

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 100 (2009)
Heft: 3

Artikel: Elektrizität ist gut, solange wir sie brauchen
Autor: Kieffer, Peter
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856359>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Elektrizität ist gut, solange wir sie brauchen

Lastregelung und Smart Meters

Elektrische Energie wird im Wesentlichen für den unmittelbaren Verbrauch produziert, eine Zwischenspeicherung gelingt nur auf Umwegen. Im herkömmlichen Energiesystem, hierarchisch organisiert und geregelt, konnte dies noch einigermaßen im Griff gehalten werden. Neue erneuerbare Energien machen die Plan- und Regelbarkeit mit herkömmlichen Methoden aber schwierig. Dadurch entstehen einerseits kurzfristige Versorgungsmankos, andererseits kann es aber auch sein, dass mehr Energie zur Verfügung steht, als gerade verbraucht wird. Dies führt zu grossen Kostenschwankungen in der Energiebereitstellung, ohne dass diese an den Energieverbraucher weitergegeben werden könnten. Der Artikel soll aufzeigen, inwiefern mit Lastregelung im Allgemeinen und mit Smart Metering im Besonderen diese Problematik entschärft werden kann.

Alle Welt ist sich einig: Im Traum wird der gesamte Energiebedarf aus regenerativen Energiequellen gedeckt. Doch die Realität zeigt ein anderes Bild. Die Menge an produzierter Leistung aus Sonne und Wind hält

Peter Kieffer

sich nicht an Fahrpläne der Energieversorger. Meteorologen können ungefähre Voraussagen machen, aber Petrus allein ist für die Steuerung zuständig.

Der schwedische Versorger Vattenfall berichtet, dass die zur Verfügung stehende Leistung aus Windkraftanlagen an einem einzigen Tag um mehr als 6300 MW schwanken kann, innerhalb einer Viertelstunde immerhin noch um 600 MW.¹⁾

Verschärfung durch die dezentrale Einspeisung auf tieferen Netzebenen

Früher hat das Netzebenenmodell eine klare Hierarchie gespiegelt. Zwar sind heute die Netz- und Spannungsebenen noch gleich, die Hierarchie («von oben nach unten») gilt jedoch nicht mehr absolut. Dezentrale Einspeisung auf tiefen Spannungsebenen durch Nutzung von neuen erneuerbaren Energiequellen wird durch die Politik gefördert. Für die kostendeckende Einspeisevergütung KEV bezahlen alle Verbraucher in der Schweiz seit dem 1. Januar 2009 0,45 Rp./kWh. Der politische Wille – die Förderung der dezentralen Produktion mit jährlich 320 Mio. CHF – trägt Früchte:

Landauf und landab sprissen Solarpanels auf Dächern, blähen sich Biogasspeicher vor Bauernhöfen und beginnen Windräder, sich zu drehen. Weitere 80 MW Windleistung sind in Planung.²⁾

Verschärfung durch Engpässe im Transportnetz

Für die Windenergie eignen sich küstennahe Gebiete im Meer, weshalb Deutschland in der Nord- und Ostsee grosse Windfarmen baut. Fotovoltaik hingegen hat die höchste Ausbeute in Gebieten, wo «immer» die Sonne scheint.

In 10 bis 15 Jahren werden 80 GW Leistung aus Erneuerbaren bereitstehen, davon 40 GW im europäischen Süden (Spanien, Portugal), und 40 GW im Norden (Nord/Ostsee; B, D, DK, FI, IRL, NL, SE, UK). Dies zeigt deutlich: Die europäischen Übertragungsnetze, heute schon am Rande ihrer Kapazitätsgrenzen, werden zum Flaschenhals der europäischen Energieversorgung. Deren Beseitigung gleicht einem Marathonlauf, dessen Distanz sich kontinuierlich verlängert. In Europa, und speziell in der Schweiz, dauern Bewilligungsverfahren für neue Übertragungsleitungen mehrere Jahrzehnte.

Die Gefahr ist erkannt: 42 europäische TSO-Unternehmen aus 34 Ländern gründeten das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). 11 zentraleuropäische Übertragungsnetzbetreiber richten ein ständiges

Sicherheitsgremium und eine IT-Plattform ein, um die Gesamtsicherheit des Elektrizitätssystems zu erhöhen.³⁾

Verschärfung durch Abnahme der regelbaren thermischen Lasten im Haushalt

Um Lastspitzen zu brechen, haben die Schweizer EVU vor über 60 Jahren damit begonnen, in Rundsteuersysteme zu investieren. Ihr Ziel: gewisse Lasten zeitweise zu sperren (Waschmaschinen-Sperrstunde kurz vor Mittag) oder in Gruppen gestaffelt zu steuern (Boiler und Elektroheizungen). Heute gibt es hierzulande nur noch wenige Gemeindewerke, die über keine Rundsteuersysteme verfügen.

In jüngster Zeit registrieren die Energieversorger aber eine Abnahme der bisher für den Netzausgleich benutzten thermisch trägen Lasten. Diese werden im Rahmen von Massnahmen für die Erhöhung der Energieeffizienz zunehmend durch alternative Lösungen substituiert.⁴⁾ Damit wird die «Manövriermasse», die schaltbare Leistung, die zur Verfügung steht, immer kleiner.

Ein neues Problem, das die Energieversorger vor neue Herausforderungen stellt und ein zum Teil tief greifendes Umdenken aller Beteiligten erfordert. Einige dieser Massnahmen greifen auf der Versorgerseite (Supply Side), andere auf der Verbraucherseite (Demand Side) ins System ein.

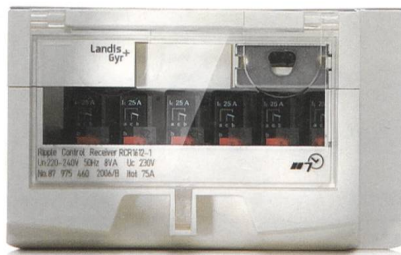
Supply-Side-Massnahmen

Erhöhung der Speicherkapazität (Projekte Axpo und Atel/Alpiq)

In die Kapazitätserweiterung der Speicherwerke werden Milliarden investiert (Atel/Alpiq investiert zusammen mit der SBB in Emosson bei Martigny VS 990 Mio. CHF; die Axpo nimmt im Glarnerland für die Projekte Nestil und «Linthal 2015» total 1,5 Mia. CHF in die Hand.⁵⁾ Weitere Ausbauprojekte (z.B. KWO/BKW auf der Grimseil⁶⁾ stossen auf Widerstand. Neue Speicherwerke sind in den Alpen kaum denkbar.

Ausbau Transportnetz

Technisch steht einem Ausbau der Transportnetze nichts im Weg. Durch Erhöhung der Spannung auf mindestens 800 kV könnten die bestehenden Trassen mehr Energie übertragen. Widerstand aus Natur- und Landschaftsschutz-Kreisen und ver-



RCR181 - Landis+Gyr

Bild 1 Beispiel eines Rundsteuerempfängers zur Schaltung von Tarifen, Strassenbeleuchtungen oder schaltbaren Lasten wie z.B. Boiler oder Wärmepumpen.

Er kann etwa mit bis zu 6 Schaltrelais bestückt werden, mit denen er je 40 A schaltet.

mehrt auch aus der breiten Bevölkerung, die den Elektrosmog fürchtet, kann den Neubau einer Hochspannungsleitung bis zu mehreren Jahrzehnten verzögern. Alternativ zur Überlandleitung wird auch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in Erdkabeln diskutiert. Technisch nicht ganz unumstritten, ist sie zudem 5- bis 10-mal so teuer wie der Bau einer Freileitung.

Forschungsprojekte über kurzzeitige Energiespeicherung

Der Handlungsbedarf ist erkannt. Forscherteams rund um den Erdball arbeiten an Konzepten, wie die Netzspannungs- und Frequenzstabilität erhöht werden kann, indem grosse Mengen Energie kurzzeitig zwischengespeichert werden.⁷⁾

Demand-Side-Massnahmen

Wenn die Kosten für die Bereitstellung eines ausreichenden Energieangebots durch die Decke gehen oder/und sich die dazu notwendige Infrastruktur nicht rechtzeitig bereitstellen lässt, dann schwenkt der Fokus unweigerlich auf die Nachfragerseite. Demand Side Management, d.h. das Steuern der Verbraucher, wird seit Jahrzehnten und teils unter Zuhilfenahme brachialster Mittel praktiziert: Es gibt Industriezonen beispielsweise in China und Indien, in denen kurzerhand das Wochenende verschoben wird, sodass sich der Energieverbrauch gleichmässiger über 7 Tage verteilt. In Moskau werden ganze Quartiere vom Netz genommen, um die Last zu glätten. Dies ist zwar auch bei uns vorgesehen, aber erst im äussersten Notfall, wenn andernfalls die gesamte Versorgungsstabilität gefährdet würde: Sinkt die Netzfrequenz unter 49,8 Hz, startet ein weitgehend automatisierter Lastabwurf auf verschiedenen Ebenen.⁸⁾

Rundsteuerung

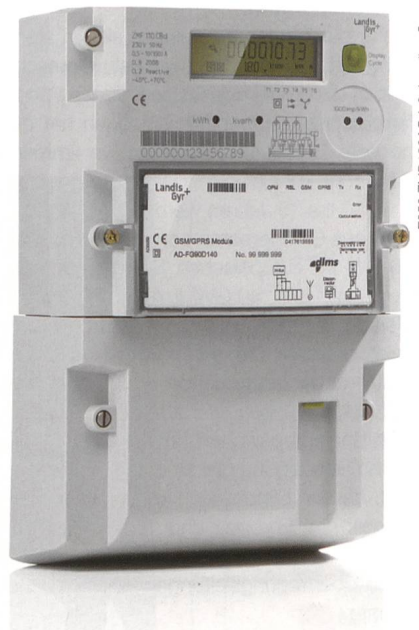
Was wir seit Jahrzehnten kennen und praktizieren – ein kontrollierter Lastabwurf

mittels Rundsteuerung –, wird andernorts als innovative Lösung angepriesen: Im Sommer 2006 schlug ein Referent an einem Kongress zum Thema Demand Side Management in den USA vor, man solle den Boiler mit einem Schalter ausrüsten, sodass er vom Energieversorger nach Bedarf ein- bzw. ausgeschaltet werden könne. Dazu ist zu bemerken, dass in den USA pro Jahr über 1 Mia. US-\$ für Demand Side Management investiert wird. Aber offenbar nicht in eine Technik, die in der Schweiz seit über 60 Jahren Standard ist.

Um die Prämisse einhalten zu können, dem Energiekunden keine Komforteinbusse zumuten zu müssen, nutzte und nutzt man als regel- bzw. schaltbare Last thermisch träge Lasten wie Boiler und Elektroheizungen. Ob das Boilerwasser um 3 oder 4 Uhr aufgeheizt wird, macht auf den Duschkomfort frühmorgens um 6 Uhr keinen spürbaren Unterschied. Doch die Entwicklung geht weiter.

Smart Metering

Smart Metering heisst hier das Zauberwort, von dem insbesondere auch Politiker einen substantziellen Beitrag zur Schliessung der ständig weiter wachsenden Versorgungslücke erhoffen. Smart Meters oder Advanced Meter Management, das sind Zähler mit bidirektionaler Kommunikation und zusätzlichen Ein- und Ausgängen. Diese Smart Meters sind eigentliche Informations-Gateways. Sie geben dem Ener-



ES60 ZMD120ACd52 - Landis+Gyr

Bild 2 Beispiel eines Smart Meters der neuesten Generation.

Das Kommunikationsmodul ist steckbar und kann somit jederzeit den neuesten Anforderungen der Telekommunikation angepasst werden, deren Technologie sich in deutlich kürzeren Zyklen erneuert als die Zählertechnik.



EcoMeter - Landis+Gyr

Bild 3 Beispiel eines In-Home-Displays.

Es kommuniziert mit dem Smart Meter und stellt jederzeit den aktuellen Verbrauch in CHF und kWh sowie den bisherigen Verlauf als Grafik dar. Eine Ampel weist auf einfachste Art auf die Höhe der momentan anliegenden Last hin. Der Energieversorger kann kurze Textmeldungen ähnlich einem SMS verschicken, die auf dem Display im Klartext angezeigt werden; je nach Bedarf an alle Energiebezüger in seinem Netz, an Gruppen oder an einzelne Adressen.

giversorger jederzeit Aufschluss über den aktuellen Energieverbrauch, die aktuell anliegende Leistung und weitere Versorgungsqualitätsparameter.⁹⁾

Dies erfolgt in Echtzeit, mittels Power-Line-Carrier-Technologie, über Telefon- oder Funknetze oder auch via Internet. Genau über diese Kommunikationskanäle kann der Energieversorger seinen Energiekunden zu jedem beliebigen Zeitpunkt einzeln adressierbar oder im «Rundfunk»-Betrieb Informationen zukommen lassen. Ausserdem kann das EVU eine Leistungsbegrenzung vornehmen oder den Verbraucher ganz vom Netz abschalten. Diese intelligenten Zähler sind eingebunden in ein System, werden automatisch gesteuert, abgefragt und überwacht. Nebst den erwähnten Vorteilen resultiert daraus eine gesteigerte Prozesseffizienz sowie erhöhte Flexibilität. Dies ist insbesondere in liberalisierten Märkten, beim Zwang zur monatlichen Zählerableseung oder etwa bei häufigen Mutationen ein gewichtiger System- und Kostenvorteil.

In-Home-Display

Smart Metering macht's möglich. Der Versorger kann damit Verbrauch und Verbraucher «managen». Weil Letztere aber wissen sollten, was wann und mit welcher Konsequenz passiert, bringt ein Anzeigergerät die Informationen vom meist im Keller hängenden Zähler über Funk oder PLC-

Kommunikation in den Lebensbereich der Kunden. Nicht nur visualisiert das Gerät den Energieverbrauch. Es zeigt ihn auch im Wochen- oder Monatsvergleich, im Tagesverlauf, in kWh und CHF. Zusätzlich übermittelt es – ähnlich einem Pager – Informationen über zum Beispiel Versorgungsunterbrüche oder Unterhaltsarbeiten. Der Nutzen für den Endkunden ist klar: Die Konsequenz aus dem eigenen Verhalten wird unmittelbar sichtbar und nicht erst Monate später in Form einer wenig differenzierten Abrechnung.

Das In-Home-Display ist ausserdem das «Sprachrohr» des Energieversorgers. Während die Energie weiterhin bis zur Steckdose geliefert wird, bietet sich dem Energieversorger nun endlich die Möglichkeit zum direkten Dialog mit seinem Endkunden.

Dynamische Tarifierung

Hiermit schliesst sich der Kreis: Dank Smart Metering und In-Home-Display kann ein wirkungsvolles, rasches Lastmanagement erfolgen. Der Konsument steht in der Pflicht, seine Last zu regeln oder den Preis in Form von höheren Tarifen zu übernehmen.

Im Gegensatz zum heutigen System mit Hoch- und Niedertarif, allenfalls noch Winter- und Sommertarif, sprechen wir von einem dynamischen Tarifsysteem, das sich an den Gestehungskosten orientiert sowie den aktuellen Markt, nämlich die angebotene und nachgefragte Energiemenge, reflektiert. In einem solchen Marktmodell führt ein Überangebot zu für den Endkunden attraktiven Tarifen, währenddem die Verbrauchsspitzen, die aus Speicherkraftwerken, mit CO²-Abgaben belasteten Kohle- oder Gaskraftwerken stammen, unweigerlich die Kosten auch für die Endverbraucher in die Höhe schnellen liessen. Diese Mechanismen spielen auch, wenn regenerative Energien zusammen mit Bandenergie aus Fluss- und Kernkraftwerken ein Überangebot verursachen.

Sind die Engpässe voraussehbar, spricht man in den USA von Critical-Peak-Pricing. Während der im Voraus angekündigten Zeitfenster wird der Energieverbrauch so stark verteuert, um sicherzustellen, dass die reduzierten Kapazitäten für eine stabile Versorgung ausreichen. Das setzt die Visualisierung voraus, der Konsument muss jederzeit über den momentan anliegenden Preis pro kWh informiert sein und im Voraus wissen, was auf ihn zukommt. Nur dann kann er sein Verhalten entsprechend darauf einstellen.

Ein Beispiel, das die Wirksamkeit solch dynamischer Tarife unterstreicht, kommt aus den USA. Der Energieversorger Salt River Project, der im Bundestaat Arizona

um die Metropole Phoenix herum 950 000 Endkunden versorgt, betreibt das grösste Vorauszahlungssystem in den USA. Dieses System offeriert den Endkunden dynamische Tarife, die mittels In-Home-Displays angekündigt werden. 57 000 SRP-Kunden machen freiwillig mit. Sie sind hochzufrieden damit, weil sie Energie bewusster brauchen und im Durchschnitt 12% ihrer früheren Energiekosten sparen. Multipliziert mal 57 000 ergibt dies für SRP ein Total von 100 GWh im Jahr, die nicht mit teurer oder/und schmutziger Spitzenenergie gedeckt werden müssen.

Inwiefern sich hierzulande Preisdifferenzen auf das Verbrauchsverhalten auswirken, ist noch nicht wissenschaftlich belegt. Eine Studie unter dem Titel «Innovative Energy Solutions through Systems Modelling (IESSM)» an der Hochschule Luzern in Kooperation mit der Landis + Gyr soll dieser Frage auf den Grund gehen.

Folgerungen, Ausblick

Die Forderung an die Ingenieure lautet: Wenn wir den heute noch marginalen Anteil an neuen erneuerbaren Energien auf 20% steigern wollen, wie dies im Programm 20-20-20 der Europäischen Union vorgesehen ist,¹⁰ müssen wir lernen, mit einer schlechteren Plan- und Regelbarkeit der Produktion umzugehen.

Ansätze

■ Vergrösserung der Regelmasse: Alle thermisch trägen Lasten können theoretisch als Regelmasse herangezogen werden, also neben Boiler und Elektroheizungen oder Wärmepumpen auch Kühlschränke, Tiefkühler, Klimaanlage. Voraussetzung dafür ist dezentrale Intelligenz in den Geräten und ein System, das die Geräte in ein Netzwerk einbindet. Dazu dienen Smart Meters.

■ Zusätzliche Zwischenspeicher: Sogenannte Plug-in-Hybrids, Autos also, die, vereinfacht gesagt, ans Netz angeschlossen werden und deren Batterien in Zeiten von Produktionsüberschuss geladen werden, um dann im Bedarfsfall (Nachfrageüberschuss) Energie zurückspeisen können.¹¹ Um diese Aufgabe letztlich sowohl energiemässig als auch kommerziell sauber regeln zu können, sind Smart Meters unabdingbar. Sie messen alle physikalisch relevanten Grössen und kommunizieren mit der Zentrale, die die anliegenden Lasten und/oder zurückgespeisten Energien kumuliert.

■ Dynamische Tarifierung und Critical Peak Pricing: Heute haben einige EWs Einheitstarife, viele haben Doppeltarifsysteme. Keines der in der Schweiz zur Anwendung gebrachten Tarifsysteme ist dynamisch und

nimmt z.B. auf die Energiebeschaffungssituation Rücksicht. Sollte etwa kurz vor Mittag ein Sturm zu einem Überangebot an Windenergie führen, kann ein EW evtl. zum Nulltarif beschaffen, hat aber keine Möglichkeit, diesen Vorteil an die Konsumenten weiterzugeben. Umgekehrt kann im Fall eines kurzfristigen Unterangebots die Beschaffung von Ausgleichsenergie zu extremen Preisspitzen führen, ohne dass dies wiederum weitergegeben werden kann. Smart Meters, die jederzeit mit einer Zentrale im Kontakt stehen, könnten ein dynamisches Tarifsysteem erlauben, das der tatsächlichen Beschaffungssituation des Energieversorgers Rechnung trägt. Nicht geklärt ist die Frage, inwiefern ein höherer Tarif das tatsächliche Verbrauchsverhalten so kurzfristig beeinflusst, dass sich darüber letztlich die Netzlast regeln liesse. Ähnliche Fragen stellen sich zurzeit ja die Verantwortlichen für den Personenverkehr der SBB. Wie unterschiedlich müssen die Tarife für eine Strecke sein, damit sich das Nutzerverhalten effektiv verändert?

■ Autonome Regelung vor Ort: Die Idee – ein lastabhängiges Tarifsysteem: Je höher die Last, desto höher der Tarif. Die Lasten regeln ihren Einschaltzeitpunkt bzw. den Energiekonsum über die Zeitachse autonom, z.B. unter Berücksichtigung der Gesamtlast je Schaltkreis. Der Smart Meter ermittelt die noch vorhandene «Reserve» und teilt diese nach Priorität den Geräten zu, das ganze dynamisch und autonom. Noch ist das Zukunftsmusik. Das Problem, dass die lokale Optimierung nicht Teil der zentral geregelten Gesamtoptimierung ist, bleibt vorerst unberührt.

■ Verzögerungsfreies Feedback an den Nutzer: Eine oft gehörte Kritik – man ist sich gar nicht bewusst, was wie viel Energie verbraucht. Erstens ist der gesamte Betrag im Haushaltbudget deutlich kleiner als etwa die Versicherungs- oder Gesundheitskosten und geniesst daher nur selten die ungeteilte Aufmerksamkeit des Nutzers. Und zweitens findet die Messung über eine Apparatur statt, die ausserhalb des alltäglichen Bewegungsraums versteckt ist. Zudem wird eine physikalische Grösse angezeigt, die wohl den wenigsten geläufig ist. Letzteres ist u.a. daran erkennbar, wie oft die Einheiten für Leistung und Energie wechselt werden. Hier schafft ein In-Home-Display Abhilfe, das im Verbund mit einem Smart-Metering-System jederzeit über den aktuellen Energieverbrauch in kWh und in CHF Auskunft gibt. Die Daten werden alle 15 s vom Zähler abgefragt und auf Knopfdruck auf dem In-Home-Display angezeigt. Dies ist ohne Übertreibung ein Quantensprung, wenn man bedenkt, dass Endkunden heute 1- bis 2-mal im Jahr eine Rechnung kriegen, die von den meisten Leuten

– mit Ausnahme des Rechnungsbetrags – kaum oder nicht verstanden wird.

Der Weg in eine sichere, nachhaltige und damit ökoeffiziente Energiezukunft führt über Smart Metering. So viel steht fest. Denn ohne Echtzeittransparenz wird sich das Angebot aus Gross- und Kleinanlagen, die böenartig die angebotene Energiemenge durcheinanderwirbeln, nie und nimmer in Einklang bringen lassen mit den Erwartungen der Endkunden, die nichts anderes wollen als stets genügend günstige Energie. Smart Metering macht noch keinen intelligenten Smart Grid. Doch ohne Smart Metering bleibt die Idee einer intelligenten Energieversorgung, des Smart Grids eben, eine unerfüllbare Vision.

Links

www.landisgyr.com

Angaben zum Autor

Peter Kieffer, dipl. El.-Ing. ETH und Wirtschaftsing. STV, ist seit 2003 bei Landis+Gyr AG in Zug tätig, wo er als Country Manager für den Schweizer Markt verantwortlich zeichnet. Frühere Stationen seiner Laufbahn waren unter anderem Siemens und Atel. Er sitzt im Vorstand der ETG und ist Mitglied der Begleitgruppe Forschungsprogramm Netze des Bundes. Landis+Gyr ist der führende Anbieter integrierter Energiemanage-

mentlösungen. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Zug beschäftigt über 5000 Mitarbeitende.
peter.kieffer@landisgyr.com

- ¹⁾ Y. Sassnik, Referat anlässlich der Cigré-Tagung in Paris, August 2008.
- ²⁾ R. Hegglin, «Die Schweiz ist auch ein Windland», Handelszeitung vom 29. Oktober 2008.
- ³⁾ www.swissgrid.ch – Medienmitteilungen vom 19. bzw. 22. Dezember 2008.
- ⁴⁾ Swiss Electric Research, Projektgesuch SwissV2G; Max Ursin, KWO, Innertkirchen, urh@kwo.ch.
- ⁵⁾ Atel-Homepage: www.atel.eu, bzw. Axpo-Homepage: www.axpo.ch.
- ⁶⁾ Weitere Details: www.grimselestrom.ch.
- ⁷⁾ Weitere Informationen: www.electricitystorage.org.

⁸⁾ UFLS: Underfrequency Load Shedding. Detailinformationen: www.swissgrid.ch/about-us/downloads/document/S081024_Netzbetrieb_im_liberalisierten_Markt.pdf, Folien 131–134.

⁹⁾ Z.B. die einzelnen Phasenspannungen. Im liberalisierten Markt wird diese Information an Bedeutung gewinnen, wenn der Energielieferant nicht mit dem Verteilnetzbetreiber identisch ist.

¹⁰⁾ Das Ziel ist, bis 2020 die Treibhausgas-Emissionen um 20% zu reduzieren und den Anteil an erneuerbarer Energie auf 20% zu erhöhen. Siehe: José Manuel Durão Barroso, President of the European Commission «20 20 by 2020: Europe's Climate, Change Opportunity», Speech to the European Parliament, Brussels, 23 January 2008.

¹¹⁾ R. Horbaty et al., Integration von Plug-in Hybrid Cars zur Förderung intelligenter Verteilnetzstrukturen, 2007.

Résumé

L'électricité, c'est bien quand on en a besoin

Régulation de charge et smart metering. L'énergie électrique est en principe produite pour la consommation immédiate. Son stockage représente une «complication technologique». Dans le système énergétique conventionnel, qui est organisé et réglé sur la base d'un concept hiérarchique, l'équilibre était encore relativement facile à maintenir. Avec l'exploitation de nouvelles énergies renouvelables, les méthodes conventionnelles ne permettent plus d'assurer pleinement la planification et la régulation des flux énergétiques. Cela peut engendrer des manques de production passagers, mais également des situations de surproduction par rapport à la consommation effective. Il s'ensuit de fortes fluctuations dans les coûts de la mise à disposition de l'énergie, sans que ces effets puissent être répercutés sur les consommateurs. L'article montre comment la régulation de la charge en général et la technologie du smart metering en particulier peuvent contribuer à dédramatiser ces problèmes.

OPTIMATIK

Energiedaten erfassen, aufbereiten, bereitstellen, liefern...

Optimatik ist Ihr leistungsstarker Partner für die Einführung und Unterstützung von Energiemarkt-Systemen.

Gemeinsam stellen wir mit Ihnen die richtigen Weichen für die Veränderungen im liberalisierten Strommarkt.

ALLES AUS EINER HAND:

MOBILE ZÄHLERDATENERFASSUNG
ZÄHLERFERNAUSLESUNG
ENERGIEDATENMANAGEMENT
SMART METERING

Optimatik AG

Gewerbezentrum Strahlholz
CH-9056 Gais
T +41 71 791 91 00
F +41 71 791 91 10

Bureau Romandie:

CH-1023 Crissier
T +41 21 637 21 00

info@optimatik.ch
www.optimatik.ch