten Wärmespeicher für eine stromgeführte Anlagenfahrweise sinnvoll. Außer dem ist, zusammen mit weiteren Stromerzeugungsanlagen, eine Bündelung zu größeren Kapazitäten denkbar (Virtuelle Kraftwerke), um einen signifikanten Beitrag zum Bilanzkreismanagement (Ausgleichsenergie, Regelenergie) zu leisten.

Die Marktnähe kann als mittel bis hoch angesehen werden. Ein stromgeführter Betrieb mit angepasstem Wärmemanagement (zum Beispiel Wärmespeicher) bei zeitlicher Verschiebung von Strom- und Wärmebedarf sowie die entsprechenden Regelmechanismen sind zu entwickeln.

³ Bis 2020 rechnet der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) mit rund 1,2 bis 1,5 Millionen Systemen, die etwa 4.400 MW elektrischer Anschlussleistung darstellen. Für 2030 erwartet der BWP, je nach Rahmenbedingungen, 2,0 bis 3,5 Millionen installierte Wärmepumpen-Anlagen.

⁴ Die Potenziale der Kältespeicherung (zum Beispiel Klimatisierung großer Gebäude im Dienstleistungsbereich) sind zum Teil erheblich und ohne großen technischen Aufwand realisierbar.

6. Zukünftige Optionen: Speichertechnologien

Speicher können „überschüssige“ Energie in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufnehmen und diese bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Somit können Erzeugungs- und Lastspitzen bewältigt und zusätzliche Wind- und PV-Erzeugungsleistung ohne einen Netzausbau genutzt werden, sofern der Speicher nahe am Erzeuger positioniert ist.

Speicher können Verteilnetzbetreibern folgende Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen:

- Kapazitätsunterstützung durch Verschiebung einer Einspeisung von Spitzen- zu Grundlastzeiten
- Dynamische Spannungsregelung durch Einspeisung / Verbrauch von Wirk- und Blindleistung
- Netzunterstützung im Falle von Komponentenausfällen

Stromspeicher sind bereits heute in der Mittel- und Hochspannung ein wesentliches Instrument zur Stabilisierung der Netze im täglichen Lastgang, bei Systemstörungen und beim Netzwiederaufbau. Die Bereitstellung von Regel- und Blindleistung ist ein bedeutender Beitrag von Stromspeichern zur Netzsicherheit.

In Bezug auf verfügbare Stromspeichertechnologien repräsentieren Pumpspeicherkraftwerke heute die einzige großtechnisch verfügbare und seit Jahrzehnten bewährte Speichertechnologie für elektrische Energie. Aktuelle Forschungsvorhaben haben sich daher zum Ziel gesetzt, diese durch technologische Innovationen auch in intelligenten Verteilnetzen zur Verfügung zu stellen.

Es gibt viele Speicheroptionen, die erforscht werden und sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden (so zum Beispiel Batterien,

Druckluftspeicher, Kälte- und Wärmespeicher, Power-to-Gas oder Schwungräder). Für kurzfristige Speicherzeiträume werden Batterien, für langfristige Speicherzeiträume die Power-to-Gas-Technologie als vielversprechend eingeschätzt.

Batterien sind technisch grundsätzlich verfügbar. Sie sind vor allem unter dem Gesichtspunkt der Flexibilisierung interessant und könnten übererschüssigen Strom aus Erneuerbaren für das Energiesystem nutzbar machen. Die intelligente Verbindung von Stromnetz und zentralen sowie dezentralen Batterien kann künftig Teil eines effizienten Last- und Erzeugungsmanagements sein. Das zukünftige Potenzial elektrochemischer Energiespeicher ist groß. Die Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung sollten vor allem auf eine höhere Leistungsdichte, geringeres Gewicht, höhere Lebensdauer (Anzahl der Ladezyklen) und Effizienz abzielen. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Batterien ist es erforderlich, dass über Skaleneffekte eine deutliche Kostendegression einsetzt.

Die Power-to-Gas-Technologie (PtG) erscheint vor allem unter dem Gesichtspunkt der Flexibilisierung und der Verknüpfung von Strom- und Wärmebeziehungsweise Gasmarkt interessant und könnte überschüssigen erneuerbaren Strom für das Energiesystem nutzbar machen. Primär ist PtG gegenwärtig aber vor allem die einzige Option zur langfristigen Überbrückung von regelmäßig vorkommenden Defizitphasen, in denen die fluktuierenden Erneuerbaren Energiequellen nicht zur Verfügung stehen. Die Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung sollten vor allem auf die Erhöhung der Wirkungsgrade in der Umwandlung, eine Senkung der Kosten, die intelligente Kopplung und flexible Steuerung von Elektrolyseuren sowie die Entwicklung von effizienten Katalyseverfahren zur Methanisierung konzentriert werden.

Expertenstatement

Dr. Erik Landeck

Sind die Stromnetze bereits fit für die Energiewende oder müssen diese erst noch zu Smart Grids umgebaut werden?

Dr. Erik Landeck: Sehr häufig wird die einfache Formel aufgestellt: „Energiewende gleich Smart Grid“. Doch hier muss differenziert werden. Zumein geht es bei der Energiewende darum, ausreichend Transportkapazität auf Ebene der Verteil- und Übertragungsnetze bereitzustellen. Zumein muss ein ständiger Ausgleich von Lastnachfrage und Leistungsangebot gewährleistet werden. Das heißt: Die erforderliche Transportkapazität muss durch einen weiteren Ausbau der Netze bereitgestellt werden. Darüber hinaus müssen neue intelligente Betriebskonzepte und Technologien entwickelt werden, die bei der Balance von Verbrauch und Erzeugung helfen. Häufig werden diese Technologien dann als Bausteine eines „Smart Grid“ bezeichnet.

Also gibt es heute noch gar keine Smart Grids?

Dr. Erik Landeck: Mit zunehmender dezentraler Einspeisung und insbesondere wenn Steuerungsoptionen für Lasten oder Einspeisungen genutzt werden sollen, muss Sensorik zur Beobachtung in die Verteilungsnetze eingebaut werden. Smart-Grid-Technologien werden evolutionär integriert immer dann und dort wo es notwendig wird. Dabei ist der Bedarf in ländlichen Netzen mit einer höheren Quote an regenerativer Erzeugung anders, als der in städtischen Netzen, die eher durch BHKW-Anlagen und Elektromobilität beeinflusst werden. Die gleiche „Smart-Grid-Lösung“ passt also nicht für alle Probleme beziehungsweise Aufgaben des Netzes. Dabei ist schon jetzt absehbar, dass die vielen hunderttausend Lasten und Erzeugungsanlagen nicht mit proprietären Steuerungseinrichtungen ausgerüstet werden dürfen. Der optimale Kundennutzen, der notwendige Datenschutz und vor allem die erforderliche Netzsicherheit werden nur durch Standardisierung erreicht werden können.

Also ist die Standardisierung erste Voraussetzung für die Energiewende?

Dr. Erik Landeck: Schon mit den heutigen Netzen war es möglich die Quote der regenerativen Energien auf über 20 Prozent zu steigern. Wichtig für die weitere Integration der Erneuerbaren ist vor allem der Netzausbau – einige würden sagen: „der klassische Netzausbau“. Darüber hinaus werden zusammen mit den Kunden wesentliche Grundlagen für die Abschaltbarkeit von größeren EEG-Anlagen gesetzt. Viele Netzbetreiber erkunden darüber hinaus neue intelligente Technologien, die unter anderem die Übertragungsfähigkeit der Netze vergrößern. All diese Erfahrungen werden bei der Einführung von Standards helfen. Wichtig ist aber auch, dass in der jetzigen Phase für die betroffenen Netzbetreiber höhere Kosten entstehen und der Regulierungsrahmen für diese Entwicklungsarbeit keine Kostenanerkennung vorsieht.

Was können Hersteller und Energiebranche in der Zusammenarbeit optimieren?

Dr. Erik Landeck: Die Zusammenarbeit von ZVEI und BDEW in Rahmen dieser gemeinsamen Broschüre ist ein gutes Beispiel. Es geht darum, die konkreten Herausforderungen für die Netze aufgrund der Energiewende zu beschreiben und eine realistische Vorstellung von den notwendigen intelligenten Technologien zu entwickeln. Der Begriff „Smart Grid“ wird sicher etwas zu inflationär verwendet. Wir sollten zunächst versuchen, die wesentlichen Technologien zu entwickeln und zu standardisieren.

Expertenstatement

Ralf Christian

Wo entstehen Smart Grids in Deutschland bereits heute?

Ralf Christian: Grundsätzlich kann man sagen: Smart Grids sind auf dem Vormarsch, denn die Anforderungen an das Netzmanagement und die Laststeuerung werden immer komplexer. Wie Smart Grids funktionieren können, zeigt die Gemeinde Wildpoldsried im Allgäu. Hier produzieren die Anwohner aus erneuerbaren Energien doppelt so viel Strom, wie sie selbst verbrauchen. Das installierte Smart Grid sorgt dabei für Stabilität und es balanciert Erzeugung und Verbrauch aus. Es gibt aber viele weitere Initiativen, wie das Förderprogramm „E-Energy“, bei dem deutschlandweit in sechs Modellregionen Smart Grid-Technologien erprobt werden.

Wie dringend ist der Handlungsbedarf in den Verteilnetzen?

Ralf Christian: Der Handlungsbedarf ist hoch, denn die stark schwankende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann die Stabilität des Netzes erheblich beeinflussen. Hinzu kommt, dass Konsumenten von Energie mehr und mehr zu Produzenten werden. Eine der vorrangigen Aufgaben bleibt es daher, Energieeinspeisung und -verbrauch permanent im Gleichgewicht zu halten. Dies gelingt mit Hilfe von ausgeklügelten Mess-, Steuer- und Regelungstechnik in den Verteilnetzen.

Wie können die unterschiedlichen Anforderungen der Verteilnetze erfüllt werden?

Ralf Christian: Wie bereits angesprochen bleibt eine der Kernaufgaben, die Netze im Gleichgewicht zu halten. Hierzu werden Informations- und

Kommunikationstechnologien benötigt. Aktuell ist die Kommunikationsinfrastruktur und Regelbarkeit auf der Mittel- und Niederspannungsebene meist jedoch heterogen. Insgesamt gesehen muss daher die Intelligenz in den Netzen zunehmen. Hierfür gibt es schon heute vielfältige Technologien – von intelligenten Ortsnetzstationen, über Demand-Response-Lösungen, bis hin zu Smart Meters. Des Weiteren helfen Softwareapplikationen die optimale Auslegung des Netzes zu ermitteln.

Welche Informationen brauchen Hersteller von Netzbetreibern?

Ralf Christian: Um den Aus- und Umbau der Netze mit den richtigen Lösungen zu unterstützen, ist es wichtig, die Netzsituation detailliert zu kennen. Es ist zum Beispiel zu berücksichtigen, wie die aktuelle Belastungssituation des Netzes aussieht und welche strategische Planung verfolgt wird, um daraus abzuleiten, wie die zukünftige Dimensionierung des Netzes ausfallen soll. Daher kann es „das“ Smart Grid auch nicht geben, sondern jeweils individuelle Lösungen.

Was kann die Politik tun, um die Entwicklung von Smart Grids zu unterstützen?

Ralf Christian: Es müssen klare und verbindliche regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden – idealerweise europaweit. Hierzu zählen zügige Planungs- und Genehmigungsverfahren ebenso wie sinnvolle Investitionsanreize für die Bereitstellung von Reservekapazität, Speichermöglichkeiten und Netzausbau. Weiterhin sind Standards und Normen essentiell, um den technischen Rahmen abzustecken.

7. Regulatorische Rahmenbedingungen

Die über 800 Stromnetzbetreiber und 700 Gasnetzbetreiber unterliegen der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden. Das Anreizregulierungssystem zielt auf einen effizienten Betrieb bestehender Netze ab und setzt insbesondere Anreize für Kostensenkungen. Das Energiekonzept der Bundesregierung formuliert eine Gesamtstrategie für einen fundamentalen Umbau des Energiesystems, in dem Erneuerbare Energien eine tragende Säule sind. Hierfür ist eine leistungsfähige Netzinfrastruktur eine Grundvoraussetzung. Sowohl auf der Ebene der Übertragungsnetze als auch in den Verteilnetzen müssen erhebliche Investitionen in den geschilderten Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur getätigt werden. Der gegenwärtige Regulierungsrahmen muss dafür modernisiert werden und so den Einsatz intelligenter Technologien fördern.

Um entsprechende Netzinvestitionen durchführen zu können, benötigen Netzbetreiber Investitionssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen sowie angemessene und international vergleichbare Renditen. Kernproblem für die mangelnde Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Verteilnetze ist der systemimmanente Zeitverzug von bis zu sieben Jahren zwischen Investition und Berücksichtigung der Kosten in der Regulierung. Dadurch sinkt die mit Netzinvestitionen erreichbare Rendite deutlich unter die durch die Regulierungsbehörden festgelegten Eigenkapitalzinssätze. Eine Kapitalmarktorientierte Verzinsung ist nicht mehr darstellbar. Selbst für 100 Prozent effiziente Netzbetreiber bestehen so keine wirtschaftlichen Anreize, konventionelle beziehungsweise smarte Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen durchzuführen.

Mit den bisher vorhandenen Instrumenten der ARegV kann der Zeitverzug nicht vollständig behoben werden, da Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber nur in Ausnahmefällen zum Einsatz kommen. Der Erweiterungsfaktor berücksichtigt Veränderungen der Versorgungsaufgabe anhand von veränderten Strukturparametern, unabhängig davon, ob der Netzausbau konventionell oder intelligent erfolgt. Bei Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologie ist weiterhin offen, wie sich diese in zukünftigen Effizienzvergleichen auswirken. Aus Sicht der Netzbetreiber muss wie

bei Regulierungssystemen im Ausland der Zeitverzug bei Investitionen ins Verteilnetz behoben werden. Parallel dazu müssen Anreize für den Umbau zu Smart Grids geschaffen werden.

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN) wurde untersucht, wie die Anreizregulierung vor dem Hintergrund eines wachsenden Anteils dezentraler Erzeugung und dem dafür erforderlich Netzausbau weiter entwickelt werden sollte. Im Mittelpunkt der Analyse stand die zukünftige Regulierung der Stromnetze, die mittelfristig zu Smart Grids umgebaut werden sollen. Eine der zentralen Schlussfolgerungen lautet: „Anreize für Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur [...] werden durch die Anreizregulierung nicht ausreichend gesetzt.“

Für die zukünftige Anpassung der Energienachfrage an das Angebot werden intelligente Netze benötigt. Smart Grids können möglicherweise den konventionellen Netzausbaubedarf im Verteilnetz reduzieren, andererseits sind in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen und der Umsetzung auch gegenläufige Effekte möglich. Mögliche Synergieeffekte mit anstehenden Ersatzinvestitionen können dann entstehen, wenn ein Ausbaubedarf an einer bestimmten Stelle entsteht an der ohnehin eine Erneuerung erforderlich ist. Allerdings erfolgt der Ersatz eines Betriebsmittels aufgrund des Zubaues dezentraler Einspeisungen in aller Regel nicht zu dem Zeitpunkt, an dem das Betriebsmittel sowieso abgängig wäre, sondern früher. Smart Grids basieren auf Innovationen. Für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und Demonstrationsprojekte der Netzbetreiber müssen Anreize in der Regulierung gesetzt werden. Die gegenwärtige Regulierung fokussiert auf kurzfristige Kostensenkungen und belohnt innovative Lösungen nicht. Aus Sicht des BDEW könnten allgemeine beziehungsweise grundlegende Forschungs- und Entwicklungsprojekte und Aufwendungen mit einem Instrumenten-Mix aus einem pauschalen Innovationszuschlag und von Investitionsbudgets angereizt werden. Für anwendungsbezogene Pilot- und Demonstrationsprojekte eignet sich das Instrument der Investitionsbudgets. Eine Öffnung und Vereinfachung für Verteilnetzbetreiber wird dringend empfohlen.