

Energiewende nur mit Netzen – Neue Rollen für Aggregatoren und die aktive Netzintegration

Alfons HABER¹, Hubert BAIER², Sibaprosad BANERJEE³

Alfons Haber, Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut,
Tel.: +49 (0)871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Kurzfassung: Im Rahmen der Energiewende soll die Stromerzeugung auf einen wesentlichen Anteil erneuerbarer Energiequellen erhöht werden. Wie diese Wende im Umfeld der Stromversorgung erfolgen kann, ist noch in vielen Punkten offen. So ist die Erzeugungsstruktur für Strom über viele Jahrzehnte gewachsen und war geprägt von zentraler Erzeugung sowie strahlenförmiger Verteilung über die Stromnetze. Als Betriebs- bzw. Netzstrategie wurde bisher stets eine lastgeführte Erzeugung und Verteilung verfolgt.

Mit vorrangig erneuerbaren und systembedingt fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird sich dagegen der Verbrauch im Wesentlichen nach der (zeitlichen) Erzeugung richten müssen.

Der vorliegende Beitrag widmet sich der Beschreibung möglicher Ansätze solcher Szenarien für die Netze als auch für den Markt, insbesondere des sogenannten Aggregators, der eine wesentliche Rolle einnehmen kann.

Keywords: Netzintegration, Energiewende, erzeugungsgeführter Verbrauch, Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement, Aggregator, IKT, Smart Grid

1 Einleitung

„Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem überwiegenden Anteil erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz“, so definiert das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Begriff der Energiewende. Diese Energiewende muss in den nächsten Jahrzehnten aus ökologischer Sicht und aufgrund politischer Vorgaben stattfinden.

Mit vorrangig erneuerbaren und systembedingt fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird sich der Verbrauch im Wesentlichen nach der (zeitlichen) Erzeugung richten müssen. Für Ausnahmen hiervon wird zum Beispiel der Einsatz von Speichern mit voraussichtlich höheren spezifischen Kosten als bei direktem Verbrauch notwendig werden.

Diese Systemänderung bedingt einerseits die Schaffung neuer Rollen im Markt. Andererseits werden klassische aber auch innovative Aspekte der Netzintegration deutlich an Gewicht gewinnen. Es ist davon auszugehen, dass sich die Energiewende nur durch eine

¹ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel.: +49 (0)871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² Technologiezentrum Energie - Hochschule Landshut, Wiesenweg 1, D-94099 Ruhstorf an der Rott, Tel.: +49 (0) 8531 914044 14, hubert.baier@haw-landshut.de, www.technologiezentrum-energie.de

³ Technische Universität München, Schulgasse 16, D-94315 Straubing, Tel.: +49 (0)9421 187 172, s.banerjee@wz-straubing.de, www.wz-straubing.de, www.tum.de

umfassende Integration der Stromnetze in den Markt und eine weitreichende Umstellung auf erzeugungsgeführten Verbrauch umsetzen lässt.

2 Erzeugung versus Last

Ein großer Teil des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms unterliegt signifikanten zeitlichen, jahreszeitlichen und witterungsabhängigen Schwankungen. Diese volatile Erzeugung konzentriert sich aufgrund der Penetration von regionalen Erzeugungsanlagen ebenfalls zeitlich, womit es neben Auswirkungen auf die Netze auch zur Beeinflussung des Marktes kommt. Aufgrund dieser Aspekte erfolgt für einen überwiegenden Teil der erneuerbaren Energien keine lastgeführte sondern eine nach der Verfügbarkeit der Energiequelle getriebene Erzeugung, die sehr gegenläufig zum Verbrauch (Lastgang) sein kann.

Das System der Stromerzeugung und des Verbrauchs basiert auf dem Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt. Damit gehen verschiedene grundsätzliche technische Anforderungen einher, die seitens der Erzeugungsanlagen, der Übertragungs- und Verteilnetze und der Lasten erfüllt werden müssen.

Die leistungsstarken Erzeugungsanlagen müssen Informationen zur aktuellen und zur möglichen Leistung bereitstellen. Ungeachtet dessen müssen ebenfalls Erzeugungsfahrpläne im Markt bekannt gegeben werden, anhand derer sich der geplante und tatsächliche Kraftwerkseinsatz, in Abhängigkeit der Erzeugungsanlagen, im Markt orientiert.

Die Informationen des Verbrauchs sind aufgrund der Datenverfügbarkeit heute lediglich bei größeren Kunden mit Hilfe von sogenannten Lastprofilzählern (eine Form von „Smart Meter“) verfügbar. Durch die Erfassung der Leistung stehen Informationen zu Möglichkeiten geeigneter Lastverschiebungsmaßnahmen (Lastmanagement) zur Verfügung. Dies wiederum gewährleistet eine bessere Planung der Erzeugung (bzw. Beschaffung der Energie), die weiterführend zu einer Reduktion der Stromkosten führen kann.

Bei den Haushaltskunden sind zeitnahe Verbrauchsdaten sowie Informationen über die bezogene Leistung aktuell nicht verfügbar. Die elektrische Energie wird, obwohl sie als wertvoll angesehen wird, nicht zeitnah erfasst. Mit den vorhandenen mechanischen Zählern besteht nicht die Möglichkeit aktuelle Leistungsbezüge zu messen und somit aktiv zum Lastmanagement beizutragen – u.a. im Sinne der volatilen Erzeugung und des Gleichgewichts zur Last.

2.1 Zukünftige Management-Anforderungen

Zum Erreichen der Zielsetzung eines erzeugungsgeführten Verbrauchs wird zukünftig ein funktionierendes Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement unerlässlich sein. Dies bedingt jedoch, wie eingangs beschrieben, detailliertes zeitliches Wissen zu Erzeugungs- und Lastgängen.

Aufbauend auf diesem Wissen lassen sich konkrete Ansätze für eine praktische Umsetzung zur Angleichung von Lastgängen an die Erzeugung erstellen. Der erzeugungsgeführte

Verbrauch kann z.B. durch ein Zusammenwirken nachfolgender Maßnahmen erreicht werden.

Erzeugungsmanagement: Die Einspeisung von Erzeugungsanlagen in ein Stromnetz muss bestimmten Randbedingungen genügen. So ist es zwingend erforderlich, dass das Stromnetz die eingespeiste Leistung unter Einhaltung der Spannungsgrenzen abtransportieren kann. Zusätzlich darf der Lastfluss in allen Betriebsmitteln des Stromnetzes die zulässigen Grenzwerte nicht überschreiten.

Daher wird ein Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagement erforderlich, mit dessen Hilfe die in dezentralen Erzeugungsanlagen erzeugte Energiemenge vollständig genutzt werden kann.

Mit dem Aggregator ist hier ein Marktteilnehmer vorhanden, der die Datenbasis für eine mögliche Optimierung bereits vorhält.

Speichermanagement: Unter einem Energiespeicher wird allgemein ein System oder Verfahren verstanden, mit dem eine Aufnahme und deren spätere Abgabe von Energie in einer bestimmten Form über eine bestimmte Zeit erfolgt. Hierzu stehen grundsätzlich mehrere Technologien zur Verfügung.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass sich Speicher sowohl wie eine Last als auch wie eine Erzeugungsanlage verhalten können. Die mögliche Nutzung dieser (bidirektionalen) Fähigkeiten geht allerdings eng mit der Art der Bewirtschaftung, dem sogenannten Speichermanagement einher. Dieses sollte sich möglichst stark an den Erfordernissen eines Ausgleichs zwischen fluktuierender Erzeugung und Last orientieren, um den (volks-)wirtschaftlich größten Nutzen daraus zu bewirken. Dabei ist eine Vorausschau des Profils der Divergenz zwischen Erzeugung und Last von großer Bedeutung.

Eine informationstechnische und betriebliche Koordination, wie sie z.B. ein Aggregator bewerkstelligen kann, ist damit auch an dieser Stelle äußerst hilfreich. Darüber hinaus kann der Aggregator über seine Dienstleistung einen wertvollen Beitrag im Hinblick auf Betreibermodelle leisten und z.B. eine einwandfreie Funktion von zentralen oder aggregierten Speichern gewährleisten.

Lastmanagement: Ein Lastmanagement kann unterschiedliche Ausprägungen aufweisen. Die Strategien können wie folgt angeführt werden: Verlagerung der Last, Reduktion der Spitzenlast, Steigerung der Schwachlast. Aus netzbetrieblicher Sicht und in Bezug auf den Markt sind die am häufigsten angewandten Strategien die Verlagerung der Last und die Reduktion der Spitzenlast. Hierdurch können einerseits hohe Auslastungen bzw. Überlastungen im Netz reduziert und dadurch übergreifend betrachtet Kosteneinsparungen erreicht werden. Andererseits können die unterschiedlichen Marktpreise, sofern angeboten, bei individueller Nutzung durch den Kunden zu seinem Vorteil führen. Dies setzt jedoch neben der Steuerbarkeit der Lasten zu bestimmten Zeitpunkten eine genaue Erfassung der Last (Lastprofil) voraus.

Für einen Übergang zum erzeugungsgeführten Verbrauch ist ein Markt allerdings zwingend erforderlich. Denn nur dadurch lassen sich Anreize zur Teilnahme schaffen.

Beim Lastmanagement erfolgt eine Einflussnahme auf den Verbrauch in erster Linie im Hinblick auf die momentane Leistung. Hier werden abhängig von einer angestrebten Leistung und Netzauslastung flexible Verbraucher so beeinflusst, dass die tatsächliche

Leistung möglichst genau diesen Verläufen entspricht. Dies geschieht z.B. durch zeitliche Verschiebung dahingehend flexibler Aufgaben oder der Möglichkeit energetischer Speicherung (z.B. Kälte, Prozesswärme, Strom, etc.). Möglich ist auch eine stoffliche Speicherung.

In diesem Zusammenhang sind vorhandene Lasten und ihre Verwendung hinsichtlich der Flexibilität zu untersuchen und zu klassifizieren. Um die damit einhergehenden Möglichkeiten zur Ausschöpfung dieser Flexibilität nutzen zu können empfiehlt es sich, diese einer koordinierenden Stelle, zum Beispiel dem Aggregator zugänglich zu machen. Dieser kann somit einen erzeugungsgeführten Verbrauch und eine Speicherung realisieren.

2.2 Netz und Markt

Mit der Koordination der beschriebenen Management-Maßnahmen und der Integration in das Netz gehen weitere Aktivitäten einher.

Aggregation von einzelnen Lastgängen und Fahrplänen zu jeweiligen zeitlichen Summen: Damit ist zunächst einmal eine Datensammlung gemeint, im Rahmen derer die regional abgenommene Last, sowie die regional eingespeiste Erzeugungsleistung zueinander in Bezug gebracht werden. Die Datenerfassung kann dabei über Smart Meter erfolgen und muss eine ausreichende zeitliche Auflösung gewährleisten.

Die Sammlung der erfassten Daten kann von dem neuen Marktteilnehmer Aggregator durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang ist über die Historie (vorangegangenes Profil), gegebenenfalls in Verbindung mit Rechenmodellen für Erzeugungsanlagen und Lasten eine Prognose zukünftiger Profile, z.B. mit viertelstündlicher Vorausschau, durchzuführen.

Einsatz innovativer Netzintegrations-Technologien zur Spannungshaltung im Verteilnetz bei hoher Netzauslastung (insbesondere auch bei Lastflussumkehr): Das Erreichen eines erzeugungsgeführten Verbrauchs hängt im Wesentlichen an der Mitwirkung der Verbraucher mit ihren Lasten sowie der Nutzung von Speichern. Damit sich eine ausreichende Relevanz der Summenlast ergibt, sind viele Einzellasten notwendig. Daraus resultiert aber zwangsläufig eine regionale Betrachtung, in dem diese Lasten verteilt sind. In Verbindung mit dezentralen Erzeugungsanlagen mit überwiegend zeitlich fluktuierender Erzeugungsleistung wird es im Verteilnetz vermehrt zur Lastflussumkehr kommen. Hier gilt es, die technischen Möglichkeiten wie Längsspannungsregler, regelbare Ortsnetztransformatoren, Blindleistungseinspeisung, elektrische Energiespeicher, zusätzlicher Einsatz vollständig steuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen und den Einsatz der Einspeisemanagementsysteme hinsichtlich eines guten Kompromisses aus technischem und wirtschaftlichem Optimum zu koordinieren.

Auch hier kann ein Aggregator als „neutraler Dritter“ wertvolle Unterstützung in der Informationssammlung und beim Erzeugungs- Speicher- und Lastmanagement leisten.

3 Netzintegration und Aggregator

Zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils an der Stromerzeugung, insbesondere unter Berücksichtigung der sehr gegenläufigen Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch, ist es wichtig, die Einspeisung erneuerbarer Energie in die Netze weiterhin zu forcieren. Dabei sind unter Berücksichtigung der technischen und physikalischen Möglichkeiten auch neue koordinierende Rollen im Markt zu verankern. Dies gilt insbesondere unter folgenden Gesichtspunkten:

- der Datenerfassung von Erzeugungsanlagen für ein abgestimmtes Erzeugungsmanagement (bzw. Einspeisemanagement),
- der Berücksichtigung des sicheren Netzbetriebs,
- der Sammlung von Verbrauchs- bzw. Lastdaten für ein Lastmanagement, wobei die volatile Erzeugung und die regionale Konzentration zu berücksichtigen sind,
- das Management von Speichern.

Die Frage, wer diese Rolle unter bestehenden Marktregeln und unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit heute übernehmen könnte, bleibt in vielen Bereichen unbeantwortet.

Klar ist aber, dass bei der Umsetzung der Energiewende durch überwiegend erzeugungsgeführten Verbrauch einige wichtige Anforderungen zu erfüllen sind. Einerseits sind diese im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit zu sehen und richten sich konkret an die Netze und deren Betriebsmittel. Andererseits liegen sie bei der Aggregation und Analyse erfasster Daten sowie beim zugehörigen Management.

3.1 Anforderungen an die Netze

Beim Betrieb von Netzen sind neben den technischen Aspekten auch eine Reihe von gesetzlichen Aufgaben für Betreiber zu berücksichtigen. Der Betrieb eines elektrischen Netzes unterliegt einer Vielzahl von Einwirkungen. Dabei ist es sinnvoll, zwischen geplanten, vorhersehbaren und unvorhersehbaren Einwirkungen zu unterscheiden. Geplante oder vorhersehbare Einwirkungen können beim Betriebsgeschehen weitgehend berücksichtigt werden. Dagegen kann auf das mögliche Auftreten von Störungen nur durch vorbeugende Maßnahmen reagiert werden. Der Netzbetrieb muss den sich anscheinend widersprechenden Anforderungen der Wirtschaftlichkeit und der Sicherheit der Versorgung genügen.

Bei der Netzplanung sollte dies bereits berücksichtigt werden. Die Netzplanung schafft die Voraussetzung für einen sicheren Betrieb der Netze. Hierbei kann man von der Analyse bestehender Netze – unter Berücksichtigung der aktuellen Leistungsfähigkeit und Betriebssicherheit – ausgehen. Statistische Daten der bisherigen Lastentwicklung und der Kundenstrukturen sind Grundlagen einer Lastprognose. Diese ist wiederum eine wesentliche Basis für den weiteren Netzausbau in verschiedenen Ausbaustufen eines definierten Planungszeitraums.

Die Standorte der (dezentralen bzw. verteilten) Erzeugungsanlagen, Kunden, Umspannwerke, Umspannstationen und Transformatorstationen, die Trassen der Leitungsführungen und die Art der Leitung (Freileitung oder Kabel) müssen in die Planung integriert werden. Das so entstandene Planungskonzept muss auf sein Betriebsverhalten bei

normalem Lastfluss, bei Kurzschluss und auf Sonderfälle hin untersucht werden. Der technisch-wirtschaftliche Vergleich verschiedener Planungsvarianten und das iterative Planungsvorgehen sowie sogenannte Variantenrechnungen können schließlich zu einer Planungsgrundlage führen.

Aufbauend auf die obigen Aspekte der Netzplanung kann in Abbildung 1 schematisch die Leistungsfähigkeit und deren Determinanten dargestellt werden.

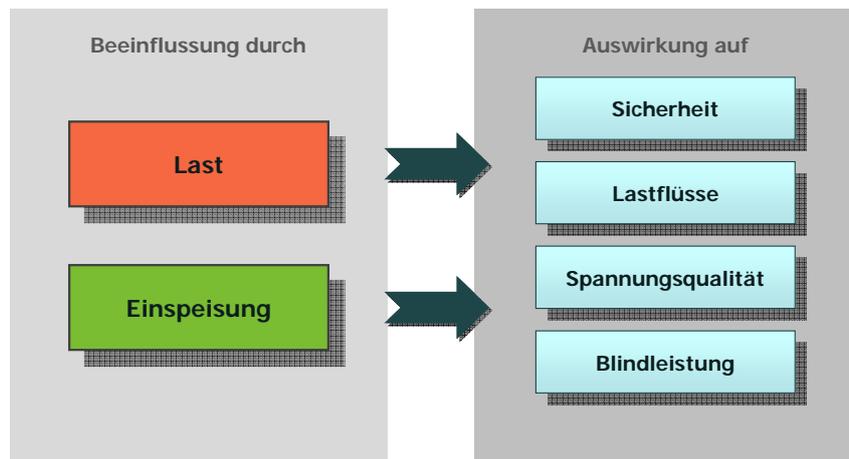


Abbildung 1: Schematische Übersicht der Leistungsfähigkeit von Netzen

Technische Einflussfaktoren für die Planung sind unter Berücksichtigung der Betriebsspannungen in Abbildung 2 dargestellt. Zu den, insbesondere für Mittel- und Niederspannungsnetzen relevanten Aspekten der Versorgungsqualität zählen die quasistationäre Spannungshaltung und die Versorgungszuverlässigkeit. Die Merkmale der Spannung sind in der EN 50160 beschrieben.

Die Leistungsfähigkeit der Netze wird u.a. durch die Einspeisung beeinflusst. Somit bestimmt der resultierende Lastfluss die Dimensionierung der Übertragungsleitung, welche wiederum von dem Ort des Netzanschlusses abhängt und ebenfalls in der Netzplanung zu berücksichtigen ist.

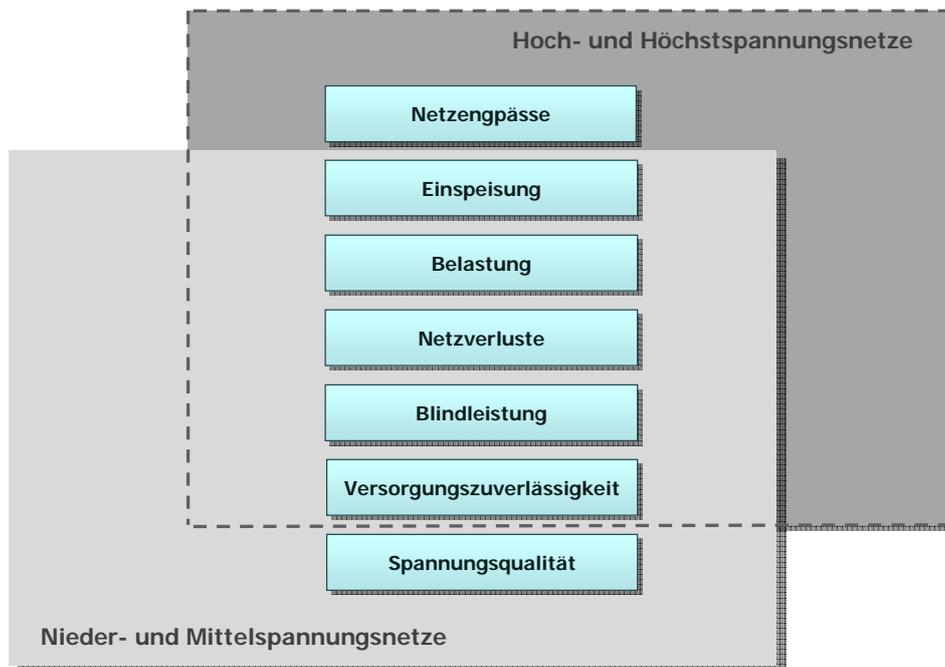


Abbildung 2: Einflussfaktoren für die Netzplanung

Zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebs sind darüber hinaus bestimmte Systemdienstleistungen zu erbringen. Einerseits handelt es sich hier um die Blindleistungsbereitstellung, die mit der Spannungsregelung einhergeht. Andererseits muss die Frequenz in einem engen Toleranzband gehalten werden. Diese Aufgaben werden bisher im Allgemeinen von konventionellen Kraftwerken mit hoher Verfügbarkeit übernommen. Eine Abschaltung solcher Kraftwerke darf daher nicht ohne weiteres erfolgen. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von der sogenannten Must-Run Kapazität⁴.

3.2 Anforderungen an den Aggregator

Unter dem Begriff der „Aggregation“, aus dem lateinischen⁵ „aggrego, aggregare“ „zusammenhäufen, aufhäufen“ wird das Zusammenfassen von Einzelgrößen verstanden. Die Definition lautet⁶: „Zusammenfassung mehrerer Einzelgrößen hinsichtlich eines gleichartigen Merkmals, um Zusammenhänge zu gewinnen, z.B. Zusammenfassung der Nachfrage der einzelnen Haushalte zur Gesamtnachfrage des betreffenden Marktes.“

⁴ Definition der Must-Run Kapazität gemäß Glossar der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/m/must-run-kapazitaet.html>

⁵ Übersetzung: <http://de.pons.eu/übersetzung>

⁶ Definition gemäß „wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/aggregation.html“ vom 27.01.2014

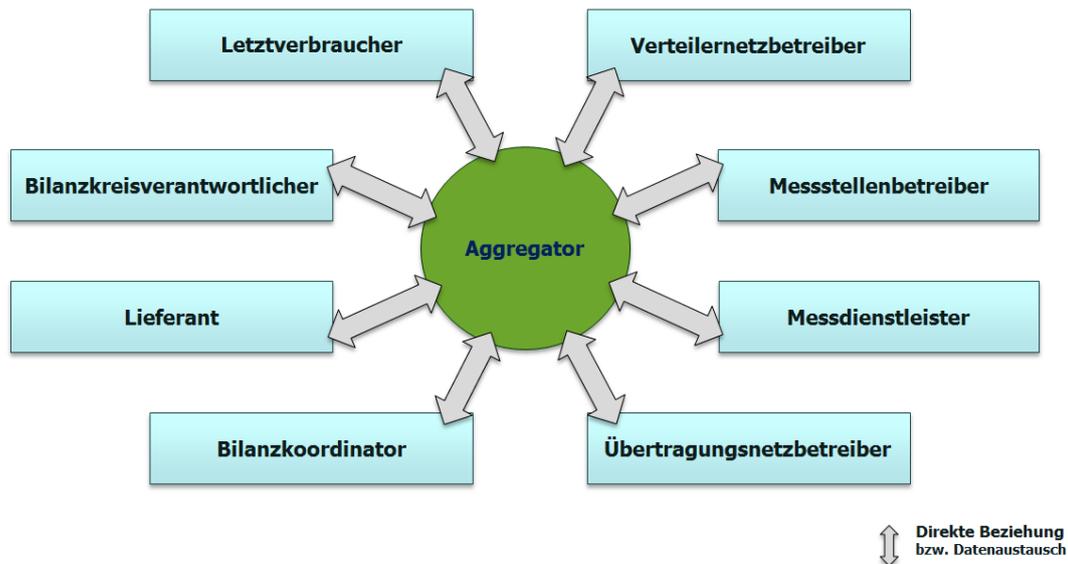


Abbildung 3: Marktteilnehmer und Aggregator - Beziehungen

Die, für die Rolle des Aggregators dabei erforderlichen Beziehungen mit den aktuellen Marktteilnehmern sind in Abbildung 3 dargestellt. Es entsteht eine direkte Beziehung mit Datenaustausch zu den Netzbetreibern, den Stromhändlern, den Lieferanten (bzw. Versorgern), den Erzeugern inkl. der Speicherbetreiber und den Kunden (weiterführend Verbraucher genannt).

Um die Dienstleistung der Informations-/Datensammlung und Aufbereitung ausführen zu können, muss der Aggregator die gewünschten Informationen und Daten nach Möglichkeit von allen Marktteilnehmern erhalten. Die Grundlage dazu bildet eine genügend detaillierte Datenerfassung. Technisch kann dies beispielsweise über hochauflösende Leistungsmessungen, sogenannte Meter oder auch Smart Meter erfolgen. Die Einführung von Smart Metern in die Stromnetze hat bereits vereinzelt vor einigen Jahren begonnen, eine flächendeckende Ausrüstung ist aber bis heute nicht umgesetzt.

Werden Smart Meter eingesetzt, kann ein Aggregator deren Vorteile aber nur nutzen, wenn parallel eine zyklische zeitnahe Auslesung der Smart Meter durch den Aggregator erfolgen kann. Dazu muss eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur Verfügung stehen. Nur dadurch können die erfassten Informationen zeitnah vom Aggregator „zusammengetragen“ werden. Die prinzipielle Anordnung und Anschlussweise eines IKT-Netzes an den Aggregator und die Marktteilnehmer zeigt Abbildung 4.

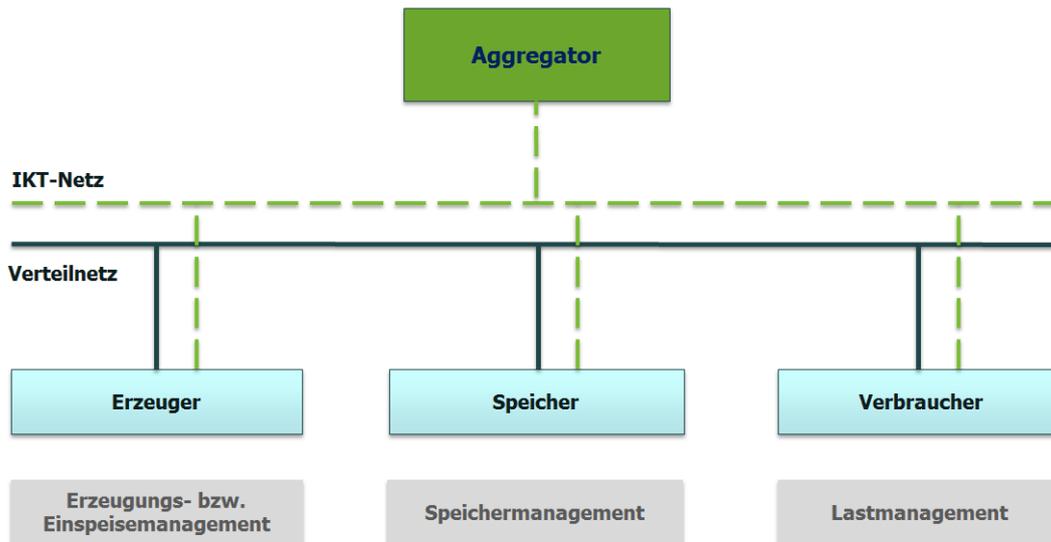


Abbildung 4: Stromnetz und IKT-Netz mit Aggregator

Die Informations- und Kommunikationstechnologie wird derzeit ebenso, wie Smart Meter aufgebaut. Ein flächendeckender Ausbau fehlt aber auch hier. Erschwert wird der flächendeckende Ausbau durch die Tatsache, dass die IKT parallel zum Stromnetz aufzubauen ist und hier in der Regel bereits gewachsene Strukturen im Verteilnetz vorliegen. Der Aufbau von IKT-Netzen zieht daher Investitionen nach sich.

Liegt ein IKT-Netz vor, bieten sich für Aggregatoren über die Informations- und Datensammlung hinaus neue Rollen. So lassen sich IKT-Netze neben der Datensammlung gleichermaßen zur Remote Steuerung einsetzen. Mit bidirektionalen Kommunikationsmöglichkeiten können kompatible und fernsteuerbare Betriebsmittel des Netzes zielorientiert gesteuert werden. Konkret erfordert auch das Investitionen in die entsprechenden Betriebsmittel, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und deren Steuerung oder insbesondere auch beeinflussbare Lasten. Allerdings ist damit ein wichtiger Schritt zur „Installation“ eines Aggregators erfolgt. Der Aggregator kann damit Dienstleistungen im Strommarkt erbringen.

Beispielsweise führt der Aggregator die erforderlichen Stelleingriffe zur Angleichung des Lastgangs an die Erzeugung durch. Er koordiniert den Einsatz des virtuellen Kraftwerks, z.B. auf Anforderung eines Stromhändlers um ein Leistungsband in einem Bilanzkreis zu generieren, und kappt bzw. verschiebt Lastspitzen. Kurz gesagt stellt der Aggregator die Schnittstelle zum Erzeugungs-, Last- und Speichermanagement dar.

4 Umsetzungsmöglichkeiten

In den nachfolgenden Umsetzungsmöglichkeiten im Zusammenhang mit der Energiewende, der Netzintegration und eines Aggregators wird auszugsweise auf das Smart Grid, deren Technik sowie die IKT-Anbindung eingegangen. Dies ist insbesondere zur Darstellung von

Anforderungen an die einzelnen Komponenten und die neuen Rollen im Markt von Bedeutung.

4.1 Das Smart Grid – die Technik zur Umsetzung

Das Stromnetz unterliegt verschiedenen Anforderungen, die sich u.a. aus Maßnahmen aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen, aus der Veränderung des Erzeugungsportfolios und dem einher gehenden Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen ergeben. Damit gewinnen Eingriffe in das Netz und ein Management von Betriebsmitteln am Netz zusehends an Bedeutung.

Lassen sich derlei Eingriffe vornehmen und die Auswirkungen der Eingriffe überwachen, wird im Allgemeinen von Smart Grids gesprochen. Wesentlich ist, dass bei Smart Grids eine bidirektionale (Daten-)Anbindung von Marktteilnehmern bzw. Betriebsmitteln erfolgt, wie auch die folgende Definition⁷ des Begriffs Smart Grids erkennen lässt.

Das Konzept der Smart Grids wurde 2006 von der „European Technology Platform for Smart Grids“ entwickelt. Es beschreibt Stromnetze, die alle Netzteilnehmer, egal ob Erzeuger oder Verbraucher oder auch Mischformen davon auf intelligente Weise in das Netz einbindet und auf effiziente Weise eine nachhaltige, wirtschaftliche und zuverlässige Stromversorgung sicherstellt. Ein Smart Grid bedingt den Einsatz innovativer Betriebsmittel und Dienstleistungen, die eine intelligente Überwachung, Regelung, Kommunikation und Fehlerbehandlung erlaubt. Insbesondere ist dies zu sehen im Hinblick auf:

- den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen aller Leistungsklassen
- die Möglichkeiten, Verbrauchern ein netzentlastendes Verhalten zu ermöglichen
- erweiterte Information von Verbrauchern über ihr Verhalten
- eine deutliche Reduktion der Umweltauswirkungen durch die Stromerzeugung
- die Erhaltung bzw. Verbesserung der ohnehin bereits hohen Zuverlässigkeit, Qualität und Sicherheit der Stromversorgung
- die Erhaltung bzw. Verbesserung vorhandener Netzdienstleistungen
- die Förderung der Entwicklung eines integrierten europäischen Strommarktes

Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird bewusst nicht von intelligenten Messgeräten oder intelligenten Komponenten gesprochen. Denn insbesondere durch die IKT und den Einbau von neuen (kommunikationsfähigen) Netz- und Anlagenkomponenten wird eine zielorientierte Steuerung im Sinne eines sicheren und effizienten elektrotechnischen Systems ermöglicht. Die IKT und die dadurch steuerbaren Anlagen liefern die Basis für ein „smartes“ Netz. Letztendliche wird aber erst durch die Steuerung und Regelung – z.B. durch den Aggregator – das so gesteuerte Netz zum Smart Grid.

Um Smart Grids einzuführen, bedarf es einerseits eines großflächigen Aufbaus der IKT-Netze, andererseits der Vorbereitung des Anschlusses der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen an diese IKT-Netze. Damit geht vor allem im Mittelspannungs- und

⁷ Freie Übersetzung der Definition von Smart Grids von: www.smartgrids.eu

Niederspannungsbereich eine Umstrukturierung des Elektrizitätssystems einher. Diese Umstrukturierung setzt aber signifikante Investitionen in das Elektrizitätssystem voraus. Eine noch offene zentrale Frage ist hier, wer die IKT-Netze tatsächlich bauen kann.

Wie bereits erwähnt, sind für die Smart Grids umfassende Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Endverbrauchern notwendig, welche eine zeitnahe und bidirektionale Kommunikation zwischen den genannten Akteuren erfordern. Als Beispiele für technische Lösungen können folgende im Überblick genannt werden:

- Steigende Automatisierung der Netze
 - Spannungsregelung (z.B. bezogen auf Sollwert, entkoppelt, lokal)
 - Fernregelung (Transformatorregelung bezogen auf Netzknoten im nachgelagerten Netz)
 - kombinierte Spannungsregelungen (Kombination von unterschiedlichen Regelungen)
- Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagement
- Einbindung und Einsatz von Spitzenlastkraftwerken
- Einbindung und Einsatz von Energiespeichern (Speichermanagement)

4.2 Informations- und Kommunikationstechnik

Einen wesentlichen Schwerpunkt zur aktiven Netzintegration bilden die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Erst durch die Schaffung der IKT-Infrastruktur können Informationen aus dem Netz, den Übergabestellen, Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten an ein koordiniertes Datenmanagementsystem, z.B. den Aggregator übergeben und weiter verarbeitet werden. Dieses Managementsystem ermöglicht in weiterer Folge einen sicheren Betrieb der Netze. Denn bei allen Überlegungen gilt es neben der Datensicherheit auch die Betriebssicherheit der Netze zu berücksichtigen und diese Aufgaben durch einen zeitnahen sicheren Datentransfer zu ermöglichen. Hierzu gilt es ebenfalls die Stabilität der Netze und der notwendigen unverzüglichen Reaktion durch den Netzbetreiber zu sichern. Welche neuen Anforderungen hieraus an die IKT-Infrastruktur und zusätzliche Aufgaben an den Betrieb der Netze entstehen, gilt es weiterführend zu diskutieren.

Bei der Anwendung der IKT ergeben sich aus der Systembetrachtung mehrere involvierte Komponenten bzw. Anwendungen. Die umfassen unter anderem:

- Netzregelung und Netzsteuerung,
- Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchs- bzw. Lastmanagement,
- Messsysteme.

Die Umsetzung der Schwerpunkte von Smart Grids und der aktiven Netzintegration können einzeln und in unterschiedlichen Tiefen erfolgen, wobei jedoch eine umfassende IKT-Infrastruktur jeweils vorausgesetzt wird.

Konkrete Umsetzungen zur IKT sind teilweise in Normen festgeschrieben und damit standardisiert.

So ist beispielsweise die historisch gewachsene Fernwirktechnik als serielle Kommunikation über Feldbus-Systeme in der IEC 60870-5-1 bis IEC60870-5-4 beschrieben. Hier sind aber in der Regel nur Punkt-zu-Punkt oder Punkt-zu-Mehrpunkt Verbindungen möglich. Die Kommunikationswege ergeben sich aus der physikalischen Leitungsführung. Eine Umkonfiguration der Kommunikation im Hinblick auf einen anderen Zielpunkt erfordert in der Regel einen Umbau der Leitungsführung.

Dahingehend flexibler sind aktuelle Kommunikationsentwicklungen, wie sie beispielsweise in der IEC 61850-1 bis IEC61850-10 beschrieben sind. Diese basieren auf Ethernet Technologie.

Im Hinblick auf einen physikalischen Anschluss der IKT an Erzeugungsanlagen, Speicher, Lasten, Meter, Netzautomatisierungskomponenten und andere Betriebsmittel müssen diese kommunikationsseitig den oben aufgeführten Normen genügen. Nur in diesem Fall kann zukünftig tatsächlich die Möglichkeit zur Datenauslesung und auch zur Steuerung genutzt werden. Neben der Funktionalität sind daher der entsprechende Geräte-Anschluss und ggf. die Möglichkeit zum Firmware-Update wichtige Argumente bei der Auswahl von Geräten und Betriebsmitteln.

5 Zusammenfassung

Eine Änderung der Erzeugung im Rahmen der Energiewende kann ohne detaillierte Betrachtung der Netze sowie der Möglichkeiten der Netzintegration unter Berücksichtigung von neuen Rollen nicht erfolgen. Verteil- und Übertragungsnetze werden auch zukünftig für die sichere und zuverlässige Stromversorgung erforderlich sein bzw. nehmen eine wichtigere Position ein, denn diese übertragen und verteilen die regionalen erneuerbaren Energien zu den Verbrauchern und gewährleisten über die Möglichkeit des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch die Versorgungssicherheit, inkl. zugehöriger Regelungen.

Es kommt zu einer Umstellung von lastgeführter Erzeugung zu weitestgehend erzeugungsgeführter Last. Neben den zugehörigen Aspekten der Netzintegration, dem Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement bedarf es neuer Dienstleistungen, die über einen Aggregator bereitgestellt werden können. Diese zusätzliche Leistung muss über die Sammlung und Aufbereitung von Daten hinausgehen und das aktive Eingreifen bzw. Steuern von Erzeugungs-, Speicher- und Kundenanlagen ermöglichen. Mit Hilfe der aufgezeigten Ansätze wird ein Beitrag zur definierten Energiewende unter Berücksichtigung der physikalischen Stromflüsse und den marktwirtschaftlichen Kräften geleistet.