



Wie wird aus einem Grid ein Smart Grid? Anforderungen an die IT der Zukunft

Energiewende und Regulierungsvorgaben verändern den Energiemarkt in großem Tempo. Intensiv diskutiert werden derzeit die Anforderungen an die Energieerzeugung und -speicherung und die Stromnetze der Zukunft. Weniger intensiv bedacht wird die Frage, welche Anforderungen auf die IT-Infrastruktur zukommen: Was bedeutet es für die IT, wenn der Anteil der dezentral erzeugten Energie deutlich steigt, wenn Konsumenten gleichzeitig Produzenten werden, Energieverbrauch und Energieerzeugung in Echtzeit berechnet werden, wenn immer mehr Marktteilnehmer vernetzt werden müssen und wenn schließlich das intelligente Stromnetz sogar mit anderen Netzen – mit Smart Homes oder Industrienetzen – kommunizieren soll?

Alle derzeit betrachteten und umgesetzten Zukunftsszenarien werden nur funktionieren, wenn zwischen allen Marktteilnehmern ein reibungsloser Fluss von Daten und Informationen möglich ist. Um die zu erwartende Komplexität der Prozesse und die großen Datenmengen bewältigen zu können, muss die IT hohen Leistungsanforderungen genügen, denn erst mit der entsprechend leistungsstarken und belastbaren Datenverarbeitungs-Infrastruktur wird aus einem Netz von Stromleitungen ein intelligentes Stromnetz – wird aus einem Grid ein Smart Grid.

Im Wesentlichen können wir heute drei Kernanforderungen identifizieren, denen die IT der Zukunft genügen muss. Erstens: die Speicherung und Verarbeitung großer Datenmengen in Echtzeit. Zweitens: die Abbildung und Steuerung komplexer Prozesse unter Integration heterogener IT-Systeme. Drittens: Flexibilität und hohe Skalierbarkeit. Betrachten wir diese der Reihe nach.

Die Speicherung und Verarbeitung großer Datenmengen in Echtzeit

Der Entwurf einer europäischen „Richtlinie zur Energieeffizienz“ vom 22.06.2011 sieht eine Senkung des Pro-Kopf-Energieverbrauchs um 1,5 Prozent pro Jahr vor. Bereits in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Messzugangsverordnung (MessZV) ist geplant, deutschen Haushaltskunden bei der Stromversorgung vergleichbare Funktionen zur Verfügung zu stellen wie den Sondervertragskunden: Lastvariable Tarife sollen zur Verlagerung des Verbrauchs in lastschwächere Zeiten animieren und verkürzte Abrechnungszyklen sowie eine transparentere Darstellung des Stromverbrauchs sollen Endverbraucher in die Lage versetzen, ihr Verbrauchsverhalten bewusster zu steuern und den Energieverbrauch zu senken.

Um die Effizienzziele der EU und der Bundesregierung zu erreichen, sollen bis 2020 80 Prozent aller Haushalte in Deutschland mit Smart Metern, also intelligenten, d.h. vor allem kommunikationsfähigen Zählern, ausgestattet sein. Damit wird auch das Datenaufkommen exponentiell steigen. In einer mittleren Großstadt wie Bochum mit derzeit ca. 240.000 installierten Zählern werden bei Erfassung viertelstündiger Leistungsmittelwerte 768.000 Messwerte pro Stunde verarbeitet werden müssen. Bundesweit werden stündlich etwa 128 Millionen Werte anfallen.

Für solche Datenmengen sind intelligente, flexible Speicher- und Verarbeitungsmöglichkeiten gefragt. Nötig sind Datenbanktechnologien, die die anfallenden Daten in entsprechender Geschwindigkeit verarbeiten. Neben der reinen Speicherung sind dafür eine Rohdatensicherung und Datenarchivierung ebenso erforderlich wie die Verwaltung von Zeitreihen, das Ausführen von Berechnungen und Auswertungen, die Verarbeitung von Ereignissen und die Bereitstellung ausgewählter Daten, z. B. über ein Webportal. Dabei müssen abrechnungsrelevante Daten von steuerungsrelevanten Messwerten getrennt werden. Letztere kommen in Smart-Grid-Szenarien zum Einsatz, während Abrechnungsdaten an die entsprechenden Abrechnungssysteme weitergeleitet werden müssen.

Die Massendatenverarbeitung sollte dabei so schnell wie möglich – vorzugsweise in Echtzeit – erfolgen, denn nur so sind Funktionen wie eine kurzfristige lastabhängige Steuerung möglich. Ein größerer Zeitversatz bzw. eine entsprechend hohe Kumulation erschwert die genaue Ermittlung der tatsächlich angefallenen Verbrauchsmengen. Wichtige Informationen wie Verbrauchsdaten, Instandhaltungsdaten



oder Lastgänge, die als Entscheidungsgrundlage für die Energieerzeugung, die Verbrauchssteuerung oder den Einkauf von Energie unabdingbar sind, wären dann nur verzögert verfügbar. Prognosen zur Stromabnahme würden ebenso erschwert wie die frühzeitige Warnung vor Kapazitätsengpässen.

Die Herausforderung für die IT liegt aber nicht allein in der großen Menge der anfallenden Daten, sondern auch in der Konstanz, mit der sie geliefert werden. Dies kann insbesondere bei relationalen Datenbank-Managementsystemen eine deutliche Hürde sein, denn hier kommt es bei gleichbleibend hohen Anforderungen zu Performanceeinbrüchen. Hinzu kommt die Notwendigkeit, beim Zugriff auf die Festplatte die Datenstrukturen von üblicherweise objektorientiert entwickelten Applikationen mit der relationalen Datenstruktur – also Tabellen und Beziehungen zwischen Tabellen – in Einklang zu bringen. Der dabei entstehende Verwaltungs-Overhead limitiert zusätzlich den Datendurchsatz. Zwar kann durch entsprechenden Hardwareeinsatz, etwa durch den Wechsel auf größere, leistungsstärkere Server oder die Vernetzung mehrerer Computer, gegengesteuert werden, allerdings müssen dabei Nachteile wie eine steigende Komplexität der Systeme, ein wachsender Verwaltungs- und Personalaufwand und höhere Kosten in Kauf genommen werden.

Eine Alternative zu relationalen Datenbanken sind Objektdatenbanken. Hier werden die Daten intern in einer Struktur gespeichert, die der Datenstruktur moderner objektorientierter Software-Applikationen entspricht. Durch das sofortige, dauerhafte Abspeichern der Daten ohne objektrelationales Mapping werden darüber hinaus Engpässe und Verluste bei der Datenspeicherung ausgeschlossen, und auch sehr große Mengen von Messdaten stehen in Echtzeit für die Weiterverarbeitung zur Verfügung. So erreichte das Hursley IBM Test Center in Großbritannien bei einem Test mit der Objektdatenbank InterSystems Caché® und acht vernetzten Applikationsservern mit Intel® Xeon® 5570-Prozessoren bereits konstant 8,9 Millionen Datenbankzugriffe pro Sekunde.

Die Abbildung und Steuerung komplexer Prozesse unter Integration heterogener IT-Systeme

E-Autos, intelligente Waschmaschinen, Kleinkraftwerke im Keller – nicht nur die Anzahl der Marktteilnehmer wird steigen, auch ihre Rollen werden vielfältiger und die Prozesse in erheblichem Maß komplexer. Diese Prozesse abzubilden und zu steuern wird im Wesentlichen die Aufgabe der IT sein. Einen Vorgeschmack auf die zu erwartenden Veränderungen geben die aktuellen Vorgaben für die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE). Die GPKE verpflichten die Energieversorger, eine Vielzahl von Informationen zu erheben, auszuwerten und auszutauschen sowie die damit verbundenen Prozesse zu dokumentieren. Für die IT-Infrastruktur gilt, dass die entsprechenden Geschäftsprozesse abgebildet und unter Einhaltung rechtlicher Anforderungen umgesetzt werden müssen, damit schließlich die Interaktion zwischen allen Marktteilnehmern gesteuert und so weit wie möglich automatisiert werden kann. Einige Kernanforderungen an die IT der Zukunft können anhand eines Lieferantenwechsels nach GPKE illustriert werden.

Initiiert wird der Lieferantenwechsel-Prozess durch einen Antrag des Kunden beim Neulieferanten, mit dem die Lieferung von Strom ab einem bestimmten Zeitpunkt beantragt wird. Der Neulieferant meldet daraufhin die Kündigung daraufhin per UTILMD-Nachricht an den bisherigen Lieferanten. Bei UTILMD handelt es sich um einen Nachrichtentyp aus dem von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Subset aus EDI@energy des zur Abwicklung der Geschäftsprozesse bei der Energieversorgung verbindlich vorgegebenen Nachrichtenformats EDIFACT. Womit bereits eine Voraussetzung identifiziert wäre: Die eingesetzte IT-Infrastruktur sollte ein breites Spektrum spezieller EDIFACT-Nachrichten verarbeiten können.

Im nächsten Schritt obliegt es dem Altlieferanten, die Vertragskonditionen zu prüfen. Dies erfolgt bis zu einem gewissen Grad automatisiert. An einem bestimmten Punkt ist jedoch in der Regel eine Entscheidung durch einen Sachbearbeiter erforderlich. Ein „Human Workflow“ setzt ein, der aus Effizienzgründen und um Fehler zu vermeiden durch die IT unterstützt werden sollte. In der Software sollte also einerseits der Prozess inklusive des Punktes, an dem der Sachbearbeiter eingreift, abgebildet werden können, andererseits sollten auch Hilfsmittel wie Worklists hinterlegt werden können, um Detailinformationen wie Vertragsnummer, Tarifart, EEG-Versorger, Kündigungseingang oder die Kündigungsfrist bereitzustellen.



Sind etwaige Unklarheiten beseitigt, kann der Sachbearbeiter nun eine Kündigung zum beantragten oder zu einem späteren Zeitpunkt initiieren. Die aktive Rolle liegt dann beim Verteilnetzbetreiber. Auch dieser muss die Kündigung bestätigen und die Zählerablesung beim Messstellenbetreiber beantragen. Hier kann es nun zu Ungereimtheiten bei den gemeldeten Werten kommen. Klärfälle wie fehlerhafte Zählerablesungen oder Zählerdifferenzen sollten erkannt, der Prozess automatisch gestoppt und eine Bearbeitung durch einen Sachbearbeiter in die Wege geleitet werden. Dabei wäre es wünschenswert, direkt aus dem System auf die zugehörigen Produktivdaten zugreifen und sich die MSCONS-Dokumente anschauen zu können. Software wie die Integrationsplattform InterSystems Ensemble® bietet diese Möglichkeit durch eine persistente Verarbeitung des gesamten Nachrichtenflusses. So ist es unter anderem möglich, die gesamte Abfolge der Nachrichten zu jedem einzelnen Vorfall per Nachrichtensequenzdiagramm in Echtzeit zu betrachten. Ein Drill-down bietet zudem Zugriff bis hinunter zu den EDIFACT-Segmenten und Datenelementen mit den Ableseergebnissen.

Zusammenfassend lässt sich sagen: Die IT-Infrastruktur hinter einem Smart Grid muss sowohl die internen Prozesse bei den einzelnen Marktteilnehmern als auch den gesamten kollaborativen Prozess abbilden und steuern können. Für den gezeigten Fall eines Lieferantenwechsels heißt dies, dass sowohl beim Altlieferanten als auch beim Verteilnetzbetreiber, dem Neulieferanten und dem Messstellenbetreiber bestehende Softwareanwendungen und Geschäftsprozesse zu integrieren sind. Offenheit und die schnelle Bereitstellung entsprechender Schnittstellen sind nötig, um betriebswirtschaftliche, technische oder Kunden-Daten aus verteilten Systemen – z. B. aus ERP- oder CRM-Systemen – auf einer übergeordneten Plattform bereitzustellen.

Darüber hinaus sollten die Prozesse innerhalb der IT-Infrastruktur leicht erweiterbar sein, etwa wenn Geoinformations- und Wetterdaten in Echtzeit für Steuerungs- und Prognosezwecke zur Verfügung gestellt werden sollen. Und damit sind wir bereits bei der dritten Anforderung, der die IT eines Smart Grids genügen muss.

Flexibilität und hohe Skalierbarkeit

Aus den bisherigen Darstellungen mag der Eindruck entstehen, die Anforderungen an die IT seien bereits heute detailliert zu identifizieren. Dies ist aber nur zum Teil der Fall, denn das Smart Grid steht erst am Anfang seines Entwicklungsprozesses. Ein Beispiel: Wenn Stromkonsumenten gleichzeitig Produzenten werden und Strom ins Netz einspeisen, lässt sich heute noch überhaupt nicht vorhersehen, in welchen Regionen die „Prosumer“ auf Blockheizkraftwerke setzen oder wo und in welchem Umfang Strom von Solaranlagen eingespeist werden wird. Die IT-Infrastruktur muss also mit den jeweiligen Anforderungen mitwachsen können. Skalierbarkeit ist eine der wichtigsten Eigenschaften, die die Software der Zukunft mitbringen muss – nicht nur damit Wechselprozesse und Kundenzuwächse sicher aufgefangen werden können.

Bei den meisten derzeit gehandelten Zukunftsszenarien ist noch weitgehend unklar, welche gesetzlichen Rahmenbedingungen im Einzelnen gelten werden. Und sieht man einmal vom EDIFACT-Nachrichtenstandard ab, gibt es bisher kaum Standardisierungen. Viele Prozesse zwischen den einzelnen Marktteilnehmern werden sich erst nach und nach entwickeln und dann – beispielsweise durch Änderung der Gesetzeslage – bald wieder modifizieren. Wann und wie schließlich vollkommen neue Instanzen wie intelligente Waschmaschinen oder E-Autos in das Smart Grid zu integrieren sind, ist heute kaum voraussehbar. Damit ist Flexibilität und die Möglichkeit, neue oder geänderte Prozesse zeitnah in der Software abzubilden – zu modellieren – wohl die wichtigste Anforderungen an die IT-Infrastruktur der Zukunft.