Das Netz für die Fotovolatikzukunft planen

Autor(en): **Klauser, Daniel**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 5

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856485

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Das Netz für die Fotovoltaikzukunft planen

Solarkataster als Datengrundlage

Über die Details der zukünftigen Stromversorgung wird im Rahmen der Diskussion der Energiestrategie 2050 politisch hart gerungen. Die von den diversen Akteuren favorisierten Varianten unterscheiden sich erheblich. Alle Szenarien gehen aber von einem relativ starken Fotovoltaikzubau aus. EVUs sind mit der Aufgabe konfrontiert, ihr Netz für diese unberechenbare Zukunft optimal zu dimensionieren. Solarkataster bieten eine ideale Datengrundlage, um für verschiedene Szenarien die zukünftige Solarstromeinspeisung räumlich hochaufgelöst zu berechnen.

Daniel Klauser

Die heutigen Niederspannungsnetze sind überwiegend als Verbrauchernetze geplant und entsprechend dimensioniert. Für die Planung eines Niederspannungsnetzes waren und sind daher Prognosen über den zu erwartenden Verbrauch notwendig. Der Prognosehorizont erstreckt sich dabei über die typische Lebensdauer des Netzes von 40–50 Jahren.

Fotovoltaikanlagen speisen hauptsächlich auf Niederspannungsebene ein. Für die Dimensionierung eines heute zu bauenden oder zu ersetzenden Niederspannungsnetzes sind daher auch Prognosen für die Einspeisung durch Fotovoltaikanlagen in den nächsten Jahrzehnten notwendig.

Energie Wasser Bern (EWB) hat sich dieser Aufgabe angenommen und im Rahmen eines Forschungsprojekts die zukünftig zu erwartende Einspeisung durch Fotovoltaikanlagen und deren Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz untersuchen lassen.

Inventar des Sonnenenergie-Potenzials

Ein Solarkataster ist ein Solarinventar aller Gebäudedächer einer Stadt, Gemeinde oder Region (Bild 1). Dieses beinhaltet für jede Dachfläche die Ausrichtung, Neigung und Einstrahlung sowie das Potenzial für die Produktion von Sonnenenergie. Diverse Städte und Gemeinden und zunehmend auch ganze Kantone lassen ein Solarkataster erstellen.

Das Solarkataster Bern wurde durch die Firma Meteotest im Auftrag von EWB für das gesamte Gebiet der Stadt Bern erstellt. Als Datengrundlage für die Gebäude diente ein 3D-Stadtmodell. Mit Strahlungsdaten aus der Software Meteonorm [1] wurde für jede Stunde eines typischen Jahres die Einstrahlung auf jede Dachfläche berechnet. Dies unter Berücksichtigung von Ausrichtung, Neigung und Verschattung. Für die Berechnung der Verschattung durch benachbarte Gebäude und Bäume etc. wurde ein digitales Oberflächenmodell verwendet. Für Flachdächer wurde davon ausgegangen, dass dort eine aufgeständerte Anlage mit Ausrichtung Süden und einer Neigung von 30° realisiert würde.

Solarkataster als Datenquelle für Simulationen

Im Rahmen des Forschungsprojekts ging es darum, für ausgewählte Teilnetze des Niederspannungsnetzes von EWB die Auswirkungen vieler Fotovoltaikanlagen zu analysieren. Zu diesem Zweck wurden mit der Software Neplan [2] statische Netzsimulationen durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf der maximalen Spannungsanhebung. Ein ähnliches Projekt verfolgen derzeit in Deutschland die Stadtwerke Ulm in Zusammenarbeit mit der Fachhochschule Ulm [3].

Einen ambitionierteren Ansatz verfolgt das laufende Projekt Digasp (Distribution Grid Analysis and Simulation with Photovoltaics), bei dem der Spannungsverlauf mit einer stochastischen Netzsimulation für jeden Zeitpunkt berechnet werden soll [4]. Fragen der Spannungsqualität werden gegenwärtig im Projekt Vein untersucht [5].

Verknüpfung mit Netzdaten

Um die Daten aus dem Solarkataster für Netzsimulationen verwenden zu können, müssen sie mit den Netzdaten verknüpft werden. Sofern die Netzdaten in einem geografischen Informationssystem (GIS) erfasst sind, können die Dachflächen im GIS dem nächstgelegenen Hausanschlusskasten zugeordnet werden (Bild 2). Darauf aufbauend lassen sich nun verschiedene Szenarien festlegen.

Screenshot: Google Earth, Daten Meteotest, EWB

Bild 1 Ausschnitt aus dem Solarkataster Bern für das Gebiet Muesmatt.

Meteotest, EWB

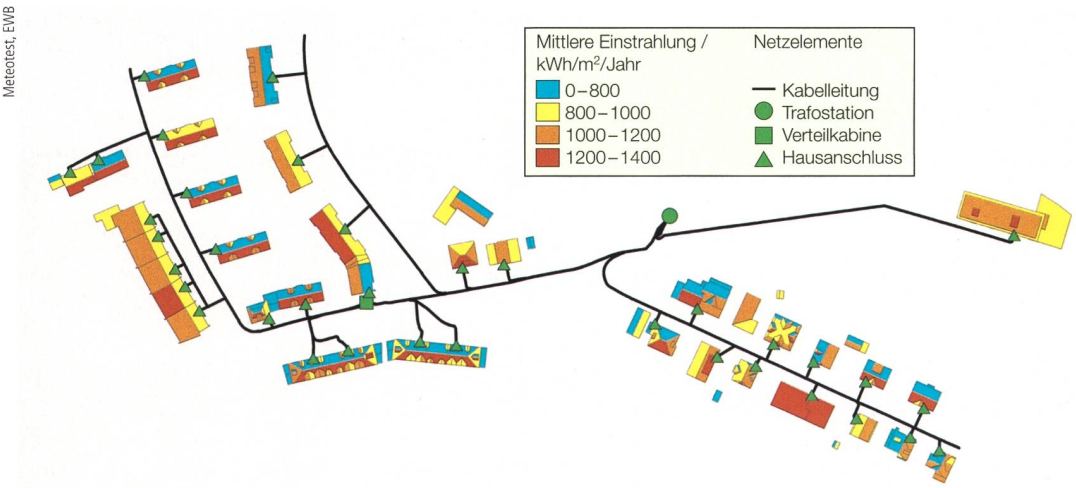


Bild 2 Teilnetz des Niederspanungsnetzes und das Solarkataster für das entsprechende Gebiet.

Im vorliegenden Projekt wurde für eine Maximalvariante davon ausgegangen, dass alle Dachflächen mit einer mittleren Einstrahlung von mindestens 1 MWh/m²/Jahr (orange und rote Flächen in **Bild 1** und **Bild 2**) mit Fotovoltaikanlagen bestückt werden. Eine mittlere Einstrahlung von 1 MWh/m²/Jahr entspricht bei einer Performance Ratio der Fotovoltaikanlage von 85 % einem Ertrag von 850 kWh pro kW Peakleistung. Auf die ganze Stadt Bern hochgerechnet entspricht diese Maximalvariante einer jährlichen Stromproduktion aus Fotovoltaikanlagen von gut 250 GWh, was etwa 25 % des Jahresverbrauchs im Netzgebiet von EWB entspricht.

Für die Berechnung der maximalen Spannungsanhebung ist die maximal auftretende Leistung aus den Fotovoltaikanlagen von Interesse. Um diese zu ermitteln, wurde unter Berücksichtigung der Ausrichtung und Neigung der Anlagen für jede Stunde des Jahres und für jeden Hausanschluss die auftretende Leistung berechnet. Dabei wurde auch die Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades (für kristalline Silizium-Module) von der Temperatur berücksichtigt. Die Spitzenleistung (maximal auftretende elektrische Gesamtleistung für das gesamte Teilnetz) tritt in Bern deshalb nicht unbedingt in den Stunden mit der maximalen Strahlung auf, sondern typischerweise an sehr sonnigen, aber noch nicht so heissen Tagen im Frühsommer.

Je nach Ausrichtung der Strassenzüge kann es auch vorkommen, dass die Spitzenleistung nicht genau am Mittag auftritt. Für die untersuchten Teilnetze lag die Spitzenleistung bei rund 85 % der installierten Leistung.

Ausgehend von der Spitzenleistung in der Maximalvariante können nun sehr einfach weitere Varianten definiert werden, indem die Einspeisung der Fotovoltaikanlagen für jeden Hausanschluss auf einen Prozentsatz der Spitzenleistung festgelegt wird. Dies lässt sich auch in Neplan durch Eingabe der entsprechenden Faktoren sehr leicht implementieren. In Realität erfolgt der Zubau natürlich typischerweise so, dass an einigen Hausanschlüssen Anlagen gebaut werden und an anderen nicht. Gerade in einem kleinräumigen städtischen Netz ist es aber eine gute Näherung, anzunehmen, dass der Zubau der Fotovoltaikanlagen gleichmässig auf allen Dächern erfolgt.

Szenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Starklast	✔										
Normallast		✔									
Schwachlast			✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔
100 % PV				✔				✔			
80 % PV					✔				✔		
50 % PV						✔				✔	
20 % PV							✔				✔
cos φ = 1				✔	✔	✔	✔				
cos φ = 0,95								✔	✔	✔	✔

Tabelle 1 Szenarien für die Netzsimulation. Der cos φ bezieht sich auf die Einspeisung kapazitiver Blindleistung (Bezug induktiver Blindleistung) durch den Wechselrichter.

Neben den Leistungsdaten aus dem Solarkataster sind auch Lastdaten für die Netzsimulation notwendig. Für die einzelnen Hausanschlüsse liegen üblicherweise nur jährliche Zählerdaten vor. Aus diesen kann mithilfe von Velander-Faktoren und Messungen an den Trafostationen die Last am einzelnen Hausanschluss abgeschätzt werden.

Ergebnisse der Netzsimulation

Gemäss den D-A-CH-CZ-Richtlinien [6] sollte die Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt für eine neu anzuschliessende Anlage nicht mehr als 3 % betragen. In Ausnahmefällen und unter Berücksichtigung aller zukünftig noch zu tätigenden Anschlüsse kann die Spannungsanhebung bis 5 % betragen. Die praktischen Regeln sollen im Betrieb sicherstellen, dass die EN-Normen eingehalten werden, die eine Abweichung von der Sollspannung von ±10 % zulassen.

Ausgehend von der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Maximalvariante wurden die Netzsimulationen für jedes der untersuchten Teilnetze für 11 verschiedene Szenarien durchgeführt (**Tabelle 1**). Es wurden dabei einerseits drei Lastszenarien ohne Fotovoltaikeinspeisung unterschieden (Szenarien 1–3). Für die Szenarien mit Fotovoltaikeinspeisung (Szenarien 4–11) wurde von Schwachlast ausgegangen. Diese Szenarien unterscheiden sich bezüglich Anteil der Fotovoltaikeinspeisung ausgehend von der Maximalvariante (100 %) und bezüglich der Blindleistungseinspeisung durch die Wechselrichter. Um die Effekte im Niederspannungsnetz isoliert betrachten zu können, wurde für die Netzsimulation die Kapazität des Mittelspannungsnetzes so hoch angenommen, dass die Spannung primärseitig am

Transformator der Sollspannung entspricht.

Die Ergebnisse der Netzsimulation für ein Beispielgebiet sind in Tabelle 2 dargestellt. Bei der maximalen Fotovoltaikeinspeisung und ohne Blindleistungseinspeisung ($\cos\varphi = 1$) tritt eine maximale Spannungsanhebung von 6,2 % auf (Szenario 4). Damit sind die D-A-CH-CZ-Richtlinien nicht eingehalten. Die Einspeisung von kapazitiver Blindleistung ($\cos\varphi = 0{,}95$) durch die Wechselrichter erlaubt es, die Spannungsanhebung von 6,2 % auf 4,1 % deutlich zu vermindern (Szenario 8). Als Nebenwirkung erhöht sich aber die maximale Auslastung des Transformators.

Die Spannungsanhebung kann weiter reduziert werden, wenn der Transformator anders geschaltet wird. In den Szenarien 1–11 wurde davon ausgegangen, dass der Transformator wie heute üblich so geschaltet ist, dass die Spannung sekundärseitig am Transformator leicht überhöht ist (gut 2 %). Dies stellt beim heute üblichen Lastabfall im Niederspannungsnetz sicher, dass die Spannung bei den Hausanschlüssen nicht zu tief wird. Wird im untersuchten Beispiel auf diese Spannungsüberhöhung am Transformator verzichtet, lässt sich die maximale Spannungsanhebung weiter reduzieren, und zwar in der Kombination mit Blindleistungseinspeisung auf 1,6 %. Werden im Einzelfall bestehende Transformatoren fix auf eine tiefere Spannung eingestellt, so ist die Einhaltung der Spannungsqualität an den Netzübergabestellen mittels Berechnungen und Netzqualitätsmessungen zu prüfen. Im Betrieb gilt es hierbei zu beachten, dass wegen unterschiedlicher Übersetzungsverhältnisse die Möglichkeiten zur Parallelschaltung von Transformatoren innerhalb derselben Anlage eingeschränkt sind.

Szenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
u	101,9	102,2	102,4	106,2	105,3	103,9	102,5	104,1	103,6	102,8	102,2
P / kW	174	112	75	–335	–255	–133	–9	–333	–253	–132	–9
Q / kvar	73	46	30	44	38	32	29	186	151	102	57
S / kVA	189	121	80	338	257	136	31	382	295	167	58
s	63 %	40 %	27 %	113 %	86 %	45 %	10 %	127 %	98 %	56 %	19 %

Tabelle 2 Ergebnisse der Netzsimulation für die Szenarien gemäss Tabelle 1. u: maximale relative Spannung an einem Knoten; P, Q, S: Wirk-, Blind- und Scheinleistung bei der Ausspeisung aus dem Mittelspannungsnetz; s: Auslastung des Transformators.

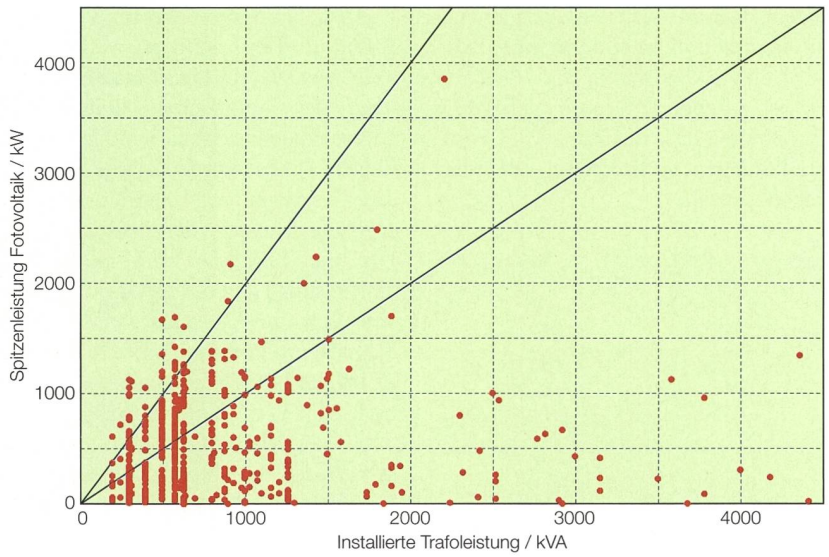
Die Ergebnisse der Netzsimulation für die untersuchten Teilnetze zeigen, dass bei einem Betrieb des Netzes als Verbrauchernetz und ohne Blindleistungseinspeisung durch die Wechselrichter die relativen Spannungswerte über die Limite von 103 % steigen. Mit einer Kombination von Blindleistungseinspeisung und angepasster Schaltung des Transformators kann jedoch die Spannungsanhebung auf unter 3 % gesenkt werden. Zu diesem Zweck sind regelbare Ortsnetztransformatoren notwendig. Für deren Einsatz müssen jedoch die angeschlossenen Netzstränge vergleichbare Last- und Erzeugungsprofile aufweisen. Diese Voraussetzung ist gerade in städtischen Gebieten oft nicht gegeben. In solchen Fällen ist die Verwendung von Netzreglern zur strangscharfen Spannungsregelung denkbar [7]. Bei sehr starkem Zubau der Fotovoltaik (und Blindleistungseinspeisung durch die Wechselrichter) wird die Überlastung der Transformatoren jedoch kritisch. Hier können weitergehende Massnahmen aus dem Smart-Grid-Bereich wie Peak Shaving oder Lastverschiebung wichtig werden.

Das Netz von EWB ist ein mehrheitlich städtisches Netz mit einer entsprechend hohen Verbrauchsdichte. Die im Rahmen dieses Projekts erzielten Ergebnisse lassen sich daher nicht ohne Weiteres auf beliebige (ländliche) Netze übertragen. Solarkataster liefern aber in jedem Fall eine gute Grundlage für analoge Untersuchungen.

Leistung pro Trafostation

In den bisher beschriebenen Netzsimulationen wurde das Niederspannungsnetz isoliert betrachtet. Bei einem starken Zubau der Fotovoltaik verändern sich die Lastflüsse auch auf der Mittelspannungsebene markant. Für Untersuchungen des Mittelspannungsnetzes ist von Interesse, an welcher Trafostation wie viel Leistung aus Fotovoltaik dazukommt. Analog zu den Berechnungen für ein einzelnes Teilnetz des Niederspannungsnetzes lässt sich aus dem Solarkataster auch die Leistung pro Trafostation ableiten. Voraussetzung dafür ist, dass Daten vorliegen, welches Gebäude von welcher Trafostation versorgt wird. Sofern diese Information nicht bereits vorhanden ist, lässt sie sich in der Regel aus GIS-Daten des Leitungsnetzes ableiten.

Für das Netz von EWB wurde die Spitzenleistung aus Fotovoltaik in der Maximalvariante pro Trafostation berechnet und mit der installierten Trafoleistung verglichen (Bild 5). Für einen beträchtlichen Teil der Trafostationen reicht auch in der Maximalvariante die heute installierte Trafoleistung aus (Punkte unter der 100%-Linie in Bild 5). Für die Trafostationen im mittleren Bereich (zwischen der 100%- und der 200%-Linie in Bild 5) ist eine genauere



Meteotest, EWB

Bild 5 Vergleich der Spitzenleistung aus Fotovoltaikanlagen in der Maximalvariante mit der installierten Trafoleistung für alle Niederspannungs-Trafostationen.

Untersuchung unter Berücksichtigung der Last notwendig. Dabei sollte auch die Häufigkeit und Dauer der Trafoüberbelastung untersucht werden.

Für einige Trafostationen übersteigt die Spitzenleistung die heute installierte Trafoleistung dagegen massiv (oberhalb der 200%-Linie). Es handelt sich hier typischerweise um Teilnetze in Wohngebieten am Stadtrand mit einer grossen Dachfläche im Vergleich zur heutigen Last.

Die Daten der Spitzenleistung pro Trafostation bieten auch die Grundlage für Simulationen des Mittelspannungsnetzes. Ausgehend von den bestehenden Lastdaten im Mittelspannungsnetz kann pro Trafostation die Spitzenleistung aus Fotovoltaikanlagen für verschiedene Szenarien hinzugefügt werden.

Fazit

Mithilfe von Leistungsdaten aus dem Solarkataster und den verfügbaren Netz- und Verbrauchsdaten können detaillierte Netzsimulationen durchgeführt werden. Die Netzsimulationen für Beispiele im Netz von EWB zeigen, dass Fotovoltaikeinspeisung in grossem Masse zu erheblichen Spannungsanhebungen führt. Diese können jedoch für die meisten Szenarien innerhalb der durch die D-A-CH-CZ-Richtlinien vorgegebenen Grenzwerte gehalten werden, wenn einerseits die Möglichkeit der Blindleistungseinspeisung von Wechselrichtern ausgenutzt wird und andererseits regelbare Ortsnetztrafos eingesetzt werden, falls die Voraussetzungen dazu gegeben sind. Regelbare Ortsnetztransformatoren entsprechen dem aktuellen Stand der Technik.

Netzsimulationen auf der Basis von Solarkatastern können Netzbetreibern bei der Netzplanung wichtige Hinweise liefern, wie das Netz für eine erneuerbare Zukunft ausgerichtet werden kann.

Das Solarkataster liefert genaue und insbesondere räumlich hochaufgelöste Daten zur möglichen Fotovoltaikeinspeisung. Durch die im Solarkataster enthaltenen Daten wie Ausrichtung und Neigung lassen sich auch zeitlich hoch aufgelöste Daten zur Leistung aus Fotovoltaikanlagen ableiten, die wiederum für die Simulation von Smart Grids von Interesse sind.

Résumé

Concevoir un réseau qui favorise l'avenir photovoltaïque

Un cadastre solaire sert de base de données

Les détails de l'approvisionnement futur en électricité font certes l'objet de luttes politiques acharnées dans le cadre des discussions relatives à la Stratégie énergétique 2050, mais il ne fait toutefois aucun doute qu'un nombre relativement important de nouvelles installations photovoltaïques seront construites à l'avenir. Les entreprises chargées de l'approvisionnement en énergie sont donc confrontées à la mission suivante, à savoir dimensionner leur réseau de façon optimale en vue d'un tel avenir.

Les données relatives à la puissance fournies par les cadastres solaires et les données disponibles concernant le réseau et la consommation permettent d'effectuer des simulations de réseau détaillées. Les simulations d'exemples au sein du réseau d'EWB (Energie Wasser Bern) montrent qu'une injection d'électricité photovoltaïque en grande quantité entraîne des hausses de tension considérables. Celles-ci peuvent être toutefois maintenues, dans la plupart des scénarios, au-dessous des valeurs limites imposées par les directives allemandes, autrichiennes, suisses et tchèques si, d'une part, la possibilité d'injection de puissance réactive offerte par les onduleurs est exploitée et si, de l'autre, des transformateurs réglables de réseau local sont utilisés.

Les simulations de réseau reposant sur les données des cadastres solaires sont susceptibles de révéler aux exploitants des indications importantes dès la conception du réseau quant à la façon dont ce dernier peut être dimensionné afin de favoriser un avenir renouvelable. Le cadastre solaire fournit des données exactes à haute résolution spatiale qui sont destinées à une éventuelle injection d'électricité photovoltaïque. Les données comprises dans le cadastre solaire, telles que l'orientation et l'inclinaison, permettent également de délivrer des données à haute résolution temporelle de la puissance des installations photovoltaïques, données qui présentent un intérêt réel pour la simulation des réseaux intelligents. No

Referenzen

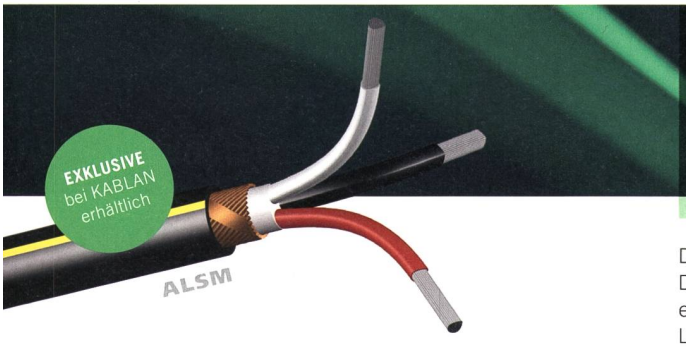
[1] www.meteonorm.com.
[2] www.neplan.ch.
[3] H. Ruf, G. Heilscher, F. Meier: «Smart Solar Grid» – Ergebnisse der Analyse und des Solardachpotentials des ersten Testgebiets der Stadtwerke Ulm. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012.
[4] C. Bucher: Auswirkungen eines hohen Photovoltaikanteils auf das Niederspannungsnetz, 10. Nationale PV-Tagung 2012. Präsentation abrufbar unter www.swisssolar.ch.
[5] www.vein-grid.ch.
[6] G. Bartak, H. Holenstein und J. Meyer (Hrsg.): D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2. Ausgabe, 2007.
[7] F. Ebe, M. Fucker, H. Ruf, F. Meier, G. Heilscher: Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013.

Angaben zum Autor

Dr. **Daniel Klauser**, MSc in Physics/MSc in Elektro- und Informationstechnik, ist Fachverantwortlicher Energiewirtschaft bei der Firma Meteotest.

Meteotest, 3012 Bern, daniel.klauser@meteotest.ch

Das in diesem Artikel beschriebene Forschungsprojekt wurde in enger Zusammenarbeit mit Energie Wasser Bern durchgeführt.

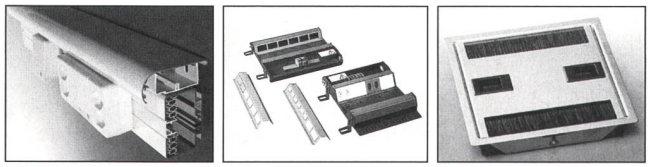


GKN Alsm
Die leichte und kostensparende Alternative

Dank der optimierten Verseilung der Einzeldrähte und des geringeren Drahtdurchmessers lassen sich die sektoralen, mehrdrähtigen Aluminiumleiter einfacher verlegen, biegen und montieren. Und das Beste an dieser innovativen Lösung: Sie kostet rund 40 % weniger und benötigt beinahe gleich viel Platz wie die entsprechenden Kupferkabel.

- Innovative Niederspannungskabel mit optimiertem Leiteraufbau
- 50 % weniger Gewicht und 40 % tiefere Kosten als herkömmliche Kupferkabel
- Praktisch gleicher Aussendurchmesser wie Kupferkabel
- Alle handelsüblichen Anschlusskomponenten und Muffen erhältlich
- Halogenfrei und umweltschonend

KABLAN AG
Weissackerstrasse 7, CH-3072 Ostermundigen, +41 31 930 80 80
Rossbodenstrasse 20 A, CH-7000 Chur, +41 81 286 76 76
kablan@kablan.ch, www.kablan.ch



Wie Strom-, Daten- und Telefonleitungen zu Arbeitsplätzen in Büros, Labors und Werkstätten führen?

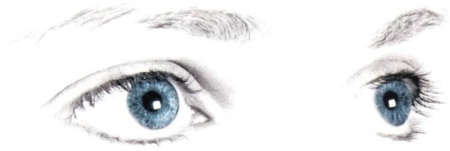
→ Mit LANZ Brüstungskanal-Stromschienen 63 A
→ Mit LANZ Bodendosen
→ Mit LANZ Doppelboden-Installationsmaterial

Fragen Sie LANZ. Wir haben Erfahrung! Verlangen Sie Beratung und Offerte. lanz oensingen ag CH-4702 Oensingen 062 388 21 21

•M1/8

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2
Telefon 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24
www.lanz-oens.com info@lanz-oens.com

Sehen statt Lesen



ergo use swiss
ergonomic design and usability

www.ergouse.ch

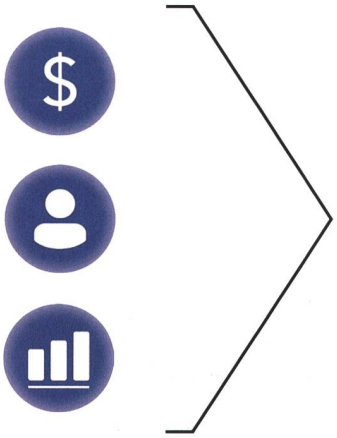
MANAGEMENT VON ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN
Zertifikatskurs (CAS) für Führungskräfte

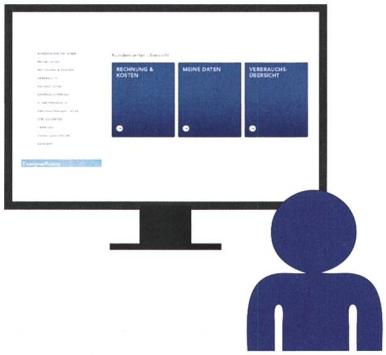
5. Durchführung

September 2013 – Februar 2014 (15 Modultage)

- Netze im Kontext der Energiewende
- Grundlagen General Management
- Energierecht und Regulator
- Risikomanagement, Finanzielle Führung und Regulierung
- Handel und Bewirtschaftung von Energieportfolios
- Vertrieb, Pricing und Kundensegmentierung
- Führung von Energieversorgungsunternehmen im politischen Umfeld

ePORTAL FÜR EVU





Das SWiBi ePortal ist seit Januar 2013 im produktiven Einsatz. Gerne präsentieren wir das ePortal bei Ihnen vor Ort. Für eine Terminvereinbarung können Sie ein Mail mit Ihren Koordinaten und dem Betreff «SWiBi ePortal» an unseren Kundenberater Martin Lang senden, **martin.lang@swibi.ch**

Nutzen Sie das Internet für den Kundendialog und geben Sie Ihren Kunden die Möglichkeit zur Self-Service Kundenadministration. Mit dem neu entwickelten ePortal von SWiBi kann der Endkunde online auf seine Rechnungen zugreifen, seine Stammdaten mutieren, seine Verbrauchskurve einsehen und seinen Energiemix anpassen.

Dank der Eigenentwicklung SWiBi-Cube können bestehende EVU-Anwendungen wie IS-E oder SAP mit dem SWiBi ePortal verbunden werden. Dies erlaubt eine rasche Implementation und hält die Investitionsaufwände angenehm tief.

SWiBi