

# Integration der dezentralen erneuerbaren Energie in das Verteilnetz

Autor(en): **Bachmann, Maurus**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **107 (2016)**

Heft 3

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-857101>

## **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.

# Integration der dezentralen erneuerbaren Energie in das Verteilnetz

## Erkenntnisse aus dem «Weissbuch Smart Grid, Vol. 2»

Das Energiesystem wird smart: Durch die Integration der neuen erneuerbaren Energien steht das Stromnetz vor grossen Herausforderungen. Der Verein Smart Grid Schweiz zeichnet in seinem «Weissbuch Smart Grid, Vol. 2» dazu ein umfassendes Bild mit Auswirkungen, Massnahmen und Resultaten im intelligenten, elektrischen Energiesystem. Die Kernpunkte daraus werden hier präsentiert.

### Maurus Bachmann

Die Energiestrategie 2050 bringt Veränderungen für die Energieversorgung im Allgemeinen und die Elektrizitätsversorgung im Speziellen mit sich. Zur Meisterung der Herausforderungen wird das zukünftige Elektrizitätssystem intelligenter, flexibler und reaktiver werden. Erste Ideen werden bereits implementiert, andere sind noch Theorie. Wie die Gesamtheit der Lösungen im Detail aussehen wird, ist noch überhaupt nicht klar. Zwölf grössere Schweizer Elektrizitätsunternehmen bündelten ihre Aktivitäten im Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) und veröffentlichten Anfang Jahr das «Weissbuch Smart Grid, Vol. 2». [1] Mit dem Fokus auf die Integration der dezentralen, erneuerbaren Energie in das Verteilnetz fasst der vorliegende Artikel die wichtigsten Erkenntnisse daraus zusammen.

### Smart Energy

Zu Beginn ist es sinnvoll, eine kurze Begriffsklärung vorzunehmen. Smart

Energy ist die Erweiterung des Begriffes Smart Grid – intelligente Stromnetze – auf das gesamte (elektrische) Energiesystem. In diesem Artikel werden die Begriffe «Smart Grid» für Netzbelange und «Smart Energy» für das gesamte Elektrizitätssystem strikt unterschieden. Smart Grid ist somit ein Teilaspekt von Smart Energy. Die aus Sicht eines Elektrizitätswerkes oder Netzbetreibers wichtigen Teilaspekte von Smart Energy werden im Folgenden beschrieben.

■ Smart Grid bezeichnet die Gesamtheit der zu erwartenden Veränderungen von und in Stromnetzen, beispielsweise zusätzliche Sensoren zur Erfassung des Netzzustandes und zusätzliche Steuerelemente zur Steuerung und Regelung des Netzes, die mittels einer Kommunikationsinfrastruktur miteinander verbunden sind.

■ Smart Meter sind intelligente Messgeräte zur Messung von produziertem und verbrauchtem Strom, oft mit weiteren

Funktionalitäten, ebenso verbunden mit einer Kommunikationsinfrastruktur.

■ Smart Market ist das intelligente Zusammenspiel von Stromproduktion, Stromverbrauch und Stromspeicherung zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen zugeführter und abgeführter Energie. Beispiele dafür sind Konzepte wie Demand Side Management und Demand Response, aber auch neue Tarifsysteme.

■ Information und Kommunikation: Die obigen drei Teilaspekte benötigen alle einen erweiterten Informationsaustausch. Es braucht damit intelligente Kommunikationslösungen als weiteren wichtigen Teilaspekt von Smart Energy.

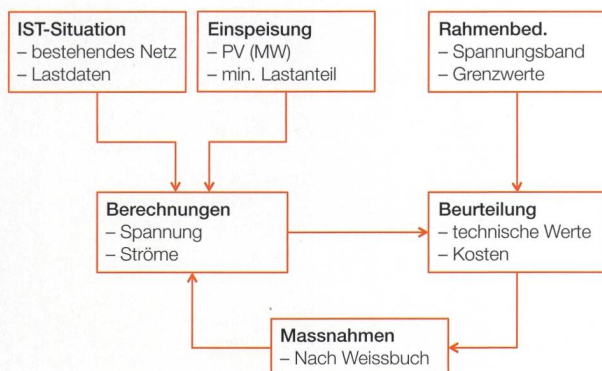
### Smart Grid

Das erste «Weissbuch Smart Grid» aus dem Jahr 2013 [2,3] diskutierte die Auswirkungen der zunehmenden dezentralen Einspeisung sowie mögliche Massnahmen zu deren Beherrschung und brachte diese in eine übersichtliche Systematik mit folgenden vier Hauptauswirkungen:

■ Umkehr der Energieflussrichtung: Durch die Umkehr der Energieflussrichtung wird die Spannung am Einspeisepunkt beeinflusst, in der Regel erhöht. Für Arbeiten an Netzteilen muss berücksichtigt werden, dass infolge von Rückspeisungen einseitige Abschaltungen der Netzabschnitte nicht mehr ausreichen. Die dezentralen Einspeisungen müssen steuerbar sein, das heisst reduzierbar oder abschaltbar.

■ Leistungsvergrösserung: Ob das Verteilnetz aufgrund von neuen, dezentralen Stromerzeugungsanlagen erweitert werden muss, hängt von der lokalen Netzstruktur ab. Wenn beispielsweise in landwirtschaftlichen Siedlungen grosse Dachflächen mit Photovoltaikanlagen ausgerüstet oder Biogasanlagen zur Stromerzeugung erstellt werden, sind oft umfangreiche Netzausbauten nötig.

■ Veränderung der Kurzschlussleistung: Der Anschluss von Erzeugungsanlagen erhöht den Kurzschlussstrom der Netze. Dies muss beim Auslegen der Schutzkonzepte für Netz und Erzeugungsanlage berücksichtigt werden. Im Fehlerfall besteht zudem das Potenzial für einen Inselnetzbetrieb.



**Bild 1** Verwendete Methodik zur Beurteilung der maximalen Einspeisung in konkrete Verteilnetze.



**Bild 2** Netzbeispiel und Solarkataster: Verwendet wurden konkrete reale Verteilnetzabschnitte und Solarkataster falls verfügbar.

■ Veränderung der Netzurückwirkungen: Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen hat Einfluss auf die Qualität der Versorgung. Mögliche Rückwirkungen sind Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Blindleistung, Kommutierungseinbrüche, Rückwirkungen auf Signalübertragung, Asymmetrien und weitere.

Die wichtigsten Auswirkungen daraus sind Spannungs- und Leistungsveränderungen. Diese wurden nun quantitativ untersucht. Sieben Mitglieder des VSGS führten dazu für ausgewählte konkrete Verteilnetzabschnitte Berechnungen für die maximal mögliche Stromeinspeisung durch. Auf Basis der vorhandenen Dachflächen wurde das Potenzial von PV-Anlagen abgeschätzt, und danach wurden die Auswirkungen dieser dezentralen Stromeinspeisung berechnet.

### Verwendete Untersuchungsmethodik

**Bild 1** illustriert die verwendete Berechnungsmethodik. Das bestehende Netz inklusive den bekannten Lastdaten wird schrittweise bis zur maximal sinnvollen möglichen PV-Einspeisung gemäss örtlichen Begebenheiten belastet. Die resultierenden Spannungen und Ströme werden berechnet. Dort wo Grenzen überschritten werden, werden rechnerisch Massnahmen implementiert und deren Wirksamkeiten und Kosten beurteilt.

### Ausgangslage: Netzbeispiel und Solarkataster

Die ausgewählten Netzabschnitte bilden sowohl städtische als auch ländliche Netze mit unterschiedlichen Lastdichten ab (**Bild 2**). Sie umfassen je zwischen 20 und 400 Hausanschlüsse. Basierend auf der maximalen Last und der maximalen Einspeisung wurden Einspeiseszenarien festgelegt:

- 100% Last, 0% Einspeisung (typisch für einen Wintertag).

- 0% Last, abgestufte Einspeisung von 20%, 50%, 70% und 100%.

- Individuelle festgelegte Schwachlast, 100% Einspeisung (Sommertag).

Für jedes dieser Szenarien wurden die Spannungen an allen Knoten und die Ströme in allen Leitungssegmenten berechnet und in Histogrammen dargestellt (**Bild 3**). Die Veränderung dieser Histogramme macht die Auswirkungen der zunehmenden dezentralen Einspeisung sichtbar.

### Einfluss der Einspeiseszenarien

Die Veränderungen der Histogramme als Funktion der zunehmenden Einspeisung wurden dann als Boxplots dargestellt (**Bild 4**). Pro Szenario auf der X-Achse ist die Verteilung der berechneten Werte ersichtlich. So werden die Spannungsbänder und die Bandbreite der Leitungsbelastungen sichtbar.

Wie man in der oberen Grafik in **Bild 4** sieht, wird das Spannungsband zwischen der minimalen und maximalen Spannung mit zunehmender PV-Einspeisung grösser. Ab einer PV-Einspeisung von

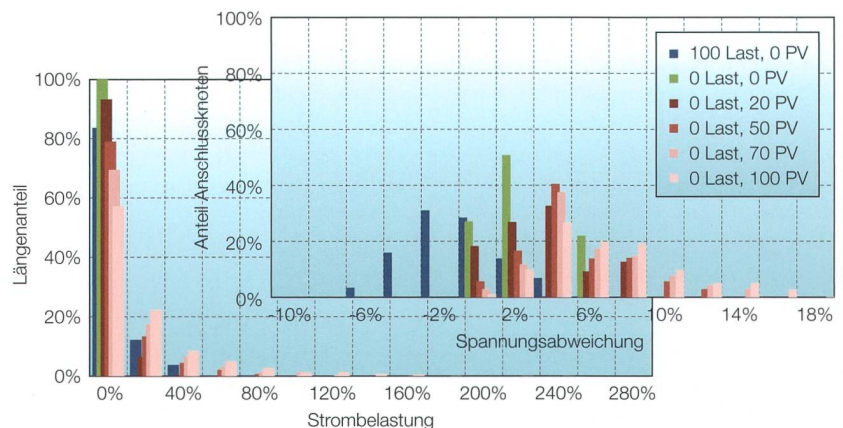
50% kann im betrachteten Beispiel bei einzelnen Knoten das Spannungsband von  $\pm 10\%$  nicht mehr eingehalten werden. Über alle Szenarien bleiben jedoch über 50% der Knoten innerhalb des Spannungsbandes von  $\pm 10\%$ . In der unteren Grafik ist ersichtlich, dass ab einer PV-Einspeisung von 50% einzelne Leitungsabschnitte überlastet werden.

Ein Vergleich der betrachteten Verteilnetzabschnitte (**Bild 5**) zeigt: Die Reaktion der Verteilnetze auf die zunehmende Einspeisung ist sowohl für die Spannungsabweichungen wie auch für die Strombelastung der Leitungen recht unterschiedlich. Die Auswirkungen sind abhängig von der betrachteten konkreten Situation im Verteilnetz. In der Tendenz gilt: Transformatoren kommen meist zuerst an die Belastungsgrenze. Spannungshaltung ist praktisch überall relevant, im Detail aber abhängig von der Lastdichte. Strombelastung der Leitungen ist meist kein generelles Problem.

Es zeigt sich: Die heutigen Verteilnetze können die maximale PV-Einspeisung nicht ohne Grenzwertverletzungen aufnehmen. Es braucht also Begleitmassnahmen.

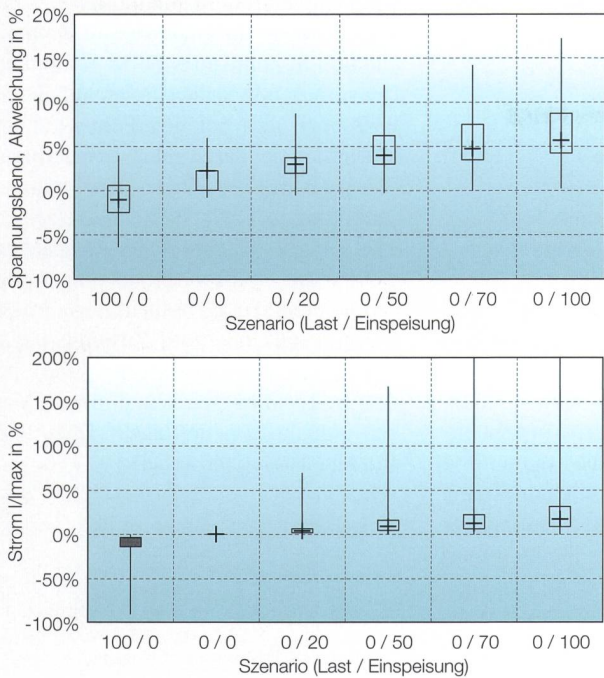
### Vergleich der untersuchten Verteilnetzabschnitte

Diesen potenziellen Auswirkungen muss mit entsprechenden Massnahmen begegnet werden. Geprüft wurden Blindleistungsregelung, Begrenzung der PV-Einspeisung, konventioneller Netzausbau und Spannungsregelung im Netz inklusive deren Kosten. Der optimale Massnahmenmix ist abhängig vom betrachteten Spezialfall. Die gefundene Tendenz zeigt: Abregelung respektive Begrenzung der maximalen PV-Einspeisung ist am güns-



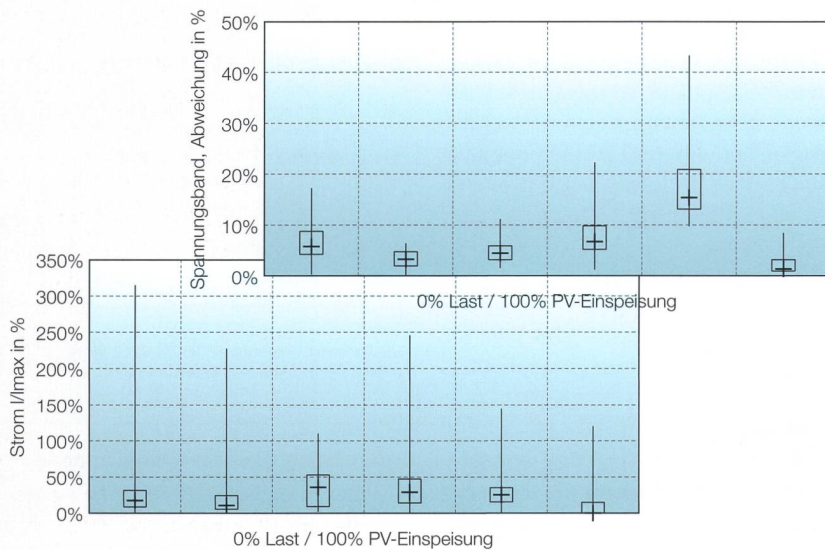
**Bild 3** Zunehmende Einspeisung erhöht Strom- und Spannungswerte.

Lesebeispiel: Bei maximaler Last (blaue Balken) sind die Spannungen maximal 7% ( $\pm 1\%$ ) abgesenkt. Die unbelasteten Anschlüsse (grüne Balken) zeigen eine Spannungsabweichung um 0%. Die Verteilung zeigt in erster Linie die Einstellungen an den Transformatoren. Die roten Balken zeigen die Verteilung für PV-Einspeisung und 0% Last. Dabei bedeuten hellere Balken stärkere Einspeisung. Es ist klar ersichtlich, dass die Spannungsabweichungen mit zunehmender Einspeisung (Dunkelrot nach Hellrot) ansteigen. Ebenso steigt der Anteil der Leitungen mit höheren Belastungen.



**Bild 4** Zunehmende Einspeisung erhöht Strom- und Spannungsweite.

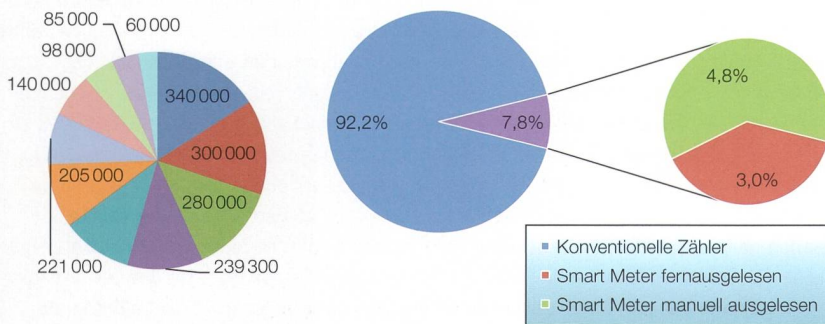
Die vertikale Linie erstreckt sich zwischen Minimal- und Maximalwert. Das Rechteck (Box) enthält 50% der Werte, wobei die unteren 25% und die oberen 25% der Werte ausserhalb der Box sind. Die horizontale Linie in der Box markiert den Medianwert.



**Bild 5** Vergleich der untersuchten Verteilnetzabschnitte: Verschiedene Verteilnetze reagieren auf die zunehmende Einspeisung sehr unterschiedlich.

**2,13 Mio. Elektrizitätszähler**

**165 000 Smart Meter**



**Bild 6** Anfang 2014 setzten VSGS-Mitglieder für 7,8% der Elektrizitätszähler Smart Meter ein. Diese Anzahl hat seither zugenommen.

tigsten, konventionelle Verstärkungen gehören häufig zu den teureren Lösungen. Allerdings werden die ergebniswirksamen Kosten für den konventionellen Netzbau viel niedriger, wenn die Betriebsmittel sowieso bald ersetzt werden müssten.

Betrachtet man zusätzlich die Zeitachse, so sind auch Massnahmen wie Lastverschiebung mittels Rundsteuerung, Einsatz von Speichern, Demand Side Management und ähnliche Massnahmen zu betrachten.

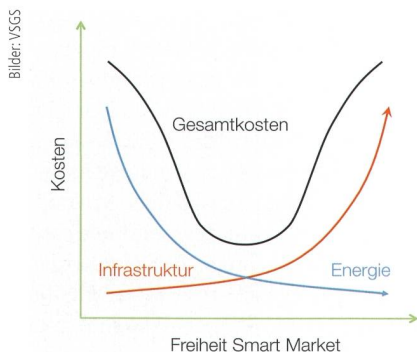
Als Weiterführung wurden diese Resultate benutzt, um aufzuzeigen, was beim Bau einer neuen N6-Trafostation sinnvollerweise schon heute zu berücksichtigen ist. [4]

**Smart Meter**

Smart Meter sind in erster Linie intelligente Messgeräte zur Messung von produziertem und verbrauchtem Strom, erweitert mit zusätzlichen Funktionalitäten. Die Messdaten können via Kommunikationssystem ausgelesen und verschiedenen Anwendern respektive Applikationen zur Verfügung gestellt werden. Schon Anfang 2013 [2] hatten die meisten VSGS-Mitglieder Pilotprojekte mit Smart Metern durchgeführt. Seither sind weitere Smart Meter installiert worden. Per Anfang 2014 hat der VSGS bei seinen Mitgliedern einen Überblick über den Stand der eingesetzten Smart Meter erarbeitet (Bild 6). Dort wo ein breiterer Einsatz von Smart Metern lanciert wurde, haben diese Zahlen seither weiter stark zugenommen.

**Smart Market**

Mit den erwarteten Veränderungen wird sich das Zusammenspiel von Elektrizitätsnetzen und Elektrizitätsmarkt verändern. Naturgemäss bedeutet dies, dass Chancen des freien Marktes den Herausforderungen der regulierten Netzinfrastruktur gegenüberstehen. Zur Beherrschung der veränderlichen Produktion braucht es neue Instrumente. Smart Grid wird dabei immer die Basis für den Smart Market bilden. Das zugehörige Marktmodell muss bewirken, dass sich ein Optimum zwischen Infrastruktur- und Energiekosten unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit einstellen kann. Dabei wird die traditionelle, hauptsächlich lineare Wertschöpfungskette vernetzter. Mit intelligenteren Netzen und intelligenteren Prozessen werden neue Akteure mit neuen Rollen im Markt auftauchen. Eine Spezialisierung einzelner Akteure auf Teilaspekte ist absehbar. Damit die neuen



**Bild 7** In einem einfachen Bild vermag ein freier Markt die Energiekosten (blau) zu senken. Mit zunehmendem Freiheitsgrad steigen dafür die Infrastrukturkosten (rot). Die Marktregeln sollen helfen, das Gesamtsystem mit seinen Gesamtkosten (schwarz) zu optimieren.

Mechanismen, die neuen Rollen und Akteure zusammen eine sinnvolle Gesamtlösung ergeben, müssen Elektrizitätsnetze und Elektrizitätsmärkte aufeinander abgestimmt bleiben.

Der Markt soll zugunsten der Veränderungen gemäss Energiestrategie 2050 genutzt werden. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss allerdings auch der freie Markt die für das Elektrizitätsnetz geltenden physikalischen Gesetze berücksichtigen.

Es besteht ein Zusammenhang zwischen den Kosten für die Infrastruktur und der Freiheit des Smart Market. Grössere Marktfreiheit bedingt eine stärker ausgebaute Infrastruktur und damit höhere Infrastrukturkosten (Bild 7). Vom Markt wird eine Effizienzsteigerung und damit tiefere Kosten für Energiebeschaffung, -transport und -nutzung erwartet. Zunehmende Marktfreiheit reduziert die Energiekosten. Zwischen zunehmenden Infrastrukturkosten und abnehmenden Energiekosten besteht ein Optimum für die Gesamtkosten. Diesen Punkt gilt es zu finden. Der regulierte Bereich (Infrastruktur) und das freie Marktgeschehen müssen gut zusammenspielen.

### Kosten des Gesamtsystems hängen vom Marktmodell ab

Dafür braucht es die neuen Marktregeln. Der VSGS hat dazu fünf Thesen formuliert [5]:

- Der Elektrizitätsmarkt orientiert sich an Netzkapazitäten.
- Ein erweitertes Netzkapazitätsmanagement ist nötig.
- Das Netzkapazitätsmanagement ist prioritär.
- Neue Produkte zur Beeinflussung des Bedarfs an Netzkapazität sind nötig.

- Der Smart Market braucht klare Spielregeln.

### Information und Kommunikation

Die beschriebenen Aspekte von Smart Energy benötigen einen erweiterten Informationsaustausch. Dazu braucht es – falls neu zu bauen: kostenintensive – Kommunikationsinfrastrukturen. Intelligente Kommunikationslösungen sind darum mit ein zentraler Teilaspekt von Smart Energy.

Use Cases für Smart-Meter- und Smart-Grid-Anwendungen stellen unterschiedliche Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur. Plakativ kann zusammengefasst werden: «Smart Metering definiert die notwendige Bandbreite, Smart Grid und gegebenenfalls eine Anzeigefunktion die Geschwindigkeit respektive die maximalen Antwortzeiten.» Im Sinne der Versorgungssicherheit haben Smart-Grid-Funktionen Priorität. Wenn immer möglich sollen mit einer einzigen Kommunikationsinfrastruktur alle Bedürfnisse abgedeckt werden. Genügt diese für gewisse Anwendungen nicht, so müssen Ausnahmen oder Erweiterungen definiert werden. Entscheidend für die (kosten-)optimale Lösung ist, welche Infrastruktur (Kommunikationsmedium) schon vorhanden ist.

### Zusammenfassung

Das kürzlich publizierte «Weissbuch Smart Grid, Vol. 2» des VSGS fasst die Grundlage von Smart Energy mit den Teil-

aspekten Smart Grid, Smart Meter, Smart Market sowie Information und Kommunikation in kompakter Form zusammen. Der vorliegende Artikel basiert auf diesem Weissbuch und hat den Fokus auf der Integration der dezentralen, erneuerbaren Energie in das Verteilnetz. Berechnungen für konkrete heutige Verteilnetze zeigen, dass sie die maximale PV-Einspeisung nicht ohne Grenzwertverletzungen aufnehmen können. Es braucht Begleitmassnahmen. Für das gute Zusammenspiel zwischen Infrastruktur (Smart Grid) und dem freien Marktgeschehen (Smart Market) braucht es neue Regeln. Dazu wurden fünf Thesen formuliert.

### Link

- [www.smartgrid-schweiz.ch](http://www.smartgrid-schweiz.ch)

### Referenzen

- [1] Verein Smart Grid Schweiz (VSGS), Weissbuch Smart Grid, Vol. 2 (31. Dez. 2015), [www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/vsgs\\_weissbuch\\_smart\\_grid\\_vol2.pdf](http://www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/vsgs_weissbuch_smart_grid_vol2.pdf).
- [2] Verein Smart Grid Schweiz (VSGS), Weissbuch Smart Grid (28. Feb. 2013), [www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/weissbuch\\_smart\\_grid.pdf](http://www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/weissbuch_smart_grid.pdf).
- [3] M. Bachmann, Energiewende fordert Verteilnetze, Bulletin SEV/VSE 9/2013, S. 9 ff.
- [4] M. Bachmann et al., Werden auch die Trafostationen smart?, Bulletin SEV/VSE 9/2015, S. 47 ff.
- [5] Ch. Aichele, O. D. Doleski, Smart Market; Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Springer (Mai 2014), O. Krone, M. Bachmann, Smart Market aus Sicht der Schweiz (Kapitel 7, S. 167 ff.).

### Autor

Dr. **Maurus Bachmann** ist Geschäftsführer des Vereins Smart Grid Schweiz (VSGS).  
Verein Smart Grid Schweiz (VSGS), 2560 Nidau  
[maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch](mailto:maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch)

### Résumé

### Intégration de l'énergie renouvelable décentralisée dans le réseau de distribution

#### Conclusions tirées du «Livre blanc Smart Grid, Vol. 2»

Douze grandes entreprises électriques suisses ont allié leurs activités en formant l'Association Smart Grid Suisse (VSGS) et ont publié en février 2013 le « Livre blanc Smart Grid ». La suite de cette publication est sortie il y a peu: il s'agit de « Livre blanc Smart Grid, Vol. 2 ». Celui-ci met l'accent sur l'intégration de l'énergie renouvelable décentralisée dans le réseau de distribution. Le présent article en résume les principales conclusions en fonction des aspects suivants: Smart Grid, Smart Meter, Smart Market, Information et communication.

Concernant le Smart Grid, on a réalisé un calcul quantitatif des fluctuations de la tension et de la puissance dues à l'injection décentralisée de courant photovoltaïque. Ce calcul démontre que les réseaux de distribution actuels ne peuvent pas absorber les injections maximales sans dépassements de valeurs limites. Des mesures d'accompagnement sont nécessaires, comme par exemple une limitation de l'injection PV, un renforcement conventionnel du réseau ou un réglage de la tension dans le réseau. Le mix optimal de mesures dépend du cas considéré. Les changements attendus auront également un impact sur l'interaction entre les réseaux électriques et le marché de l'électricité qui tendra vers un « Smart Market ». La chaîne de création de valeur traditionnelle, à savoir linéaire, sera de plus en plus interconnectée. Le marché de l'électricité du futur sera orienté, d'après les auteurs, selon les capacités des réseaux, ce qui nécessite une plus large gestion de celles-ci. En outre, le Smart Market a besoin de règles claires afin que le domaine régulé (infrastructure) s'accommode bien de la pratique du marché libre et vice versa.

Se

# PFISTERER



## Sicherheitstechnik von PFISTERER

Zur Sicherheit von Mensch und Anlagen sind höchste Anforderungen an Qualität und Zuverlässigkeit in der Sicherheitstechnik erforderlich.

PFISTERER entwickelt und produziert Erdungsvorrichtungen und Spannungsprüfer seit Jahrzehnten unter Berücksichtigung und Einhaltung der Normen / Stand der Technik.

**Erpropte PFISTERER Sicherheitstechnik für Freileitungs-, Unterwerks- und Bahnanwendungen:**

**Spannungsprüfer KP-Test 5 / Un = 1...420kV gem. IEC/EN 61243ff**

- Einsatz für Freiluft und Innenanwendung
- AC 50 Hz oder 16.7 Hz, sowie DC nach Kundenwunsch
- Optisches- und akustisches Signal als Standardausführung
- Mit Zusatzstangen beliebig kombinier- und verlängerbar
- Ergänzend Wandhalterungen, Taschen und Koffer



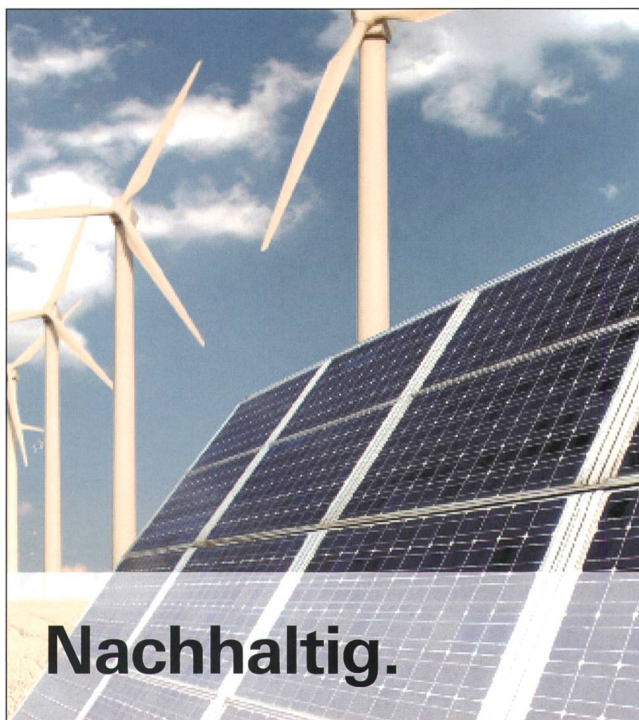
**Erdungsseile- und Garnituren gem. IEC/EN 61138 / 61230 und Zubehör**

- Erdungsseile 1-, 2- und 3-polig, 25mm<sup>2</sup> - 150mm<sup>2</sup>
- Frei kombinierbare Phasen- und Erdanschlussklemmen
- Erdungsstangen (einteilig, mehrteilig, teleskopierbar)
- Breites Sortiment an Phasenfestpunkten und Kugelbolzen



+41 41 499 72 72  
ch.pfisterer.com

the power connection



## Nachhaltig.

[www.multi-contact.com](http://www.multi-contact.com)

## Energy

Industrial Connectors



## Lösungen für Energiespeicher und Batteriesysteme

**Einpoliger Batteriesteckverbinder BCC** zur Verbindung von Battery Packs (165 A / 300 V) und **mehrpoliger Steckverbinder TBC** für Elektrofahrzeuge wie Gabelstapler, Golfwagen oder Zweiräder (bis 180 A / 1000 V)

**Rundsteckverbinder 21BV** Schutzklasse IP69 für Batteriespeicher bis 1 MW (1000 A / 1000 V)

**Modulares Steckverbindersystem CombiTac** für kundenspezifische Konfigurationen mit hohen Steckzyklen, z. B. für Ladesysteme

**Leistungsfähige Gebelstecker** für die Verbindung von Stromschienen in Hochstromanwendungen

Multi-Contact

MC

STÄUBLI GROUP