

**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse  
**Herausgeber:** Electrosuisse  
**Band:** 111 (2020)  
**Heft:** 5

**Artikel:** Die Energiestrategie geschieht im Verteilnetz = La Stratégie énergétique se joue dans le réseau  
**Autor:** Keller, Katja / Freunek, Monika  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-977500>

### **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**

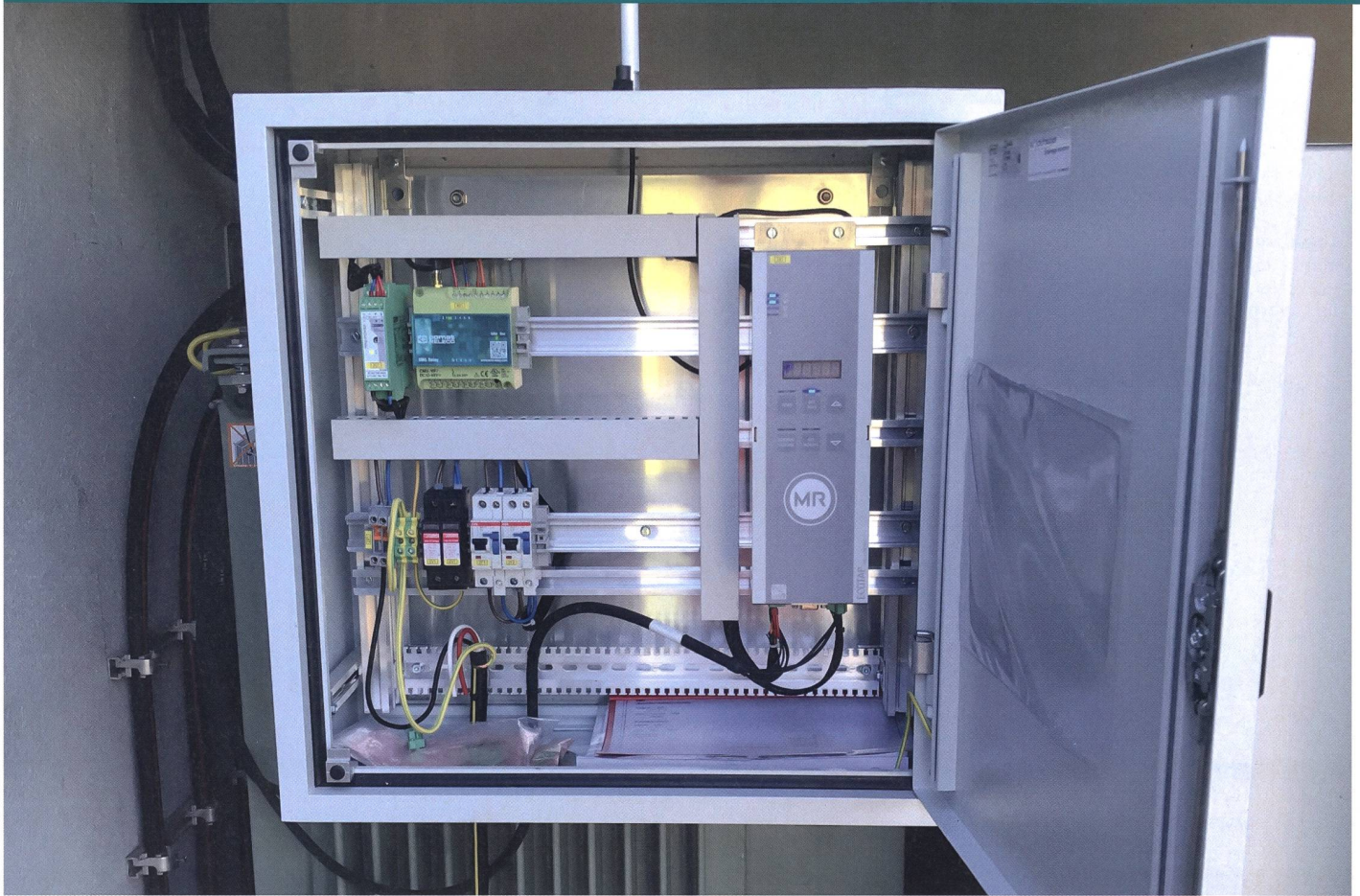
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées 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:** 02.04.2026

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



Steuerung eines regelbaren Ortsnetztrafos.

# Die Energiestrategie geschieht im Verteilnetz

**Dezentrale Ansätze** | Das Verteilnetz und die Messinfrastruktur spielen für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle. Neben der individuellen Kontrolle des Stromverbrauchs sollen Smart Meter die Daten für ein Smart Grid liefern und die zentrale Steuerung ermöglichen. Diese zentralen Ansätze bringen Kosten und Risiken mit sich. Wie sehen dezentrale, kundenorientierte Lösungen aus?

KATJA KELLER, MONIKA FREUNEK

**D**er Eindruck herrscht vor, dass in der «idealen Welt» der Energiewende das Verteilnetz als die erforderliche Infrastruktur kostenoptimiert zur Verfügung steht. Zudem sollte es über die mit den intelligenten Messsystemen generierte neue Datenfülle eine zentrale Intelligenz schaffen, die Produktion und Verbrauch regelt und gleichzeitig die Verbraucher zur Reduktion ihres Stromkonsums animiert. Das Netz würde hierbei in hoher Qualität den Produzenten und Verbrauchern praktisch

unbegrenzt zur Verfügung stehen. Etwaige Einschränkungen könnten mittels «Flexibilitäten» geregelt werden, wobei die betroffenen Netznutzer entsprechende Kompensationen erhalten.

In der Praxis zeigen sich die technischen Grenzen, aber auch die Kosten, die der eingeschlagene Weg mit sich bringt. Letztere können noch nicht abschliessend beziffert werden: Gemäss aktuellem Kenntnisstand werden sich die Netznutzungstarife und somit die Rechnung der Verbraucher

mit Umsetzung der Energiestrategie deutlich erhöhen. Tatsächlich dürfte der Rollout der Smart Meter dabei initial mit 1,5–2 Mia. CHF die geringste Position einnehmen. Der Ausbau der Verteilnetze für dezentrale Einspeisung, aber auch der erhöhte Verbrauch durch Elektromobilität schlagen mit einem zweistelligen Milliardenbetrag zu Buche. Allfällige Kompensationen von «Flexibilitäten» entsprechen im maximalen Fall den Opportunitätskosten des Ausbaus. Die zusätzlichen Kosten des Betriebs und der Instandhal-

Bilder: BKW

tung sowohl von Smart Metern als auch vom Smart Grid dürfen dabei nicht vernachlässigt werden.

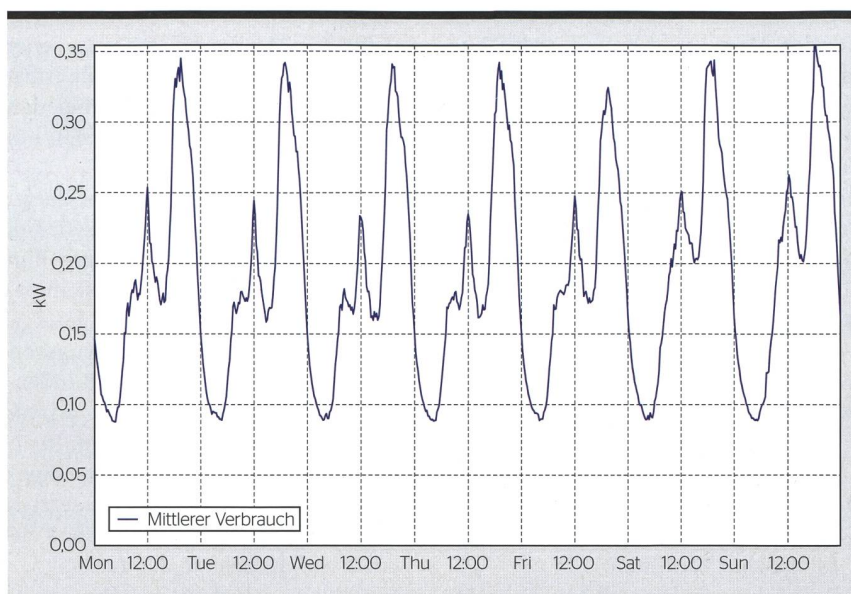
Noch vollständig unberücksichtigt sind die Kosten für Datensicherheit und laufende Gewährleistung des Datenschutzes. Die derzeitigen Entwicklungen im Bereich IoT und Cybersecurity geben einen Einblick in zukünftige Herausforderungen: Staatliche und kriminelle Organisationen nutzen längst die Möglichkeiten, die sich durch vernetzte, intelligente Infrastrukturen ergeben, welche weitestgehend ohne Betrachtung der Datensicherheit entwickelt wurden, wie jüngste Ransomware-Angriffe auf Krankenhäuser und IoT-Systeme zeigen. Der Schutz bestehender und zukünftiger intelligenter Messsysteme wurde bisher in keiner Kosten-Nutzen-Studie berücksichtigt. Während sich diese Kosten laufend an die Bedrohungen im Feld anpassen werden, ist eines klar: Die Initialkosten für den Bestand werden hoch sein, ebenso wie die laufenden Kosten im Betrieb, um einen Schutz auch über Jahrzehnte zu gewährleisten.

Nimmt man zusätzlich an, dass die Nachfrage nach Strom (durch Elektromobilität, Kühlung, Datenübertragung etc.) eher ansteigen dürfte und Fragestellungen bezüglich Datenschutz sowie Cyber Security im Messwesen und im Smart Grid nicht hinreichend gelöst sind, stellt sich die Frage nach «smarten» Lösungen. Dieser Beitrag möchte anhand von einzelnen Beispielen die Diskussion anstossen, ob das anvisierte «Mehr» an Vernetzung nicht durch die Dezentralisierung von Verantwortung und Intelligenz ersetzt werden sollte, um mehr Sicherheit zu schaffen und Kosten einzusparen.

### Welche Daten braucht ein Netzbetreiber?

Die Frage, welche Daten ein Netzbetreiber benötigt, ist gleichzeitig die Frage nach den Aufgaben des Netzbetreibers, beziehungsweise wie er diese umsetzt. Dabei müssen auch die Bedürfnisse der Anschlussnehmer berücksichtigt werden.

Ein Argument für einen Rollout der Smart Meter ist die Annahme, diese seien unabdingbar für die Umsetzung eines Smart Grids. Ein Feldversuch im Netz der BKW hat allerdings gezeigt, dass wenige Zähler, die zur Messung der elektrischen Grössen an Trafostati-



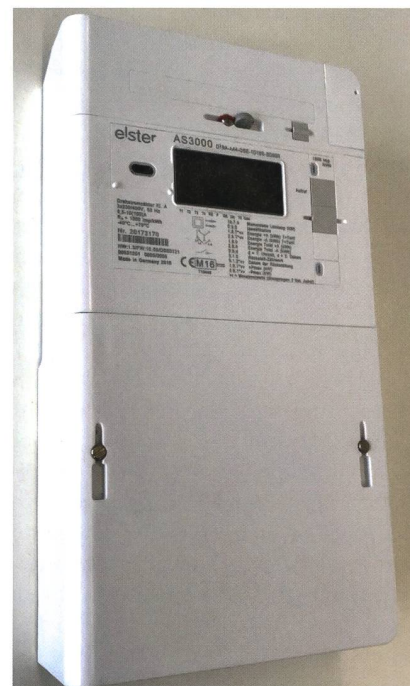
Wöchentlicher Lastgang eines Referenzclusters.

onen (d. h. an der «richtigen Stelle» im Netz) angebracht werden, für die Steuerung des Netzes und die Ermittlung des Ausbaubedarfs zielführender sind, als die Erhebung von Daten mittels Smart Meter bei jedem Endkunden.

Aktuell wird das Smart Grid auf Basis von sich dezentral regelnder Intelligenz in Form von Einzelstrangreglern, regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie einer Q(U)-Regelung ohne Smart-Meter-Daten umgesetzt. Es gibt also gerade keine zentrale Steuerung durch einen Computer im Kontrollraum des Netzbetreibers, die bis zu dem Hausanschluss des Verbrauchers auf Niederspannungsebene reicht. Hier stellt sich die Frage, ob ein solch zentraler Supercomputer aus Kosten-Nutzen-Sicht sinnvoll ist und angestrebt werden soll.

Die von den Stromzählern bei den Verbrauchern bezogenen Daten werden zur Abrechnung der Netznutzung, des Strombezugs und der Einspeisung in das Netz benötigt. Daneben werden diese Daten für die Bilanzen der Netzbetreiber sowie die Erhebung des Netzzuschlags zur Förderung von erneuerbaren Energien verwendet. Bilden Verbraucher und Produzenten Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, entfallen die Zähler des Verteilnetzbetreibers an den einzelnen Verbrauchsstätten. Der Zusammenschluss wird wie ein einziger Endverbraucher behandelt. Hier stellt sich die Frage, warum Einheiten, die dezentral Strom untereinander abrechnen oder eine Messinfra-

struktur zur Echtzeit-Steuerung ihrer Heimlösung besitzen, nicht auch vom Netzbetreiber benötigte Daten an diesen liefern könnten. Statt dem Kunden mittels Smart Meter Daten zur Verfügung zu stellen, die er selbst zu einem früheren Zeitpunkt und zumeist in einer besseren Auflösung bereits ermittelt und eingesetzt hat, liegt hier ein Paradigmenwechsel nahe: Der redundante Zähler des Verteilnetzbetreibers entfällt und der Netzbetreiber bezieht



Smart Meter - Kosten und Nutzen sollten neu bewertet werden.

die für ihn relevanten Daten direkt vom Kunden. Dies setzt voraus, dass der Verteilnetzbetreiber den von Dritten gelieferten Daten vertrauen kann.<sup>1)</sup> Für eine Umsetzung dieses von BKW vorgeschlagenen ZAUM-Konzeptes müssen die Daten folgende Anforderungen erfüllen.[1]

- **Zertifizierte Stromzähler** gemäss Messmittelverordnung
- **Authentifizierte Messstelle**, etwa durch einen Netzbetreiber oder zertifizierten Installateur
- **Uniqueness**, also Erfassung jeder Messgrösse zu jedem Zeitpunkt mit nur einem eindeutigen Datensatz
- **Manipulationsfreiheit**, z. B. mittels klassischer Verplombung oder kryptologischer Verfahren.

Dieses Konzept lässt sich bereits heute im Messwesen der Stromwirtschaft umsetzen und ist dezentral und kundenorientiert. Der Kunde erhebt und verwendet Daten mit Systemen, die auf seine Bedürfnisse angepasst sind und die er zur internen Optimierung seiner Smart-Home-Lösung benötigt. Nur die Daten, die zur Abrechnung benötigt werden, werden an den Verteilnetzbetreiber geliefert. Diese Datenhoheit des Kunden dient zudem der Datensicherheit und minimiert die Datenschutzerfordernungen.

### Intelligenz statt «Datenfriedhöfe»

Auch wenn die obigen Überlegungen noch als mögliche Zukunftsmusik gelten, sollten Kosten (inklusive derer für Sicherheit und Datenschutz) und Nutzen eines «Mehr» an Daten für die Planung und den Betrieb der Netzinfrastruktur gegeneinander abgewogen werden. Bezüglich der Planung des Netzausbaus kann dabei nicht abgewartet werden, bis die Konsumenten ihren Smart Meter anschliessen und einen allfälligen Bedarf kundtun.

Aktuell erfassen Netzbetreiber von Haushalts- und Gewerbekunden nur wenige Messwerte, die in ein bis vier Ablesungen pro Jahr erhoben werden. Nur Industriekunden und grosse Produzenten (etwa 1–2% der Messpunkte) sind mit Lastgangzählern ausgestattet, die viertelstündliche Messwerte an den Verteilnetzbetreiber übermitteln. Bei einem Smart-Meter-Rollout fallen für jeden Kunden die gleichen Datenmengen an, wie sie derzeit von Lastgangzählern erhoben werden. Pro Kunde

und Jahr werden demnach 35 040 Viertelstunden-Messwerte pro erhobener Messgrösse gesammelt und übertragen. Dies erhöht die direkt bei den Kunden erhobenen Datenmengen um mehr als das 40 000-Fache.

Die BKW hat zur Analyse der Frage, ob diese Daten benötigt werden, mit Hilfe von Maschinenlernen und Big-Data-Technologien grosse Messkampagnen ausgewertet. Es hat sich gezeigt, dass die Grundmuster des Bezugsverhaltens sehr ähnlich sind: Die Kundengruppen unterscheiden sich primär durch die Menge der benötigten Energie. Diese wird durch die Grösse eines Wohnobjektes sowie die eingesetzten Verbraucher beeinflusst. Auch Zeitpunkt und Intensität der Lastspitzen zeigen kleinere Variationen. Dies ist vor allem durch die Steuerung der Boiler seitens des Netzbetreibers sowie durch verschiedene Lebensumstände, etwa Berufstätigkeit der Kunden, bedingt. Für den Netzbetreiber stellt sich somit lediglich die Frage, wie viele Kunden vom Netzbetreiber gemessen werden müssen, bis die resultierenden Muster qualitativ stabil sind.

Vor dem Hintergrund von Stichprobentheorie und Statistik ist dies wenig überraschend. Eine ausreichend repräsentativ gewählte Stichprobe führt zuverlässig zu einer hinreichend genauen Vorhersage der Grundgesamtheit. Dies ist die Basis aller Beipackzettel, Wahl- und Marktprognosen. Nach Untersuchungen der BKW liegt die Grösse einer für die meisten Zwecke ausreichend genauen Stichprobe für ein typisches Lastprofil deutlich unter 1000. Daher kann ein intelligenter Netzbetreiber unter Einsatz von Signaltheorie und Statistik mit vorhandenen Daten geprüfter Qualität intelligent Netze planen und betreiben. Er erhebt weitere Daten nur dann und dort, wo Informationen tatsächlich fehlen.

### «Smarte» Data Science für die Energiewende

Die Herausforderungen der Energiewende sind somit weniger über das Installieren vieler Zähler, sondern über den Aufbau eines wissenschaftlichen Fundaments für Big-Data-Analysen bei Netzbetreibern zu bewältigen: Welcher Datensatz und welches Modell sind aussagekräftig, was bedeutet die Schwankungsbreite eines Musters? Dabei werden nicht einmal alle Netzbetreiber

selbst solche Analysen durchführen müssen. Ein intelligenter Einsatz bereits identifizierter Muster ist für die Schweiz vermutlich ausreichend. Für die Netzbetreiber ist es wichtig, aussagekräftige, qualitativ hochwertige Muster zu erhalten, ohne – jeder für sich – die Gesamtrisiken und -kosten hinsichtlich Cloud-Computing-Infrastruktur, Datenschutz, Cyber-Security und Know-how tragen zu müssen.

Der technologische Umbruch ist zwar datengestützt, es zeichnet sich aber ab, dass der intelligente, «shared» Einsatz von wenigen Daten Datenfluten, Kosten und Risiken ersparen kann.

### Dezentrale Intelligenz für eine «smartere» Energiewende

Als Fazit bleibt die Forderung nach einer Reflektion der Vorgabe zur Energiestrategie für die Netzbetreiber. Viele Ziele könnten durch einfachere Regelungen, mehr Freiraum und Verantwortung beim Netzbetreiber oder Verbraucher erreicht werden. Zudem könnten so Kosten eingespart werden.

So ist für das Ziel der Reduktion des individuellen Energieverbrauches nicht zwingend ein Smart Meter erforderlich. Verbraucher, die sich ein Smart Home einrichten, sind vermutlich bereits hinreichend sensibilisiert und benötigen keinen weiteren Zähler. Der Betrieb eines «intelligenten» Netzes benötigt keine riskanten Datenfriedhöfe beim Netzbetreiber, sondern gezielte Messungen und «smarte» Datenmodelle. Datensicherheit, Cyber Security und Datenschutz werden die Diskussion der kommenden Jahre prägen. Auch diese Themen fordern dezentrale Lösungen. Es ist Zeit, intelligente Netze neu zu denken.

#### Referenz

- [1] J. Herre, M. Freunek, K. Keller, S. Witschi, «Paradigmenwechsel im Messwesen: Dezentralisiert und kundenorientiert», Swiss Engineering STZ, 2018, S. 14-16.

#### Autorinnen

Dr. **Katja Keller** ist Leiterin Netzwirtschaft bei der BKW Energie AG.  
→ BKW Energie AG, 3013 Bern  
→ katja.keller@bkw.ch

Dr.-Ing. **Monika Freunek** ist Leiterin Datensicherheit und Data Science Verteilnetzmanagement bei der BKW Energie AG.  
→ monika.freunek@bkw.ch

<sup>1)</sup> Bei einem liberalisierten Messwesen wäre dies nicht anders, mit dem Unterschied, dass dann die VNB-Infrastruktur durch die Infrastruktur eines dritten Messstellenbetreibers ersetzt würde, der anstelle des Verteilnetzbetreibers einen gleichermassen obsoleten Zähler zur Verfügung stellt.



**SIEMENS**  
*Ingenuity for life*



**Gesamte Elektrotechnik für  
das neue Unterwerk Riedbach**

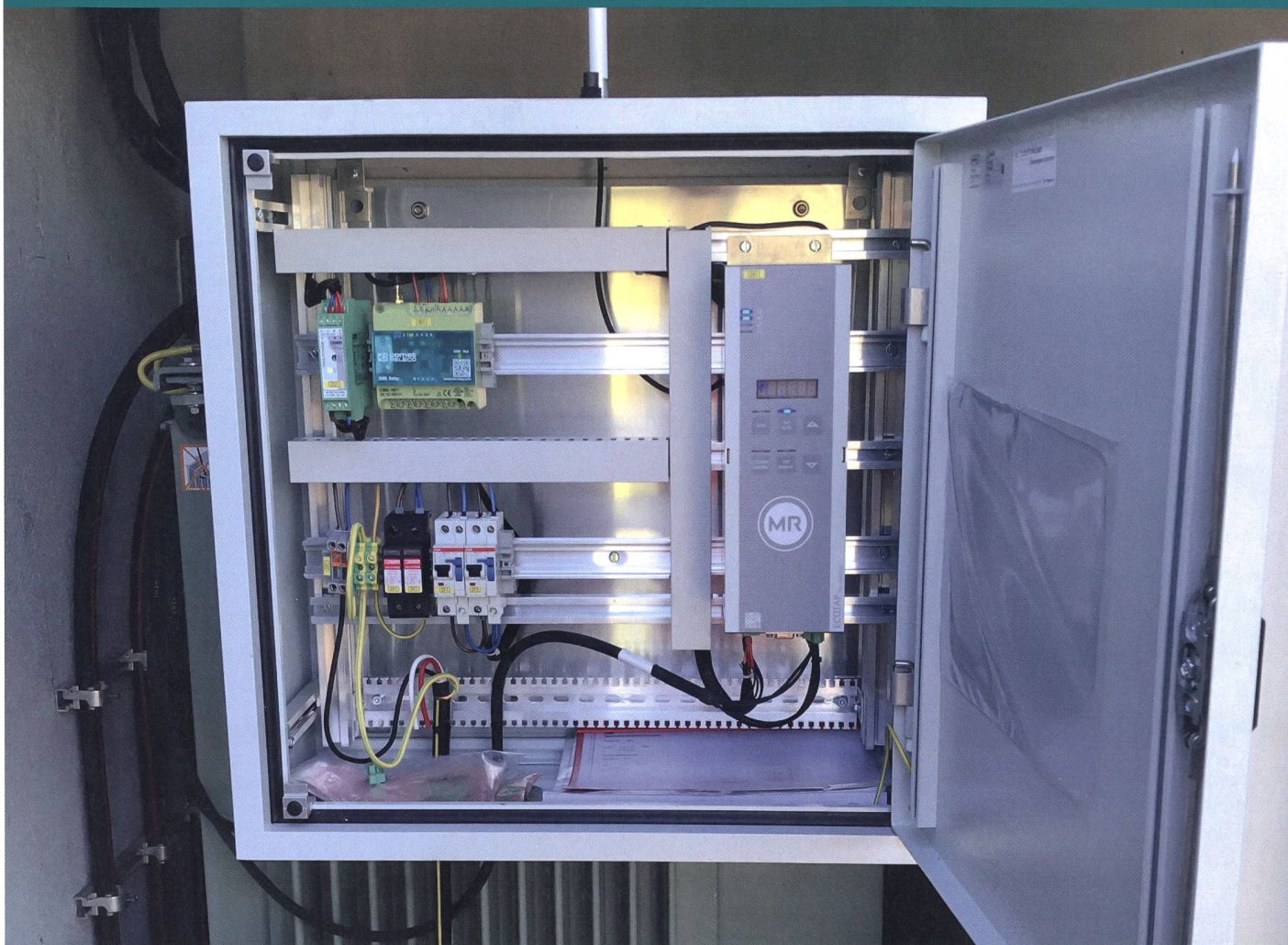
**Neue Massstäbe im Bereich Schutz,  
Automatisierung und Netzüberwachung**

Beim neu erstellten Unterwerk Riedbach vertraut ewb (Energie Wasser Bern) auf Siemens Produktlösungen. Mit SIPROTEC 5 sorgt eine neue, höchst modulare und damit flexible Generation intelligenter, digitaler Feldgeräte für neue Massstäbe im Bereich Schutz, Automatisierung und Überwachung des Netzes. Zusätzlich wurde die gesamte Elektrotechnik mit zwei Leistungstransformatoren, einer 145 kV GIS-Anlage und einer 24 kV MS-Schaltanlage von Siemens realisiert.

Weitere Informationen finden Sie unter: [siemens.ch/energy](https://www.siemens.ch/energy)

Siemens Schweiz AG  
Smart Infrastructure  
Freilagerstrasse 40  
8047 Zürich, Schweiz  
Tel. +41 585 583 580  
[power.info.ch@siemens.com](mailto:power.info.ch@siemens.com)

[siemens.ch/energy](https://www.siemens.ch/energy)



Commande d'un transformateur local réglable.

# La Stratégie énergétique se joue dans le réseau

**Approches décentralisées** | Le réseau de distribution et l'infrastructure de mesure sont essentiels à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Outre le contrôle de la consommation, les smart meters doivent fournir les données utiles à l'établissement d'un smart grid et d'une commande centralisée. Ces approches centralisées impliquent coûts et risques. Qu'en est-il des solutions décentralisées, orientées client ?

KATJA KELLER, MONIKA FREUNEK

**D**ans le « monde idéal » de la transition énergétique, le réseau de distribution devrait, en tant qu'infrastructure indispensable, être disponible à moindre coût – du moins s'agit-il là de l'impression prédominante. En outre, grâce à la nouvelle profusion de données générées par les systèmes de mesure intelligents, il devrait permettre de créer une intelligence centralisée capable de régler la

production et la consommation, tout en incitant les consommateurs à réduire leurs besoins en électricité. Les producteurs et consommateurs auraient alors un accès quasiment illimité à ce réseau de haute qualité, et les éventuelles limitations pourraient être réglées au moyen de « flexibilités » qui permettraient aux utilisateurs du réseau concernés de bénéficier de compensations correspondantes.

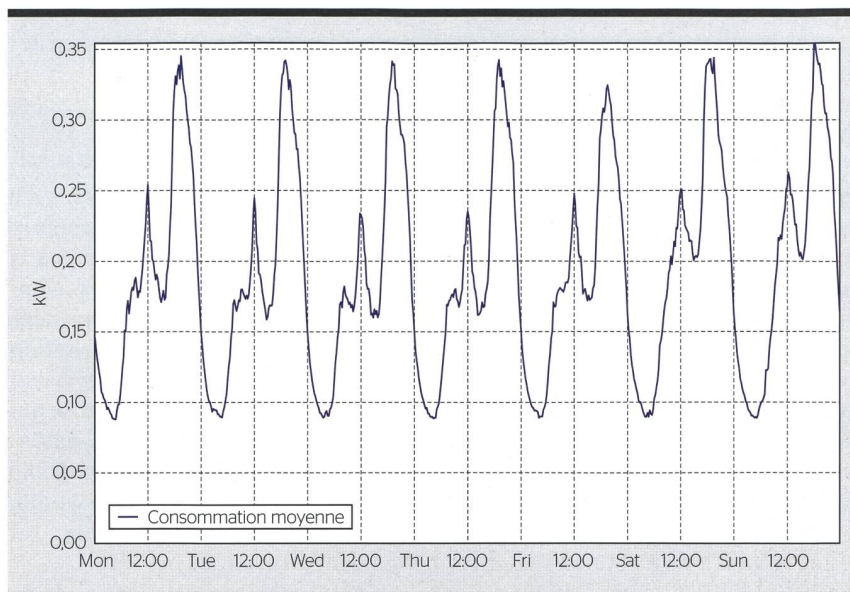
La pratique révèle les limites techniques, mais aussi les coûts qu'implique la voie choisie. Ces derniers ne peuvent pas encore être estimés de manière concluante : selon l'état actuel des connaissances, la mise en œuvre de la Stratégie énergétique fera nettement grimper les tarifs d'utilisation du réseau, et donc la facture des consommateurs. Dans les faits, le déploiement des smart meters devrait occuper ini-

Figures: BKW

tialement, avec 1,5 à 2 milliards de CHF, la position la moins importante. L'extension des réseaux de distribution pour l'injection décentralisée, mais aussi l'augmentation de la consommation due à l'électromobilité, se chiffrent en dizaines de milliards. Les éventuelles compensations provenant des « flexibilités » correspondront au maximum aux coûts d'opportunité de l'extension. Les coûts supplémentaires de l'exploitation et de la maintenance des smart meters et du smart grid ne devraient pas être négligés non plus.

Les coûts liés à la garantie permanente de la protection des données et à leur sécurité ne sont pas encore pris en considération. Les développements actuels dans le domaine de l'IoT et de la cybersécurité donnent un aperçu des défis à venir: des organisations gouvernementales et criminelles profitent depuis longtemps des opportunités offertes par les infrastructures intelligentes en réseau; la majorité de ces dernières ont été conçues sans tenir compte de la sécurité des données, comme le montrent les récentes attaques réalisées au moyen de ransomwares contre des hôpitaux et des systèmes IoT. Pour l'instant, la protection des systèmes de mesure intelligents existants ou à venir n'a été prise en compte dans aucune étude de rentabilité. Alors que ces coûts s'adapteront en permanence aux menaces présentes sur le terrain, une chose est claire: les coûts initiaux de l'infrastructure seront élevés, ainsi que les frais courants d'exploitation, nécessaires à la garantie d'une protection sur plusieurs décennies.

Si l'on considère en outre que la demande d'électricité devrait avoir tendance à augmenter (avec l'électromobilité, les systèmes de refroidissement, la transmission de données, etc.) et que les problématiques relatives à la protection des données et à la cybersécurité dans le domaine des mesures et du smart grid n'ont pas été suffisamment résolues, se pose alors la question des solutions « intelligentes ». Cet article vise à présenter quelques exemples dans le but de stimuler le débat autour de la question suivante: ne faudrait-il pas remplacer le « supplément » de contraintes prévues pour la mise en réseau par la décentralisation de la responsabilité et de l'intelligence, afin de créer plus de sécurité et d'économiser des coûts?



Profil de charge hebdomadaire d'un cluster de référence.

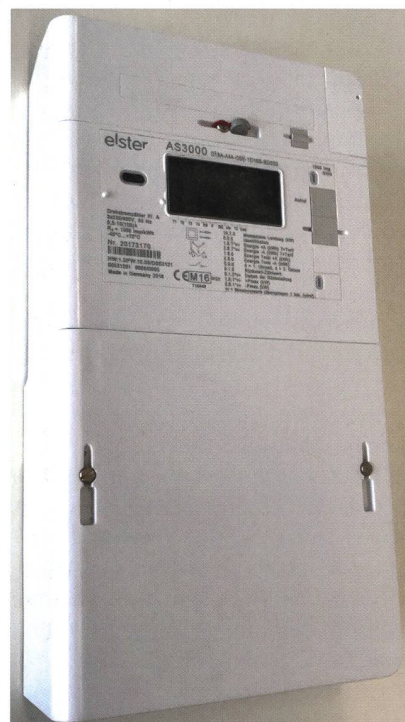
### Quelles sont les données utiles à un gestionnaire de réseau ?

Cette question en soulève une autre, à savoir: quelles sont les tâches du gestionnaire de réseau, et comment les réalise-t-il? Les besoins des clients raccordés doivent ici également être pris en considération.

Un argument en faveur du déploiement des smart meters consiste à dire qu'ils sont indispensables à la mise en œuvre d'un smart grid. Un essai sur le terrain dans le réseau de BKW a toutefois démontré qu'un petit nombre de compteurs utilisés pour mesurer les grandeurs électriques au niveau des stations de transformation (soit au « bon endroit » du réseau) étaient bien plus efficaces pour contrôler le réseau et déterminer les besoins d'extension que la collecte de données via un smart meter chez chaque client.

Actuellement, le smart grid est mis en place sur la base d'une intelligence à régulation décentralisée, sous la forme de régulateurs de branche, de transformateurs de réseau local réglables et d'une régulation Q(U), sans données provenant de smart meters. Il n'existe donc aujourd'hui aucune commande centrale via un ordinateur dans la salle de contrôle du gestionnaire de réseau, dont la portée atteint le raccordement domestique du consommateur basse tension. La question suivante se pose alors: un tel superordinateur central est-il judicieux du point de vue de la rentabilité, et doit-il être envisagé?

Les données collectées chez les consommateurs par les compteurs électriques sont nécessaires pour le décompte de l'utilisation du réseau, de l'achat d'électricité et de l'injection dans le réseau. Par ailleurs, ces données sont utilisées pour les bilans des gestionnaires de réseau et la collecte du supplément réseau destiné à promouvoir les énergies renouvelables. Si des consommateurs et des producteurs



Les coûts et les avantages des smart meters doivent être réévalués.

forment des regroupements dans le cadre de l'autoconsommation, les compteurs du gestionnaire de réseau de distribution ne sont plus nécessaires sur chaque site individuel de consommation. Le regroupement est traité comme un seul consommateur final individuel. La question suivante se pose ici: pourquoi des unités qui effectuent entre elles un décompte d'électricité de manière décentralisée, ou qui possèdent une infrastructure de mesure pour une commande en temps réel de leur dispositif domestique, ne pourraient-elles pas également procurer au gestionnaire de réseau les données dont il a besoin? Plutôt que de fournir au client via le smart meter des données qu'il a déjà obtenues et utilisées au préalable, généralement avec une meilleure définition, on assisterait ici à un changement de paradigme: le compteur redondant du gestionnaire de réseau de distribution serait supprimé et ce dernier recevrait les données dont il a besoin directement du client.

Pour que cette solution fonctionne, il est essentiel que le gestionnaire de réseau de distribution puisse faire confiance aux données fournies par des tiers.<sup>1)</sup> Pour la mise en œuvre de ce concept CAUN proposé par BKW, les données doivent correspondre aux critères suivants. [1]

- Compteur électrique certifié selon l'ordonnance sur les instruments de mesure;
- Dispositif de mesure Authentifié, par exemple par un gestionnaire de réseau ou un installateur certifié;
- Unicité, c'est-à-dire saisie de chaque indicateur de mesure à chaque moment avec un seul et unique ensemble de données;
- Non-manipulable, par exemple via un plombage classique ou un procédé cryptologique.

Décentralisé et orienté clients, ce concept peut être mis en œuvre dès aujourd'hui pour les mesures dans le secteur de l'électricité. Le client collecte et utilise les données avec des systèmes adaptés à ses besoins et nécessaires à l'optimisation interne de sa solution de domotique intelligente. Seules les données indispensables à la facturation sont fournies au gestionnaire de réseau de distribution. Cette maîtrise de ses données par le client sert également à sécuriser ces der-

nières et réduit massivement les exigences en matière de protection des données.

### De l'intelligence au lieu de « cimetières de données »

Même si les réflexions ci-dessus ne sont pas encore d'actualité, les coûts (y compris ceux liés à la sécurité et à la protection des données) et les avantages d'un « supplément » de données pour la planification et l'exploitation de l'infrastructure réseau devraient être soupesés et confrontés. En ce qui concerne la planification de l'extension du réseau, il n'est pas possible d'attendre que les consommateurs raccordent leur smart meter et signalent un éventuel besoin.

Actuellement, les gestionnaires de réseau des clients domestiques et professionnels ne collectent que peu de valeurs de mesure, provenant d'un à quatre relevés par an. Seuls les clients industriels et les grands producteurs (environ 1 à 2% des points de mesure) sont équipés de compteurs à courbe de charge qui transmettent les valeurs mesurées tous les quarts d'heure au gestionnaire de réseau de distribution. En cas de déploiement de smart meters, chaque client produira la même quantité de données que celles collectées actuellement avec un compteur à courbe de charge. Ainsi, par client et par année, 35 040 valeurs de mesure quart-horaires par indicateur de mesure relevé seront collectées et transmises. Ceci multipliera par plus de 40 000 les quantités de données collectées directement chez les clients.

Pour répondre à la question de savoir si ces données sont nécessaires, BKW a évalué d'importantes campagnes de mesure à l'aide de technologies d'apprentissage automatique et du big data. Cette analyse a démontré que les modèles de base de comportement de consommation sont très similaires: les groupes de clients se différencient principalement par la quantité d'énergie consommée. Celle-ci est influencée par la taille de l'objet d'habitation ainsi que par les consommateurs utilisés. L'heure et l'intensité des pics de charge ne présentent également que de faibles variations. Ces dernières sont principalement dues à la commande du chauffe-eau par le gestionnaire de réseau ainsi qu'à différentes situations individuelles, par

exemple l'activité professionnelle du client. Le gestionnaire de réseau doit donc uniquement se demander combien de clients il doit mesurer pour obtenir des modèles qualitativement stables.

Une conclusion peu surprenante si l'on considère la théorie des sondages et les statistiques. Un échantillon suffisamment représentatif permet de réaliser des prédictions suffisamment précises et fiables pour l'ensemble de la population. Il s'agit là de la base de toutes les notices d'information et de tous les pronostics de votes ou prévisions de marchés. Selon les analyses de BKW, la taille d'un échantillon suffisamment précis pour établir un profil de charge typique est, pour la plupart des objectifs, bien inférieure à 1000. Ainsi, un gestionnaire de réseau intelligent peut planifier et exploiter intelligemment ses réseaux, en utilisant simplement le traitement du signal et la statistique pour exploiter les données disponibles et de qualité contrôlée. Il ne collecte de données supplémentaires qu'au cas où il constate un manque d'informations.

### Une science des données intelligente

Les défis de la transition énergétique doivent donc être relevés moins par l'installation d'un grand nombre de compteurs que par l'implantation d'une base scientifique pour les analyses big data chez les gestionnaires de réseaux: quel ensemble de données et quel modèle sont-ils pertinents, que signifie la marge de fluctuation d'un modèle? Il ne sera même pas nécessaire que tous les gestionnaires de réseaux effectuent eux-mêmes de telles analyses. Une utilisation intelligente de modèles déjà identifiés devrait suffire pour la Suisse. Pour les gestionnaires de réseaux, il est important d'obtenir des modèles pertinents et de qualité, sans avoir à porter – chacun pour soi – les risques et coûts globaux relatifs à l'infrastructure de cloud computing, à la protection des données, à la cybersécurité et au savoir-faire.

La révolution technologique a beau être basée sur les données, il devient évident que l'utilisation intelligente et « partagée » de petits volumes de données permet d'éviter les avalanches de données ainsi que de réduire les coûts et les risques.

### Intelligence décentralisée pour une transition plus « smart »

Pour résumer, la réflexion des directives de la Stratégie énergétique reste essentielle pour les gestionnaires de réseau. De nombreux objectifs peuvent être atteints en simplifiant les réglementations et en accordant plus de marge de manœuvre et de responsabilités au gestionnaire de réseau ou au consommateur. Ceci permet également d'économiser des coûts.

Un smart meter n'est donc pas indispensable pour atteindre l'objectif de réduction de la consommation individuelle d'énergie. Les consommateurs

qui installent un système de domotique sont probablement déjà assez sensibilisés et n'ont pas besoin d'un compteur supplémentaire. L'exploitation d'un réseau « intelligent » ne requiert pas de cimetières de données risqués chez le gestionnaire de réseau, mais des mesures ciblées et des modèles de données « intelligents ». Les débats des années à venir seront marqués par la sécurité des données, la cybersécurité et la protection des données. Ces sujets nécessitent eux aussi des solutions décentralisées. Il est temps de repenser les réseaux intelligents.

#### Référence

[1] J. Herre, M. Freunek, K. Keller, S. Witschi, «Paradigmenwechsel im Messwesen: Dezentralisiert und kundennorientiert», Swiss Engineering STZ, nov. 2018, pp. 14-16.

#### Auteurs

D' **Katja Keller** est responsable de la gestion commerciale du réseau chez BKW Energie AG.  
→ BKW Energie AG, 3013 Bern  
→ katja.keller@bkw.ch

D' **Monika Freunek** est responsable de la sécurité des données et de la gestion du réseau de distribution basée sur la science des données chez BKW Energie AG.  
→ monika.freunek@bkw.ch

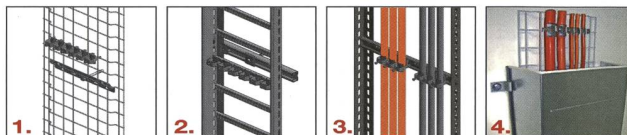
<sup>1)</sup> Il en irait de même si le secteur des mesures était libéralisé, à la différence près que dans ce cas, l'infrastructure du GRD serait remplacée par l'infrastructure d'un exploitant tiers de dispositifs de mesure, qui fournirait un compteur tout aussi obsolète que celui du gestionnaire de réseau de distribution.

ÜBERZEUGENDE WEB-AUFTRITTE MIT KNOW-HOW UND LEIDENSCHAFT.

www.somedia-production.ch

**somedia**  
PRODUCTION

PRINT VIDEO WEB



### LANSZ hat die besten Steigleitungen

1. LANSZ Flachgitter-Steigleitungen. Polyethylen.
2. LANSZ Kabeltritschen. Verzinkt oder rostfrei A4.
3. LANSZ Steigleitungen standard. Verzinkt od. rostfrei A4.
4. Abdeckungen für alle 3 Steigleitungen. Rostfrei A4.

Beratung, Offerte, rasche preisgünstige Lieferung von **lanz oensingen ag** CH-4702 Oensingen Tel. 062 388 21 21

**LANZ** **lanz oensingen ag**  
 CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2    www.lanz-oens.com    info@lanz-oens.com    Tel. ++41/062 388 21 21    Fax ++41/062 388 24 24

## Anlagenmanagement leicht gemacht

EASYASSET ersetzt ineffiziente Papierarbeiten durch eine digitale Erfassung:

- Sichere, zentrale und strukturierte Ablage
- Offline-Inspektion und -Wartung
- Grafische Auswertung
- Zustandsbewertung
- Einfacher Import und Export

[www.evolution.com/easyasset](http://www.evolution.com/easyasset)

**evolution**  
Gemeinsame Lösungen Für EVU

Jetzt zum EASYASSET-Webinar «Digital werden und Zeit sparen» anmelden: [evolution.com/easyassetwebinar](http://evolution.com/easyassetwebinar)