

Smart Grids

Falco Cescolini

Betreuer: Ali Fessi

Seminar - Innovative Internettechnologien und Mobilkommunikation SS2011

Lehrstuhl Netzarchitekturen und Netzdienste

Fakultät für Informatik, Technische Universität München

Email: cescolini@mytum.de

KURZFASSUNG

Für das Funktionieren einer modernen Volkswirtschaft und Gesellschaft ist eine kostengünstige und störungsfreie Stromversorgung unerlässlich. Smart Grids sind eine neue Entwicklung um diesen Aspekt der Energieversorgung zu erhalten und zu optimieren. Sie erlangen vor allem durch den jährlich steigenden Energieverbrauch und dem massiven Ausbau erneuerbarer Energien an Bedeutung, der andernfalls zu einer Instabilität im Verbundnetz führen würde. Diese Arbeit skizziert die Probleme des aktuellen Stromnetzes aus technischer und wirtschaftlicher Sicht, beschreibt die Smart Grid Technologie und zeigt ihre bisherige Verwendung anhand von Fallstudien.

Schlüsselworte

Smart Grid, Smart Meter, Telegestore, SmartGridCity, AMI, AMR, PLC, Strom

1. EINLEITUNG

Die Stromproduktion basiert derzeit hauptsächlich auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe und der Kernspaltung in leistungsstarken Großkraftwerken. [2] Die Stromübertragung findet über ein zentrales Netz statt, das darauf ausgelegt ist unidirektional vom Energieerzeuger zum Energieverbraucher Strom zu transportieren. Ein Stromnetz ist ein Netzwerk, in dem abgesehen von den Verlusten bei der Übertragung und Transformation des Stroms genau soviel Strom erzeugt werden muss wie verbraucht wird. Zudem ist jede Leitung bezüglich der maximal übertragbaren Leistung beschränkt. Ist die maximale Übertragungsleistung des Netzes unterdimensioniert und wird die maximale Leistung eines Stromkabels überschritten, muss der Stromfluss zu dessen Schutz unterbrochen werden, was in der Regel zu einem lokalen Stromausfall führt. Die Verbraucherseite in einem Stromnetz wird als variabel angenommen. Somit muss die Erzeugerseite zu jedem gegebenen Zeitpunkt so geregelt werden, dass der erzeugte Strom mit dem verbrauchten übereinstimmt.

Wird mehr Strom verbraucht, als erzeugt, so wird die zusätzlich benötigte Energie aus der Rotationsenergie der Turbine entnommen. Durch die verminderte Drehgeschwindigkeit sinkt die erzeugte Wechselstromfrequenz unter die vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) vorgeschriebenen 50Hz. [20] Wird weniger Strom verbraucht als erzeugt, so sinkt der Widerstand, gegen den die Turbine ankämpfen muss. Das führt zu einer Erhöhung der Drehzahl der Turbine und als Folge zu einer

Erhöhung der Wechselstromfrequenz. Beide Zustände sind unerwünscht, da sie die Turbine und den Netzzusammenhalt des Verbundnetzes gefährden und zu einem Blackout führen können.

Die Änderung der Frequenz tritt noch vor einer Spannungsänderung im Netz auf und wird daher als Indikator für eine Über- oder Unterlast verwendet. Die Abweichung vom Nominalwert 50 Hz darf maximal 800 mHz betragen. Wird dieser Wert unterschritten, wird ein Teilnetz abgeworfen, was zu einem lokalen Stromausfall führt. [20]

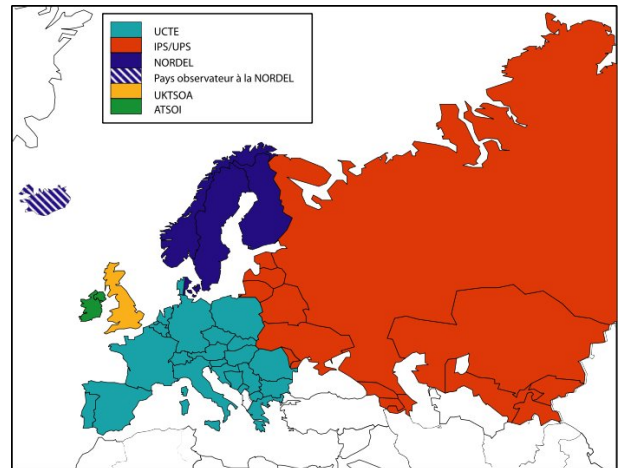


Abbildung 1: UCTE Region[3]

Um Stromausfälle zu vermeiden, den Kraftwerksbetreiber eine sogenannte Regelleistung zur Verfügung stellen, welche in Primär-, Sekundär- und Minutenregelung unterteilt ist. Die Regelleistung dient dazu, auf Lastspitzen reagieren zu können und diese störungsfrei abzufedern. Die Primärregelung beträgt für die UCTE Region (siehe Abbildung 1) 3000 MW und ist innerhalb von 15-30 Sekunden abrufbar. Dazu müssen in designierten Primärregelkraftwerken bis zu 5% der Leistung frei gehalten werden. [30] Diese Leistung bereitzustellen ist teuer aber unerlässlich.

Mit dem geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß dem „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ soll in Deutschland der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2020 auf 38,5% ausgebaut werden.[7] Windräder oder Pho-

tovoltaikanlagen sind weder regelbar noch zuverlässig und dadurch wird ein weiterer Teil des Stromnetzes ähnlich variabel wie die Verbraucherseite. Zudem sind die Stromanbieter nach §3 EEG gesetzlich dazu verpflichtet den durch regenerative Quellen erzeugten Strom abzunehmen und zu vergüten[6], weswegen diese Kraftwerke bei einem Stromüberschuss nicht vom Netz genommen werden dürfen. Anbieter von konventionell erzeugtem Strom müssten somit eine höhere Regelleistung zur Verfügung stellen, um im Bedarfsfall, z.B. einer Flaute oder einem bewölkten Himmel, einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten. Dies senkt die Effizienz und Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke und stellt eine technische Herausforderung für Kraftwerk- und Netzbetreiber dar.

Diesem Problem kann durch bessere Prognosen bezüglich des Strombedarfs und durch Möglichkeiten der Einflussnahme auf den Stromverbraucher entgegengewirkt werden. Dazu muss jedoch das derzeitige Stromnetz mittels eines bidirektionalen Kommunikationssystems zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu einem Smart Grid erweitert werden.

2. SMART GRIDS

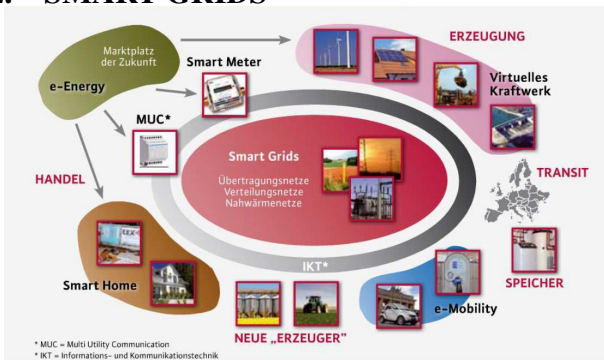


Abbildung 2: Smart Grid Übersicht [5]

In einem Bericht des Electric Power Research Institute (EPRI) an das amerikanische National Institute of Standards and Technology (NIST) wird der Begriff „Smart Grid“ definiert als „eine Modernisierung des Stromnetzes, so dass es den Betrieb seiner miteinander verbundenen Elemente überwacht, schützt und automatisch optimiert - vom zentralen und verteilten Erzeuger über das Hochspannungs- und Verteilernetz bis hin zu industriellen Verbrauchern, Gebäudeautomatonsystemen, zu Energiespeichereinrichtungen und Endverbrauchern, deren Thermostaten, elektrischen Vehikeln, Apparaten und anderen Haushaltsgeräten“ [11]. Weiter wird ausgeführt, dass „ein Smart Grid sich durch einen bidirektionalen Energie- und Informationsfluss auszeichnen wird, um ein automatisiertes und weit verteiltes Stromnetz zu ermöglichen. Es integriert die Vorteile von Verteilten Systemen, um Echtzeitinformationen zu übermitteln und ein beinahe augenblickliches Gleichgewicht zwischen Zufuhr und Nachfrage auf Geräteebene zu ermöglichen“ [11].

Abbildung 2 stellt ein Smart Grid schematisch dar. Es basiert meist auf einer AMI (Advanced Metering Infrastructure), welche mit Sensoren an Transformationsstationen und Smart Metern ausgestattet ist und die benötigte Telekommunikationsinfrastruktur bereitstellt.

Smart Grids übernehmen üblicherweise nicht nur die automatische Stromregulierung sondern bieten auch Schnittstellen zu elektronischen Strommärkten an, was den Stromhandel beschleunigen und erleichtern soll.

Eine weitere Besonderheit ist, dass durch Smart Grids virtuelle Kraftwerke möglich sind. Das sind mehrere Kraftwerke, welche meist an unterschiedlichen Orten stehen und aus verschiedenen regenerativen Energiequellen Strom gewinnen. Der Vorteil dabei ist, dass sich das Verhalten eines virtuellen Kraftwerks im Schnitt dem eines konventionellen Kraftwerks annähert und sich so wetterbedingte Leistungsänderungen besser kompensieren lassen.

Auch im Bereich der elektrischen Fahrzeuge können Smart Grids eine wichtige Rolle spielen. Hierbei geht es in erster Linie um eine für das Stromnetz optimale „Betankung“, also um eine Entlastung zu Spitzenlastzeiten, und um eine Infrastruktur, die es ermöglicht, an einem beliebigen Ort das Auto aufzuladen und die Stromabrechnung trotzdem einfach und korrekt umzusetzen.

Zu guter Letzt kann ein Smart Grid bis hin zu einzelnen Geräten in einem privaten Haushalt reichen. Damit könnte es regelnd auf große Stromverbraucher wie Klimaanlage, Boiler und Waschmaschinen einwirken, sofern diese das unterstützen. Dazu muss aber meist das Home Area Network (HAN) mit dem Datennetz des Stromanbieters verbunden werden.

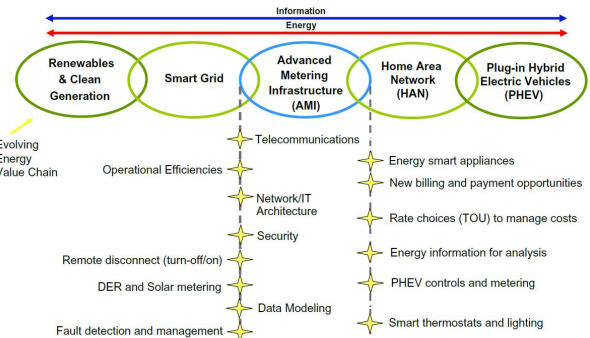


Abbildung 3: Smart Metering im Zentrum der Smart Grid Entwicklung [12]

Die in diesem Abschnitt behandelten Begriffe wie Smart Grid, AMI und HAN sind - wie in Abbildung 3 verdeutlicht wird - oft eng miteinander verflochten, beschreiben aber eigenständige Sachverhalte. So kann z.B. eine AMI auch ohne Smart Grid existieren und einzelne Smart Grid Technologien können auch ohne ein AMI realisiert werden.

2.1 Stromnetze

Das Stromnetz besteht wie das Internet aus verschiedenen und verschiedenartigen Teilnetzen. Die Teilnetzarten unterscheiden sich vor allem durch ihre Spannung und werden gemäß dieser kategorisiert. An ihren Übergängen sorgen Transformator Stationen für die Umsetzung der Spannung. Die Transformator Station, welche mit dem Kunden über eine Niederspannungsleitung () verbunden ist wird im Englischen „secondary station“ oder „LV station“ (LV = Low voltage)

genannt. Das Umspannwerk, das mit einem Hochspannungsnetz auf der einen Seite und über eine Mittelspannungsleitung mit mehreren LV Stationen auf der anderen Seite verbunden ist wird „primary station“ oder MV station (MV = Medium Voltage) genannt. Daneben gibt es noch Hoch- und Höchstspannungsnetze, die aber in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet werden.

2.2 Smart Meter

Um einen Großteil der Funktionen eines Smart Grids realisieren zu können, müssen die Stromkonsumenten mit Smart Metern ausgerüstet werden. Ein Smart Meter ist ein netzwerkfähiger Stromzähler und Sensor. Es implementiert AMR (Automated Meter Reading - Remote-Zählerablesung) Funktionalitäten, ermöglicht die Anbindung an eine und ist Teil einer AMI (Advanced Metering Infrastructure) und stellt meist einen Abschaltmechanismus zur Verfügung, mit dem das Energieversorgungsunternehmen oder der Netzbetreiber einen Kunden gezielt vom Netz nehmen kann. Smart Meter können außerdem eine Schnittstelle zwischen dem Datennetz des Energieversorgers und dem „Home Grid“ bzw. Home Area Network (HAN) realisieren.

2.3 Netzwerktechnologien

Eine der größten Schwierigkeiten bei der Gestaltung eines Smart Grids liegt darin, die zentrale IT eines Energieversorgers mit allen für ihn wichtigen Knoten des Smart Grids, insbesondere den Smart Metern, zu verbinden. Diese können laut Thilo Sauter und Maksim Lobashov auf drei verschiedene Arten verbunden werden[29].

1. Der Energieversorger verlegt eigene Datenkabel zum Kunden oder Netzwerkknoten. Dies funktioniert nur unter der Annahme, dass der Versorger bereits einen Zugangspunkt zu seinem Netz in der Nähe hat. Das könnte zum Beispiel eine schon in das Smart Grid eingebundene LV Station sein. Diese Verbindungsart bietet die Vorteile einer hohen Bandbreite, Unabhängigkeit von Telekommunikationsanbietern und eine permanente Verbindung, ist aber in der Regel zu teuer. Eine Variante hiervon ist eine Funknetzverbindung einzurichten, welche jedoch in ihrer Ausdehnung limitiert ist.
2. Der Energieversorger verwendet das schon bestehende Netz eines Telekommunikationsanbieters. Dabei können beliebig kabellose Standards wie GSM oder WiMAX oder kabelgebundene wie ISDN gewählt werden. Vorteilhaft hierbei ist die meistens schon existierende Infrastruktur. Existiert sie noch nicht, muss das Energieunternehmen die Infrastruktur selbst bereitstellen und es ergibt sich dasselbe Problem wie in Punkt 1. Nachteilig bei dieser Variante sind die zusätzlichen laufenden Kosten, eine meist geringe zur Verfügung stehende Bandbreite, sowie die Abhängigkeit von einem Telekommunikationsanbieter im Störfall.
3. Der Anbieter nutzt seine schon bestehende Stromkabel Infrastruktur zu Datenübertragung. Diese Variante wird „Power Line Communication“ (PLC) genannt. Weitere gebräuchliche Bezeichnungen für diese Technik sind „Power line Digital Subscriber Line“ (PDSL),

„Broadband over Power Lines“ (BPL) oder im Heimnetz PowerLAN. Das Stromnetz des Versorgers muss dabei nur mit einigen zusätzlichen Netzwerkelementen erweitert werden. Dafür ist diese Methode jedoch technisch komplexer, da das Übertragungsmedium ver-rauscht ist und sich das Rauschen abhängig von Faktoren wie der momentanen Last, dem Wetter und an das Netz angeschlossene Geräte ändert. [22] Das Signal kann außerdem nicht über einen Transformator hinweg gesendet werden.

Sauter schlägt vor den Accespoint zum IP Netz des Anbieters an eine MV Station zu legen. Dies hat jedoch mehrere Nachteile. Zum einen kann sich die Netzwerktopologie aufgrund von Stromnetzsicherungen jederzeit ändern und das System muss damit in Echtzeit umgehen können. Zum anderen kann eine Primärstation mit zehntausenden Netzwerkknoten konfrontiert sein, was die Bandbreite sprengen könnte.[29] Aus Sicht der zentralen Unternehmens-IT wäre es vorteilhaft, die Kommunikation TCP/IP basiert stattfinden zu lassen. Die von den Versorgerunternehmen verwendeten SCADA Systeme basieren meist jedoch auf simplen Request/Response Mechanismen und verlangen andere Lösungen.[29].

3. CHANCEN UND RISIKEN

Wie jede neue Technologie bergen auch Smart Grids neben ihren Vorteilen auch neue Risiken und Probleme. Dieser Abschnitt wird auf beide Aspekte näher eingehen.

3.1 Einflussnahme auf den Verbrauch

Durch Smart Grid Technologien haben die Stromversorger die Möglichkeit erhalten, Einfluss auf den Stromverbrauch zu nehmen. Bisher ging das nur in sehr bescheidenem Ausmaß, wie dem Angebot von Nachtstromtarifen oder der Komplettabschaltung eines Netzsegments. Insbesondere Smart Meter ermöglichen es nun über direkte und indirekte Maßnahmen, den Verbrauch vor allem zu Spitzenlastzeiten zu reduzieren.

Die indirekten Maßnahmen umfassen Tarifmodelle, die von der zeitnahen Kommunikation mit den Smart Metern und deren flexiblen Programmierung profitieren. Sie sollen den Verbraucher auf freiwilliger Basis durch Preisanreize zur Reduzierung seines Verbrauchs zu Spitzenlastzeiten veranlassen. Die einfachste Variante sind weiterhin die sogenannten zeitgesteuerten TOU (Time of Use) Tarife, bei welchen je nach Tageszeit, ähnlich wie beim Nachtstrom, der Preis angepasst wird. Anders ist jetzt jedoch, dass der Tarif nun pro Tag feiner unterteilt werden kann oder Abhängigkeiten von Jahreszeiten oder von Wochenend- oder Feiertagen realisiert werden können. Eine weitere Tarifoption sind Peak Time Rebates (PTR), welche den Verbraucher dafür belohnen nur eine bestimmte Anzahl an kWh zu einer vorher definierten Spitzenlastzeit verbraucht zu haben. Bei Critical Peak Price (CPP) Tarifen kann der Stromversorger eine pro Jahr begrenzte Anzahl an Critical Peak Time Events ankündigen. Dies geschieht üblicherweise einen Tag im voraus per E-Mail und bedeutet eine extrem starke Preiserhöhung für einige wenige Stunden. Der Verbraucher soll so dazu animiert werden in dieser Zeit keinen Strom zu nutzen und erhält dafür Rabatte zu anderen Zeiten. [25]

Anders als bei den indirekten Maßnahmen greifen Demand Response Verfahren direkt auf die Geräte des Verbrauchers zu. Dies kann z.B. über den bidirektionalen Kommunikationskanal des Smart Meters geschehen. Der Stromversorger kann dabei Klimaanlage, Boiler oder andere große Stromverbraucher des Kunden temporär abschalten, um seine Last in Spitzenlastsituationen zu verringern.[31]

Eine gänzlich andere Maßnahme ist den Stromkunden bezüglich seines Verbrauchs zu sensibilisieren. Dazu versorgt meist das Smart Meter eine Displayeinheit mit Daten über den bisherigen und aktuellen Stromverbrauch und den dabei entstandenen Kosten. Die Displayeinheit zeigt dem Kunden zudem Möglichkeiten zur Verbrauchsreduzierung auf und bringt ihn so dazu, Energie zu sparen.[31]

3.2 Erwarteter Nutzen

Bei der bisherigen Betrachtung ist die Frage nach der Rentabilität eines Smart Grid Ausbaus offen geblieben. Insbesondere muss jeder Haushalt mit Smart Metern aufgerüstet werden und eine geeignete Telekommunikationsinfrastruktur bereit gestellt werden, sofern diese noch nicht vorhanden ist. Zudem verbrauchen Smart Meter und die Anbindung an ein Datenübertragungsnetz selbst Strom und verursachen unter Umständen zusätzliche Telekommunikationskosten.

Dem gegenüber steht eine bessere Planbarkeit des Verbrauchs und eine Reduzierung der Lastspitzen. Dies führt zu einer Reduktion der bereitzustellenden Regelleistung und damit zu Kosteneinsparungen auf Seiten der Energieversorger. Sofern die preisbezogenen Maßnahmen zur Regulierung des Verbrauchs wirken, sich die Last homogener über den Tag verteilen lässt und die maximalen Lastspitzen dadurch gedrückt werden, können die Stromleitungen niedriger dimensioniert oder erst später ausgebaut werden. Das führt zu immensen Kosteneinsparungen. Nach dem ENTSO-E TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) Plan von 2010 betragen die Kosten für Erneuerung und Ausbau von Stromleitungen in Europa 23-28 Milliarden Euro bis 2015. Dies repräsentiert jedoch nur einen Bruchteil der Kosten, die in ganz Europa für die Instandhaltung und den Ausbau des Stromnetzes erbracht werden müssen, da nationale und regionale Projekte nicht mit eingerechnet sind. [21]

Der Hauptnutzen eines Smart Grids liegt demnach bei Einsparungen und Effizienzsteigerungen auf Seiten des Energieerzeugers. Der Verbraucher wird meist nur indirekt über angepasste und variable Stromtarife davon profitieren können. Insbesondere in Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien können Smart Grids jedoch zu Optimierungen führen, die einen Preisanstieg und eine Netzdestabilisierung vermeiden.

3.3 Sicherheit und Datenschutz

IT-Sicherheit in Smart Grids ist ein sehr komplexes Thema. Der Anschluss des Stromnetzes an und seine Steuerung über ein Datennetz birgt gewisse Risiken, denn es öffnet das System gegenüber Angriffen wie Buffer Overflows, Man-in-the-middle Attacken, DoS und DDoS Angriffen und Risiken wie Covert Channels. Zudem beträgt die Netzwerknotenanzahl in ausgebauten Smart Grids meist mehrere Millionen und diese verteilen sich üblicherweise auf verschiedene, technologisch unterschiedliche Subnetze. Dies macht das Netz un-

übersichtlich und erschwert es, eine durchgehende Sicherheit zu gewährleisten. [27] Hinzu kommt, dass sich viele, eigentlich netzinterne Knoten, wie Smart Meter und einige Knoten an Transformatoren, außerhalb einer Zugangskontrolle wie Zäunen befinden und physikalisch leicht zugänglich sind.[26]

Eine Manipulation der gesendeten Daten könnte zu einer falschen Regulierung des Netzes führen, welche die Versorgungssicherheit bedrohen würde. Daher müssen geeignete Authentifizierungs- und Verschlüsselungsmechanismen bereit gestellt werden. Wegen der Größe von Smart Grids wird für die zur Verschlüsselung und Authentifizierung nötigen Zertifikate und Schlüssel eine leistungsfähige Schlüsselverwaltung benötigt.[27] Khurana führt dazu an, dass aus Lernerfahrungen gewonnene Erkenntnisse bezüglich üblicher PKI Management Software nahelegen, dass für die Pflege der PKI Daten von 5,5 Millionen Smart Metern 500 Mitarbeiter gebraucht würden, was nicht bezahlbar wäre.[26]

Zudem wird beschrieben, dass in Umspannwerken manchmal strikte Echtzeitanforderungen eingehalten werden müssen, da gewisse Multicast Nachrichten in maximal 4 ms übermittelt sein müssen. Dies stellt eine zusätzliche Herausforderung für die Authentifizierungsmechanismen dar.[26]

Die von den Smart Metern in üblicherweise 15 Minuten Intervallen erhobenen Daten können zu einem detaillierten Profil über die in einem Gebäude lebenden Personen zusammengefügt werden. Insbesondere können Gewohnheiten, Tätigkeiten, An- und Abwesenheiten und die Zeiten, an denen die Personen schlafen, daraus abgeleitet werden.[27] Informationen aus dem HAN und vom AMR können zudem genauere Informationen zu den im Haus installierten Geräten liefern. Diese Daten könnten von Kriminellen bei der Auswahl und Vorbereitung von Diebstählen verwendet werden. Im Geschäftsbereich könnten diese Informationen Rückschlüsse über die derzeitigen geschäftlichen Aktivitäten einer Firma an einen Konkurrenten liefern. [26]

Auch hier müssen geeignete Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden, um diese Daten zu schützen.[27] Diese müssten aber erst noch genauer erforscht werden [26]

4. FALLSTUDIEN

Über das letzte Jahrzehnt hinweg gab es verschiedene Groß- und Pilotprojekte, welche Smart Grid Technologien in unterschiedlichem Umfang und Ausmaß umsetzten. Die dabei verwendeten Technologien und die angestrebten Ziele unterschieden sich dabei erheblich. Dies ist insofern keine Überraschung, da eine einheitliche Standardisierung dieses Themengebietes noch im Gange ist und bisher keine allgemein durchgesetzten, gemeinsame Standards existieren. Die nachfolgenden Kapitel enthalten drei Fallbeispiele ausgesuchter prominenter Projekte.

4.1 Telegestore Projekt von Enel S.p.A.

Enel S.p.A. („Ente nazionale per l'energia elettrica“, S.p.A ist italienisch und bedeutet AG) ist ein italienisches, öffentliches Versorgungsunternehmen. Das Unternehmen ist nach eigenen Angaben in 40 Ländern auf 4 Kontinenten präsent und es ist in Italien der größte Stromversorger und zweitgrößte Gasversorger. Im europäischen Vergleich ist es der zweitgrößte Stromversorger gemessen an der installierten

Nettokapazität. In Italien hat es 32,3 Millionen Kunden, davon 29,4 Millionen im Strommarkt. Weltweit versorgt Enel 61 Millionen Kunden mit Strom und Gas und besitzt eine installierte Netto-Kraftwerkskapazität von 97.000 MW (zum Vergleich: Deutschland hatte 2009 153,8 GW Netto-Kraftwerkskapazitäten [4]). [16]

Das Enel Telegestore Projekt begann 1999. 2001 wurde mit der Installation der Smart Meter begonnen, welche bis zum Ende des Projekts 2006 [23] andauerte. Das Projekt sah vor, alle Kunden in Italien innerhalb von 5 Jahren mit Smart Metern auszurüsten und diese mit dem hauseigenen AMM (Automated Meter Management) System zu verbinden, welches dadurch unter anderem AMI und AMR Funktionalitäten integriert. Die Kosten beliefen sich auf 2,1 Milliarden Euro und es wurden 32 Millionen Kunden umgerüstet.

Die Hauptziele waren unter anderem die Reduzierung der Spitzenlast, Kosteneinsparungen bei der Rechnungsstellung und bei den Betriebskosten und die Möglichkeit flexible Tarife anbieten zu können. [13]

4.1.1 Verwendete Technik

Die Smart Meter sind meist an eine LV Transformatorstation über PLC angebunden, wie Abbildung 4 zeigt. Dem Transformator ist ein Konzentrator vorgeschaltet, der bis zu 1000 Smart Meter verwalten kann. Der Konzentrator ist über GSM, PSTN oder Satellitenkommunikation mit dem zentralen AMM System verbunden. Technisch kann das System in Zukunft mit BPL erweitert werden und damit auch die Mittelspannungsleitungen zur Datenübertragung nutzen. Dies würde das System von zusätzlichen Telekommunikationsinfrastrukturen wie GSM weitestgehend unabhängig machen. Zur Modulation im LV-Netz wurde wegen seiner Einfachheit und der geringen Kosten ein Schmalbandverfahren gewählt.[9]

Der Konzentrator wurde dahingehend entwickelt die Protokolle SITRED, ein proprietäres HDLC Protokoll, oder Lon-talk für PLC zu verwenden und TCP/IP und PPP für GSM sowie PSTN Verbindungen zu unterstützen. Er hat zudem eine Verbindung zu den drei Phasen (R,S,T) und neutral für die Kommunikation mit den Smart Metern und einen RS-232 Anschluss und einen optischen Port. [9]

Die Smart Meter können alle 15 Minuten ausgelesen werden. Sie beinhalten Techniken zur Manipulations- und Störungserkennung, können über vier verschiedene Tarife mit flexiblen Preisen abrechnen und können aus der Ferne upgedatet und abgeschaltet werden. [9]

Das System schließt gleichzeitig die LV Trafostationen an das AMM Netz an und ermöglicht so auch direkte Messungen an diesen Knoten. Es ist zudem noch genug Bandbreite vorhanden, um andere Dienste einzubinden und das Smart Meter Gas und Wasser abrechnen zu lassen. [9]

4.1.2 Ergebnis und weitere Entwicklung

Streng genommen wurde bis 2006 durch den flächendeckenden Ausbau des AMM Systems mit Smart Metern nur ein kleiner aber essentieller Teil möglicher Smart Grid Technologien implementiert Diese Maßnahme allein führte bereits zu erstaunlichen Kosteneinsparungen und Leistungssteige-

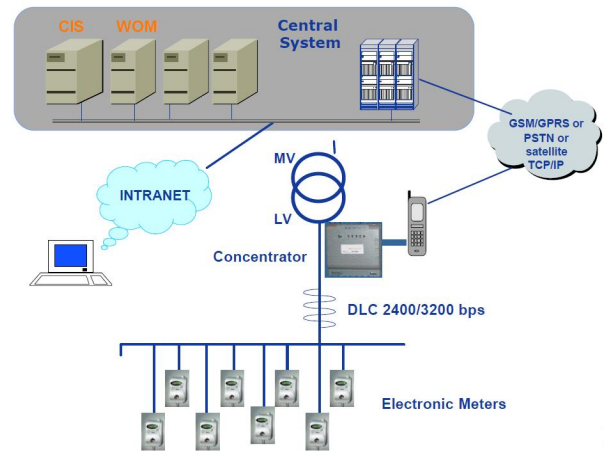


Abbildung 4: Telegestore System Architecture [8]

rungen. So konnten im Zeitraum von 2001 bis 2009 die min. Ausfallzeiten von 128 Minuten auf 49 Minuten pro Jahr und die Ausgaben pro Kunde von 80 Euro auf 48 Euro gesenkt werden. [28] 2008 beliefen sich die so eingesparten Betriebskosten auf über 500 Millionen Euro. [10]

Enel konnte durch diese Maßnahme Tarifwechsel sofort und automatisch vornehmen. Zudem wurden verschiedene Tarife auf TOU-Basis (Time of Use) angeboten. Beim „Sera“ Tarif wurde der Strompreis zwischen 19:00 Uhr und 01:00 Uhr um 16%, bei „Week End+“ am Wochenende um 22% reduziert. Bei „Otto Sette & Weekend“ zahlte man nur an Werktagen zwischen 07:00 und 20:00 Uhr den normalen Tarif und sonst 6% weniger. [8]

Das System ermöglichte außerdem eine erhöhte Aufklärungsrate bei Stromdiebstählen und ähnlichen Betrugsfällen. Technische Störungen und Ausfälle konnten durch die zusätzlichen Daten schneller lokalisiert und behoben werden.

Ein Nebeneffekt der Smart Grid Technologie soll die Sensibilisierung des Kunden bezüglich seines Stromverbrauchs sein. Enel ließ den Enel Display Market Test von einem unabhängigen Umfrageinstitut bei mehr als 1000 Familien in 50 Städten durchführen. Das Hauptziel dieser Untersuchung war ein Verständnis bezüglich dem Verhalten der Kunden gegenüber Energieüberwachungsgeräten zu erlangen. Dies ist einer der sogenannten „Indoor Energie Services“, die eine Erweiterung des Smart Grids in Richtung Home Grid darstellen. Zentraler Bestandteil dieses Projekts war ein Gerät zur Darstellung und Analyse des Energieverbrauchs, um Alarme und Optimierungsvorschläge darzustellen. Die Auswertung dieser Studie zeigt, dass 57% der Kunden aufgrund von „Smart Info“ ihr Stromverbrauchverhalten verändert haben. Sie beweist außerdem die These, dass die Sensibilisierung des Kunden bezüglich seines Stromverbrauchs und dessen Visualisierung tatsächlich zu einer Verbrauchssenkung und einer Änderung des Verbrauchsverhaltens führt. [10] Dies geht auch aus einer Aussage Livio Gallos, Enels Direktors der Infrastrukturabteilung, hervor, nach der die Spitzenlasten um geschätzte 5% gesenkt werden konnten.[23]

Enel führt seit dem Telegestore Projekt weitere Forschungs-

und Pilotprojekte durch, um die Reichweite und Funktionalität seines Smart Grids zu erhöhen. So gibt es ein Projekt unter der Bezeichnung „Active Control for Distributed Energy Resources connected to the MV network“. Dieses fortschrittliche Kontrollsystem fügt zu den Knoten des MV Netzes eine Spannungs- und Leistungsflusskontrolle hinzu und wird Ereignisse wie eine Umschaltung auf den Inselbetrieb effizient und zuverlässig regeln. Im Energy@Home (E@H) Projekt soll mit anderen Firmen zusammen eine gemeinsame auf ZigBee basierende Kommunikationsplattform für Elemente in einem HAN entwickelt werden.[28] Darüber hinaus wird an einer verteilten Infrastruktur zum Aufladen von Elektroautos gearbeitet.[10]

4.2 SmartGridCity von Xcel Energy

Xcel Energy ist ein US amerikanischer Strom- und Gasversorger mit 3,4 Millionen Strom- und 1.9 Millionen Erdgas-kunden. Das Unternehmen ist in Colorado, Michigan, Minnesota, New Mexico, North Dakota, South Dakota, Texas und Wisconsin aktiv und hat eine installierte Netto-Kraftwerkskapazität von über 16 GW. [19] Nach eigenen Angaben wird 9% des Stroms allein durch Windenergie erzeugt und dieser Wert soll bis 2020 auf 20% angehoben werden.[18]

2008 begann Xcel mit der Durchführung des SmartGridCity Projekts und stellte es 2010 fertig. Ziel des Projekts war es in Erfahrung zu bringen, was mit bereits existierenden Technologien, die zu einem Smart Grid verbunden werden, gemacht werden kann. Dabei wurden in der Stadt Boulder, Colorado, über 20000 Smart Meter installiert und die Stromnetz-Infrastruktur wurde aufgerüstet. Dies umschloss u.a. die Aufrüstung von 4600 Transformatoren mit Kontrollgeräten, die Installation von verschiedenen Geräten zur Messung der Stromqualität und zur Schaltung, sowie ein auf BPL basierendes Kommunikationssystem und ein Glasfasernetz. Das BPL System beginnt in einem MV Stromnetz an einem sogenannten Backhaul-Point, welcher das BPL Netz mit einem Glasfasernetz verbindet. Von dort aus werden die Signale durch das Stromnetz, wenn nötig über ein LV Station hinweg, zu Netzwerkelementen wie den Smart Metern oder Sensoren geroutet. In einigen Fällen wurde aus Kostengründen oder aus technischen Erwägungen statt BPL eine drahtlose Verbindung verwendet. Das eigens für das Smart Grid errichtete Glasfasernetz, hier auch Backhaulnetz genannt, besitzt eine Ringtopologie und verbindet alle Backhaul-Points mit dem Boulder Service Center. Eine untersuchte Alternative zu dem Glasfasernetz war DSL Verbindungen zu nutzen. Es wurde gezeigt, dass dies technisch möglich ist, aber es gab kein passendes Angebot von Providerseite. [24]

Es wurden zwei Arten von Smart Metern verwendet, BPL fähige für Privatkunden und kabellose Smart Meter von SmartSynch, welche GPRS verwenden. Die Smart Meter sind in der Lage in einem 15 Minuten Intervall ausgelesen zu werden und sollen den Kunden möglichst zeitnah über eine bei Xcel zentral bereitgestellte Webschnittstelle mit aktuellen Informationen über seinen Verbrauch informieren.[24]

Es wird ein Tarifmodel mit zwei unterschiedlichen Tarifen angeboten. Im Zeitraum zwischen 14:00 und 20:00 Uhr an Werktagen gelten die On-Peak-Preise (Spitzenlastpreise). Der Tarif „Shift&Save“ unterscheidet nur zwischen On- und Off-

Peak-Zeiten. Zu den On-Peak-Zeiten kosten die kWh im Sommer 17 US Cent und im Winter 6 US Cent, sonst nur 4 US Cent. Der Tarif „Peak Plus Plan“ kostet zu On-Peak-Zeiten im Sommer 12 US Cent und im Winter 5 US Cent, und zu Off-Peak-Zeiten nur 4 US Cent. Dafür kann der Versorger 15 Mal im Jahr sogenannte „Peak Energy Events“, ankündigen, in welchen eine kWh 33 US Cent im Winter und 51 US Cent im Sommer kostet. Diese werden einen Tag vorher per E-Mail bekannt gegeben. [17]

Dieses Projekt lieferte nach seiner Fertigstellung die Basis für weitere Projekte wie die Erprobung verschiedener Geräte im HAN Bereich, z.B. fernabschaltbare Klimaanlage, oder die Erprobung der Auswirkung von Tarifmodellen auf die Spitzenlast. Zu den positiven Ergebnissen dieses Projektes zählen eine verbesserte Netzstabilität, eine beschleunigte Erkennung und Behebung von Ausfällen aufgrund der verbesserten Informationslage und eine bessere Planbarkeit, weil die aktuelle Lastverteilung auf den Transformatoren nun bekannt ist. Finanziell gesehen war das Projekt jedoch nicht erfolgreich, da es 44,8 Millionen US Dollar statt den geschätzten 15 Millionen kostete. Dies lag vornehmlich an der Verlegung der unterirdischen Glasfaserkabel, die sich als unerwartet aufwändig herausstellte. [1]

4.3 Direct Load Control von Con Edison

Con Edison ist ein in New York City aktiver Strom-, Gas- und Fernwärmeversorger.

Seit 2002 bietet Consolidated Edison seinen Kunden intelligente Thermostate zur Regulierung ihrer zentralen Klimaanlage an. Das DLC (Direct Load Control) Projekt realisiert ein Demand Response Verfahren und dient somit ausschließlich zur Reduzierung der Spitzenlast. Die Kunden erhalten den von Carrier Electronics entwickelten 300 US Dollar teuren Thermostat kostenlos und einmalig 25 Dollar geschenkt, wenn sie Con Edison erlauben, den Kompressor ihrer Klimaanlage zu Spitzenlastzeiten abzuschalten. Der Kunde hat jedoch die Möglichkeit diese Regelung außer Kraft zu setzen, sollte sie ihm Unbehagen bereiten.[14]

Bei diesem Geräte findet die Datenübertragung über ein bidirektionales Pager Netzwerk statt und es kann darüber vom Stromanbieter gesteuert werden. Darüber hinaus wird keine weitere Infrastruktur benötigt [15]

Es wurden 17200 intelligente Thermostate bei Privatkunden und 7200 bei Geschäftskunden installiert. Die Spitzenlast konnte durch diese Maßnahme um 29 MW gesenkt werden.[14] Interessant ist hierbei vor allem, dass dieses System ohne die sonst für Smart Grid Technologien übliche, zusätzliche und eigens errichtete Infrastruktur auskommt.

5. ZUSAMMENFASSUNG

Obwohl Smart Grid Technologien noch sehr jung sind und sich teilweise noch in der Erforschung und Entwicklung befinden, zeigen die vorgestellten Projekte ihr hohes Potential. Sie ermöglichen einerseits eine billigere, umweltfreundlichere und zuverlässigere Stromversorgung, aber führen andererseits auch neue Sicherheits- und Datenschutzprobleme ein.

Zudem führt der bisherige Mangel an einheitlichen Standards zu Schwierigkeiten bei der Interoperabilität der Smart

Grids untereinander.[29] Um dem entgegen zu wirken, Forschungs- und Entwicklungskosten für einzelne Firmen zu senken und die Umsetzung der europäischen Energie- und Klimaziele zu forcieren, wurde die European Electricity Grid Initiative von der ENTSO-E, der Europäischen Kommission, sowie Firmen wie Enel und RWE ins Leben gerufen.

Für die Umsetzung sowohl wirtschaftlich motivierter Ziele als auch politisch gesetzter Ziele, wie die Reduzierung der Kohlenstoffdioxid-Emission der EU um 20% oder ein eventueller Atomausstieg, werden Smart Grid Technologien unerlässlich sein. Es ist also nur noch eine Frage der Zeit, bis Smart Grids das klassische Stromnetz abgelöst bzw. erweitert haben werden.

6. LITERATUR

- [1] Before the public utilities commission of the state of Colorado in the matter of the application of public service Company of Colorado for an order approving a SmartGridCityMCPCN. <http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Regulatory/smart-grid-city-cpcn-application.pdf>, gelesen: 08.07.2011.
- [2] Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland für das Jahr 2010. <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/74/Strommix-D-2010.svg>, gelesen: 08.07.2011.
- [3] Map of of european Transmission System Operators Organizations . <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/6d/ElectricityUCTE.svg>, gelesen: 08.07.2011.
- [4] BDEW. Energiemarkt Deutschland. http://www.vewsaar.de/fileadmin/dokumente/Energie/pdf/EnergieMarktDeutschland_2010.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [5] BDEW. Intelligent, flexibel, zuverlässig: Netze der Zukunft. www.bdew.de, gelesen: 23.06.2011.
- [6] BMU. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz -EEG). http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [7] BMU. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [8] F. Borghese. The Telegestore Automatic Meter Management System AMM, ready for SMART GRIDS. http://www.aneel.gov.br/Arquivos/PDF/ENEL-Fabio_Borghese.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [9] B. Botte, V. Cannatelli, and S. Rogai. The Telegestore Project in Enel's Metering System. http://www.cired.be/CIREDO5/papers/cired2005_0406.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [10] F. Caleno. The Enel Smart Info A first Smart Grids step to addressing in-home energy efficiency. http://www.cired.be/CIREDO9/round_tables/RT4b/Federico%20Caleno%20RT4b.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [11] D. V. Dollen. Report to nist on the smart grid interoperability standards roadmap. http://www.nist.gov/smartgrid/upload/Report_to_NIST_August10_2.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [12] C. M. Drago. Smart Grids in Italy - an example of successful implementation. <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=1&id=2670>, gelesen: 23.06.2011.
- [13] S. e Business Watch. Case Study - Telegestore ENEL. http://ec.europa.eu/enterprise/archives/e-business-watch/studies/case_studies/documents/Case%20Studies%202009/CS09_SmartGrids1_ENEL.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [14] C. Edison. Direct Load Control. http://www.dps.state.ny.us/07M0548/workgroups/inventory/WG2_PS_ConEd_Direct_Load_Control.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [15] C. Edison. FAQ. <http://www.conedprograms.com/faq/faqCommercial/>, gelesen: 23.06.2011.
- [16] Enel S.p.A. Homepage - gruppo enel. http://www.enel.it/it-IT/azienda/profilo/gruppo_enel/, gelesen: 23.06.2011.
- [17] X. Energy. Smartgridcity pricing plan comparison chart. <http://smartgridcity.xcelenergy.com/media/pdf/SGC-pricing-plan-chart.pdf>, gelesen: 23.06.2011.
- [18] X. Energy. Xcel energy homepage. http://www.xcelenergy.com/Environment/Renewable_Energy/Wind/Wind_Power_on_Our_System, gelesen: 23.06.2011.
- [19] X. Energy. Xcel energy homepage - our company. http://www.xcelenergy.com/About_Us/Our_Company/Company_Profile/Operations_at_a_Glance, gelesen: 23.06.2011.
- [20] ENTSO-E. P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy1_final.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [21] ENTSO-E. Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [22] S. Galli, A. Scaglione, and Z. Wang. For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 06:998–1027, 2011.
- [23] L. Gallo. Enel: Italy reaping first-mover benefits of smart meters. <http://www.euractiv.com/en/climate-environment/enel-italy-reaping-first-mover-benefits-smart-meters>, gelesen: 23.06.2011.
- [24] R. Huston. Before the public utilities commission of the state of Colorado in the Matter of the application public service company of Colorado for approval of the SmartGridCity CPCN direct Testimony of Randy Huston. <http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Regulatory/smart-grid-city-cpcn-testimony.pdf>, gelesen: 08.07.2011.
- [25] C. Ivanov. Price Impacts on Peak Demand. <http://www.powersystem.org/docs/publications/price-impacts-on-peak-demand.pdf>, 2009, gelesen:

23.06.2011.

- [26] H. Khurana, M. Hadley, N. Lu, and D. A. Frincke. Smart-Grid Security Issues . *Security & Privacy, IEEE*, 8:81–58, 2010.
- [27] NIST. Introduction to NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security. http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [28] P. Petroni. From Smart Metering to Smart Grid. http://www.ieee-isgt-2010.eu/_pdf/petroni_paola_plenary-3.pdf, gelesen: 23.06.2011.
- [29] T. Sauter and M. Lobashov. End-to-End Communication Architecture for Smart Grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58:1218–1228, 2011.
- [30] C. Theobald, K. Hummel, C. Jung, J. Müller-Kirchenbauer, D. Nailis, and W. Zander. R-A-N Gutachten zu Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie im Blick auf die kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG. http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Regelenergie/Studie_BWT_Regelenergie.pdf, 03 2003, gelesen: 23.06.2011.
- [31] J. Wang, M. Biviji, and W. M. Wang. Case Studies of Smart Grid Demand Response Programs in North America, 2011.