Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 105 (2014)
Heft: 3

Artikel: Echtzeit-Management von Niederspannungsnetzen
Autor: Steiner, Beat
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856204

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 16.02.2026

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

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Echtzeit-Management von Niederspannungsnetzen

Integration verteilter Einspeiser als Herausforderung

Zurzeit werden punktuelle Netzverstärkungen vorgenommen, um die Energie der verteilten Einspeiser abzunehmen. Wird z.B. die Mikro-Wärme-Kraft-Kopplung gefördert und die solare Produktion günstiger als der Strombezug aus dem Netz, müssen wir jedoch mit einer flächendeckenden Netzverstärkung rechnen. Als Alternative zur konventionellen Netzverstärkung der Leistungsteile wird in diesem Artikel analysiert, ob eine Echtzeitkommunikation zwischen Netzkomponenten, Verbrauchern und Erzeugern, welche einen höheren Auslastungsgrad des Netzes erlaubt, technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Beat Steiner

Während es im Höchst- und Hochspannungsbereich üblich ist, sämtliche relevanten Zustandsgrössen der Netze in Echtzeit zu überwachen, werden Mittel- und Niederspannungsnetze oft ohne grossen Informatik- und Telekommunikationsaufwand betrieben. Dies ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen sinnvoll, denn die Mengengerüste, welche dem Tätigkeitsbericht der ElCom entnommen werden können, zeigen einen sprunghaften Anstieg der Transformatoreneinheiten und Kabellängen zwischen Hoch- und Mittelspannung (Bild 1). Zusätzlich nimmt die Kritikalität der Komponenten ab, sodass der Nutzen der Überwachung und Fernsteuerung geringer ist. Dies gilt insbesondere unter der Annahme, dass Mittel- und Niederspannungsnetze zur Ausspeisung verwendet werden. Aber genau in diesem Punkt sind nun Änderungen zu erwarten.

Aktuelle Schutzkonzepte

Im heutigen Niederspannungsnetz werden ausschliesslich Schutzkonzepte angewandt, welche ohne Fernmessungen und Kommunikation auskommen. Messungen werden, wenn überhaupt, nur punktuell vorgenommen, vorzugsweise in der Ortsnetztransformatorenstation. Sicherungen sind nur an kritischen Stellen angebracht. Die Strategie für deren Platzierung richtete sich bisher nach den Bedürfnissen eines Ausspeisenetzes. Ein bidirektionaler Leistungsfluss in Netzen kann die Anzahl kritischer Schutzpunkte stark erhöhen.

Die Leitungsquerschnitte sind nicht gemäss der Summe der installierten Leistung der versorgten Verbraucher ausgelegt, sondern gemäss Erfahrungswerten (Gleichzeitigkeitsfaktoren). Nicht jede Querschnittsreduktion ist mit einer Sicherung versehen. Somit ist es theoretisch möglich, dass einzelne Leitungsabschnitte überlastet werden, ohne dass eine Sicherung auslöst. In der Praxis tritt dieser Fall äusserst selten ein. Bei einer Leistungsflussumkehr wird dieses Risiko jedoch erhöht.

Anstehende Veränderungen

Niederspannungsnetze sind ursprünglich als reine Ausspeisenetze konzipiert und auf eine Gebrauchsdauer von etwa 40 Jahren ausgelegt. Die Klimapolitik und die daraus abgeleitete Energiestrategie 2050 bringen jedoch in kürzerer Frist entscheidende Veränderungen:

- Es soll elektrische Energie gespart werden.
- Andere Energieträger sollen durch Strom substituiert werden (z.B. Elektromobilität).
- Immer mehr elektrische Energie wird verteilt erzeugt und ins Niederspannungsnetz eingespeist.
- (Gross-)Speicherprojekte werden wegen fraglicher Rentabilität sistiert.

Durch welche Leitungsabschnitte mehr oder weniger Energie bzw. Leistung in welche Richtung fliessen wird, ist a priori unklar.

Smart Meter als Sensoren

Fehlerstellen und Überlastungen werden wegen der verteilten Einspeisung neu allseitig gespeist. Somit entsteht der Wunsch, die Ströme in allen Leitungsabschnitten zu überwachen. Die grossflächige Installation von Sicherungen und

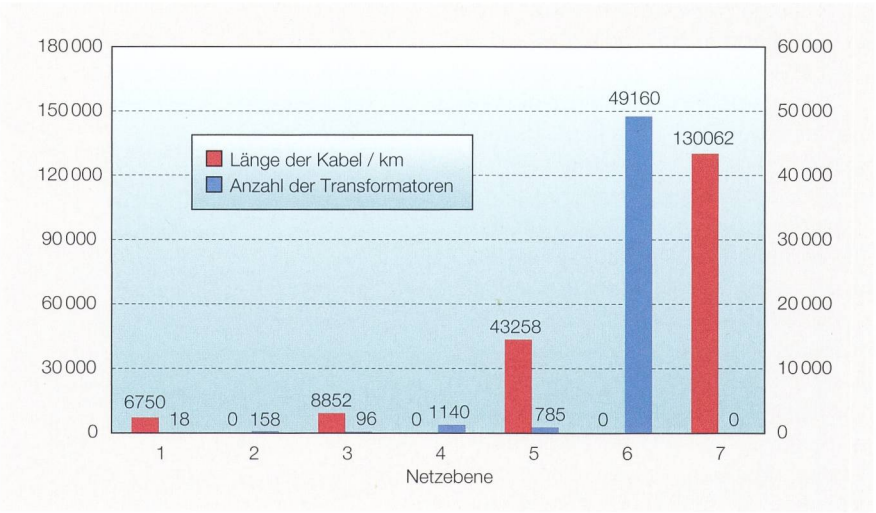


Bild 1 Mengengerüste pro Netzebene.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Julien Cretton

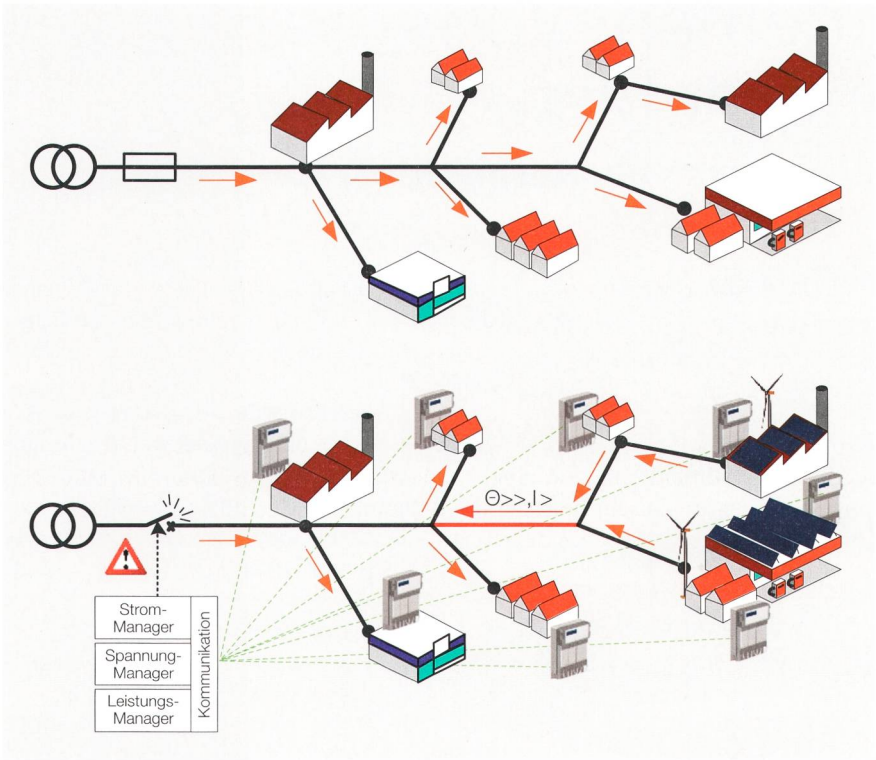


Bild 2 Aktuelle und künftige Leistungsflüsse in Niederspannungsnetzen.

dedizierten Stromsensoren ist jedoch unwirtschaftlich. Deshalb soll nun versucht werden, mit intelligenten Zählern die Stromvektoren sowie die Spannungen in allen Ein- und Ausspeisestellen zu erfassen. Damit können die Strom- und Spannungsverhältnisse in allen Leitungsabschnitten und Knoten rekonstruiert werden. Wird ein entsprechendes Kommunikationsnetz vorausgesetzt (Fiberoptik, PLC neuester Generation), kann dies quasi in Echtzeit geschehen **(Bild 2)**.

Im Labor der HTA Freiburg wurde bereits erfolgreich versucht, Stromvektoren aus Haushaltszählern auszulesen, obwohl die Geräte nicht direkt für diesen Zweck vorgesehen sind. [1] In **Bild 3** sind die Resultate verschiedener Messgeräte für den gleichen Messpunkt zu sehen. Der Zähler ist grün.

Diese Verfahren eröffnen eine Vielzahl neuer Anwendungen für das Strom-, Spannungs- und Leistungsmanagement in Niederspannungsnetzen.

Mathematisch gesehen liegt ein stark überbestimmtes Gleichungssystem vor. Es sind viel mehr Strukturdaten und gemessene Grössen bekannt, als zur Berechnung der Unbekannten nötig wären. Somit können Messdaten geprüft und beispielsweise wegen Kommunikationspannen fehlende Daten rekonstruiert werden. Weichen nachgerechnete Netzdaten wie z.B. Impedanzen vom bekannten Wert ab, können Probleme im Netz wie alternde Kontaktstellen und Muffen frühzeitig erkannt werden. Ebenfalls ist die Ortung von Stromdiebstahl möglich. Die Umsetzbarkeit solcher Anwendungen ist Gegenstand aktueller Forschungsprojekte an der HES-SO. [2]

Strommanager

Zentrales Element der Zustandserfassung im Niederspannungsnetz ist der Strommanager. Er bestimmt anhand der gemessenen und berechneten Grössen, ob ein Netzabschnitt zu nahe an der dynamischen Leistungsgrenze **(Bild 4)** betrieben wird. Ist dies der Fall, kann er dem Leistungsmanager den Befehl geben, die betroffenen Leitungsabschnitte zu entlasten. Bleibt dies ohne Erfolg, kann er den Leistungsschalter am Abgang des Ortsnetztransformators ausschalten (virtuelle Sicherung).

Spannungsmanager

In einem reinen Ausspeisenetz wird die Spannung am Abgang des Ortsnetztransformators in der Nähe der maximal zulässigen Spannung fest eingestellt, sodass am weitest entfernten Ausspeisungspunkt die Minimalspannung eingehalten wird. Werden nun nachträglich Einspeiser ans Netz angeschlossen, können Überspannungen auftreten. Diese können von den Wechselrichtern und den intelligenten Zählern erfasst werden.

Die Wechselrichter können die Spannung lokal mit der Blindleistung korrigieren. [4] Genügt dies nicht, kann der Spannungsmanager grossflächiger eingreifen und dem Leistungsmanager sowie dem regelbaren Ortsnetztransformator entsprechende Befehle übermitteln.

Brenno Richina

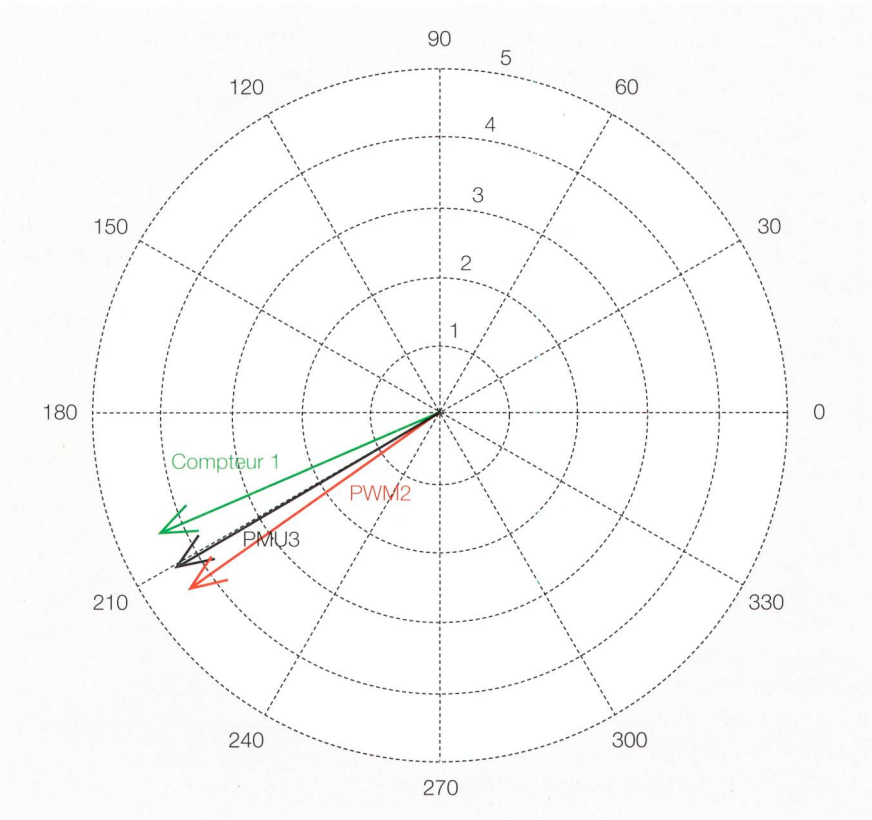


Bild 3 Vergleich Messverfahren für Stromwinkel.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Fabien Degoumois

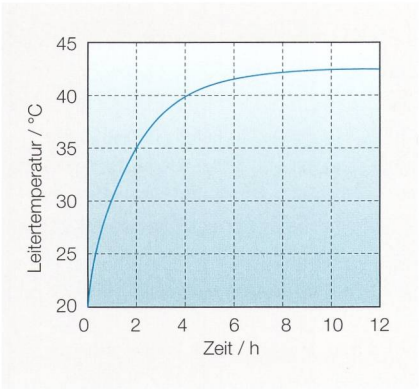


Bild 4 Simulation des Leitertemperaturverlaufs in einem NS-Kabel. [3]

Bruno Maillard

Bild 5 Solaranlage der Hochschule für Technik und Architektur, Freiburg.

Leistungsmanager

Sind steuerbare Lasten und Einspeiser im Netz vorhanden, kann deren Blind- und Wirkleistung so gesteuert werden, dass die Ströme und Spannungen im erlaubten Bereich bleiben. Eine Favorisierung des Vor-Ort-Verbrauchs ist ebenfalls möglich.

Systemdynamik

Die Anforderungen an die Kommunikation werden vor allem durch die Fluktuation relevanter Systemparameter definiert. Hiervon hängt ab, wie häufig die Einschätzung des Netzzustandes aktualisiert werden muss. Während die Leitertemperaturen auch in der Niederspannung relativ träge reagieren (Bild 4), sind Spannungsvariationen verzögerungsfrei bei den Endverbrauchern spürbar.

Die Dynamik der Solareinspeisung ist extrem hoch. Auf dem Dach der HTA Freiburg ist eine Solaranlage von 2,8 kW Spitzenleistung installiert (Bild 5).

Auf dieser wurden am 18.9.2011 Transienten von 760 W in 15 s gemessen. Die gewählte Auflösung von einer Messung alle 15 s wurde dieser Situation nicht wirklich gerecht (Bild 6). Das grossflächige Zusammenspiel verschiedener Solaranlagen kann die Netzsituation unübersichtlich werden lassen.

Während für die Erfassung der Dynamik von Solaranlagen und die Überwachung der Einhaltung von Spannungsqualitätsnormen sehr hohe zeitliche Auflösungen (ca. alle 3 s eine Auslesung) nötig wären, ist dies für das Management des Netzes glücklicherweise nicht der Fall. Die Auslesefrequenz der Netzzustandsdaten kann je nach Bedarf variieren. Treten z.B. Spannungsstabilitätsprobleme auf, kann alle paar Sekunden eine Auswertung erfolgen, sonst genügen Abstände von einer Minute oder mehr.

Wirtschaftlichkeit

Für Neuinstallationen im Netz sind überdimensionierte Komponenten wirtschaftlicher als Smart-Grid-Lösungen. In der Schweiz werden Mittel- und Niederspannungsleitungen in städtischen Gebieten unterirdisch verlegt. Der hierfür nötige Grabenaushub ist mit mehreren Hundert Franken bis etwas mehr als tausend Franken pro Meter der dominierende Kostentreiber. Die Grenzkosten von überdimensionierten Kabeln und Leerrohren von ein paar Franken pro Meter sind vernachlässigbar. Für die Reduktion der Leitungsverluste und Spannungsabfälle werden grössere Kabelquerschnitte verlegt als für die Stromführung notwendig ist.

Das vorgeschlagene Echtzeitsystem wird wirtschaftlich interessant, sobald eine flächendeckende Netzverstärkung vermieden werden kann. Hierbei ist zwischen städtischen und ländlichen Netzen zu unterscheiden.

Werden in ländlichen Netzen Solaranlagen installiert, führt oft kein Weg an einer konventionellen Netzverstärkung vorbei, da die eingespeiste Leistung weder abgeführt noch gespeichert oder vor Ort verbraucht werden kann. In städtischen Gebieten sind die Netze besser für eine Smart-Grid-Lösung geeignet, es werden jedoch weniger Solaranlagen installiert als auf dem Land. Kommt der Durchbruch für Elektromobilität und Mikro-Wärme-Kraft-Kopplung, werden Smart Grids, welche quasi in Echtzeit arbeiten, sehr interessant.

Die Mehrkosten fallen hauptsächlich im Kommunikationsnetz an, das wesentlich leistungsfähiger sein muss als für die Lastgangmessung und dynamische Tarifsteuerung. Ein Preisanstieg für die Netznutzung von etwas mehr als 25 CHF pro Jahr und Kunde wird erwartet. [5] Dieser Betrag gilt für eine Fiberoptik-Lösung. Breitband-PLC-Lösungen können kurzfristig wesentlich günstiger sein, bieten aber nicht die nötige Herstellerunabhängigkeit und Zukunftssicherheit. Ob PLC die erhöhten Anforderungen an die Zuverlässigkeit erfüllen kann, ist in Feldversuchen zu ermitteln.

Geringe Präzision

Die Abschätzung des Netzzustandes stellt keine hohen Anforderungen an die Präzision. Deswegen kann der Spannungswinkel an allen Messpunkten relativ zum Abgang am Transformator vernachlässigt werden. In einer Simulation [6] wurde ein Maximalwert von 7° ermittelt. Ziel ist, auf eine GPS-Synchronisation wie in Phasor Measurement Units zu verzichten.

Daniel Vela

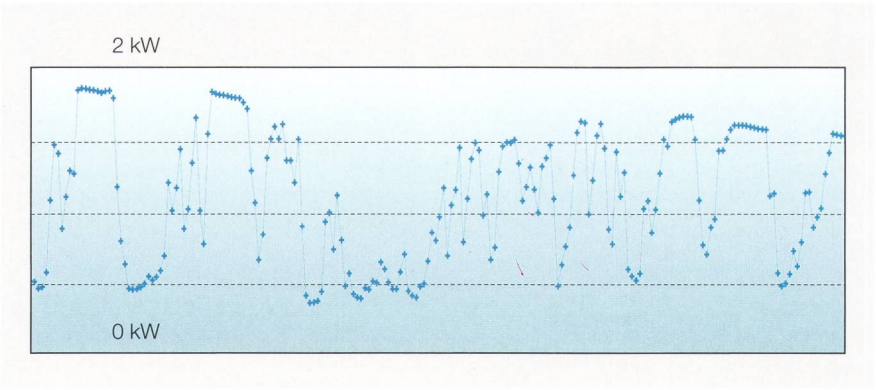


Bild 6 Dynamik der PV-Leistung auf dem Dach der HTA-FR.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Fazit

Echtzeitfähige intelligente Netze werden noch einige Jahre brauchen, bis sie Marktreife und Wirtschaftlichkeit erlangen. Jede politische Änderung oder Durchbruch im Bereich dezentraler Produktion bzw. Elektromobilität kann sprunghaft zu einem erhöhten Bedarf von Netzverstärkungen führen. Dann sollten uns solche Technologien zur Verfügung stehen, um konventionelle Netzverstärkungen vermeiden zu können.

Da Investitionen ins Netz sehr langlebig sind, ist es wünschenswert, in der Langfristplanung leistungsfähige Kommunikationsnetze dafür vorzusehen. Ausser der Fiberoptik sind noch kaum Kommunikationskanäle verfügbar, welche die nötige Zukunftssicherheit und Herstellerunabhängigkeit bieten.

Die heutige Regulierungspraxis ist sehr restriktiv, was frühzeitige Investitionen und Reservebildung betrifft. Dies wird vorübergehend zu einem starken Anstieg des Netznutzungstarifs in der Niederspannung führen. Nach der Übergangsphase wird er etwas über 6 % höher liegen als heute. [5]

ETG-Event

Simulation in der Energietechnik
Tagung am 23.10.2014 an der Hochschule für Technik und Architektur, Fribourg. Die Tagung ist zweisprachig (de./fr.) und wird simultan übersetzt.
www.electrosuisse.ch/etg

Résumé

La gestion en temps réel des réseaux basse tension

L'intégration des producteurs décentralisés, un défi à relever

Plusieurs renforcements de réseau ponctuels sont actuellement réalisés afin d'injecter l'énergie des producteurs décentralisés. Cependant, nous devrions tabler sur un renforcement de réseau généralisé si, par exemple, la micro-cogénération bénéficiait de subventions et si la production solaire était plus intéressante que l'achat d'électricité à partir du réseau.
Une communication en temps réel entre les composants du réseau, les consommateurs et les générateurs pourrait permettre d'augmenter le taux d'utilisation du réseau et ainsi devenir une alternative au renforcement de réseau conventionnel (parties puissance). Les réseaux intelligents capables de s'adapter en temps réel auront néanmoins encore besoin de quelques années avant d'atteindre leur maturité commerciale. Or, tout changement politique ou toute percée réalisée dans le domaine de la production décentralisée et de la mobilité électrique est susceptible d'entraîner brutalement un besoin accru en termes de capacité du réseau. De telles technologies devraient alors être disponibles afin d'éviter certains coûts liés au renforcement généralisé du réseau. No

Da weder die technischen noch die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen gegeben sind, werden Investitionen in solche Systeme vermutlich zu spät erfolgen. Ziel dieser Machbarkeitsstudie ist, einen Beitrag zu leisten, dass diese Technologien bei Bedarf rechtzeitig eingeführt werden können.

Referenzen

[1] Brenno Richina, «Utilisation des compteurs intelligents pour la surveillance des réseaux», Bachelorarbeit HTA-FR, 2013.
[2] Haute Ecole Spécialisée de Suisse occidentale, Fachhochschule Westschweiz.
[3] Fabien Degoumois, projektinterne Studie, IESE heig-vd, 2013.
[4] Deborah Liechti «Etude d'impact du photovoltaïque sur le réseau basse tension», Bachelorarbeit HTA-FR, 2013.
[5] Beat Steiner, «Geschäftsmodell für Smart Grids», Bulletin SEV/VSE 9/2013.
[6] Christoph Kramer, Grégoire Chauvin, «Integrierung von erneuerbaren Energien ins Stromnetz», Bachelorarbeit 2012.

Angaben zum Autor

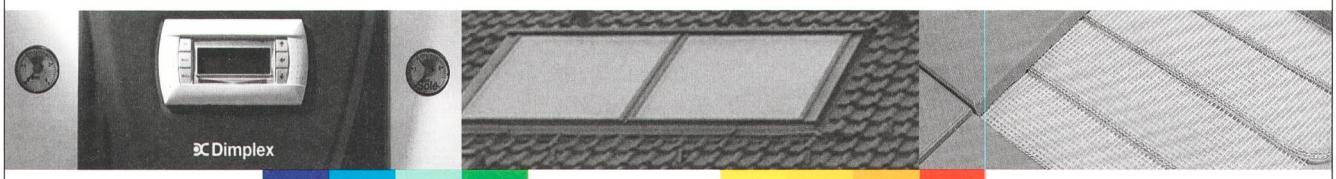
Beat Steiner, Dipl. El.-Ing. ETH, hat nach 12-jähriger Tätigkeit in der Informatik zwei Jahre als Berater für Verteilnetzbetreiber gearbeitet und forscht seit 2010 im Bereich Smart Grids in der Abteilung für Elektrotechnik der HTA Freiburg.

Hochschule für Technik und Architektur, 1705 Freiburg
beat.steiner@hefr.ch

Im Namen der Fachhochschule Westschweiz (HES-SO) bedankt sich der Autor bei der Projektsponsorin EOS Holding, in deren Auftrag diese technische und ökonomische Machbarkeitsstudie für Smart Grids mit Quasi-Real-Time-Komponenten in Niederspannungsnetzen durchgeführt wird.

Anzeige

WÄRME PUMPEN **SONNEN** ENERGIE **ELEKTRO** WÄRME



Wärme nach Wunsch:

Star Unity AG Fabrik elektrischer Apparate Seestrasse 315 CH-8804 Au (ZH)
T 044 782 61 61 F 044 782 61 60 www.starunity.ch star@starunity.ch