

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 113 (2022)
Heft: 11

Artikel: Akzeptanz von Smart-Grid-Technologien = Les technologies smart grid et leur acceptation
Autor: Cuony, Peter
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1037168>

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 19.03.2025

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



Luftaufnahme vom Pilotquartier in Neyruz (FR).

Akzeptanz von Smart-Grid-Technologien

VNBs und Kunden | Damit die Energiewende möglich wird, müssen die Stromnetze ans neue Energiesystem angepasst werden. Grosse Investitionen sind unvermeidlich, aber wie können diese optimiert werden? Der Verteilnetzbetreiber Groupe E hat ein Projekt in Neyruz (FR) durchgeführt, um neue Smart-Grid-Technologien zu testen und ihre Akzeptanz durch die Bevölkerung zu evaluieren.

PETER CUONY

In Neyruz befindet sich ein für die Schweiz typisches Einfamilienhausquartier, nur dass es in diesem Quartier schon eine grosse Anzahl von Wärmepumpen und PV-Anlagen gibt: Zu den 257 Kunden, die von einer einzigen MS-/NS-Transformatorstation versorgt werden, gehören 89 Wärmepumpen und 50 PV-Anlagen, und seit Kurzem werden auch immer mehr

Ladestationen für Elektroautos ans Stromnetz angeschlossen. Simulationen zeigen, dass in diesem Quartiernetz im Jahr 2035 der Transformator und 13 Kabel überlastet sein werden, wenn die Entwicklung wie geplant weitergeht.

Wollte Groupe E das Problem in diesem Quartier nur mit der herkömmlichen Netzverstärkung lösen, d. h. die überlasteten Netzelemente durch stär-

kere ersetzen, kostete dies für dieses Quartier allein ungefähr eine halbe Million Franken. Das ganze Stromnetz von Groupe E mit diesem Ansatz auf die Anforderungen der Energiewende vorzubereiten, wäre ein sehr aufwendiges und teures Unterfangen, das die Energiewende verzögern und die Kunden über Jahrzehnte mit erhöhten Netztarifen belasten würde.

Um einen schnellen Umstieg ins neue Energiesystem zu ermöglichen und den Kunden auch in Zukunft attraktive Netznutzungstarife anbieten zu können, hat das Unternehmen in den vergangenen Jahren eine Smart-Grid-Strategie entwickelt und mit deren Umsetzung begonnen. Im eingangs erwähnten Smart-Grid-Projekt in Neyruz (FR) wurden mehrere für die Zukunft wichtige Smart-Grid-Technologien erfolgreich getestet.

Der Smart Meter verbessert die Netzplanung

Groupe E hat in diesem Pilotprojekt alle Kunden, die von derselben Trafostation gespiesen werden, mit Smart Metern ausgerüstet. Das Unternehmen konnte somit ~300 Lastgänge (15-min-Leistungsmessungen) der Kunden zusammenzählen und so einen Lastgang für den Ortsnetztransformator berechnen. Um die Resultate zu verifizieren, wurde in diesem Netz auch ein Netzmessgerät in der Transformatorstation installiert und mit dem berechneten Lastgang aus den Smart Metern verglichen. **Bild 1** zeigt, dass die Summe (Aggregation) der Smart-Meter-Lastgänge ein sehr gutes Bild der Belastung des Transformators ergibt. Durch Aggregation von ausgewählten Smart-Meter-Daten können so Lastgänge für jedes Kabel und jede Verteilkabine berechnet werden, ohne dass dafür teure Netzmesstechnik installiert werden muss.

Der Verteilnetzbetreiber beginnt Anfang 2023 mit dem Rollout der Smart Meter und wird bis 2030 alle aktuellen Stromzähler durch Smart Meter ersetzen. Zur Übermittlung der Daten setzt Groupe E dabei auf das schon bestehende Mobilfunknetz, was finanzielle Vorteile bringt und auch die zusätzliche Strahlenbelastung auf ein Minimum reduziert. So entspricht die Übermittlung der täglichen Lastgänge ungefähr dem Versand von einem SMS pro Zähler. Weiter bereitet Groupe E aktuell Informationssysteme vor, damit durch die im Pilotprojekt erfolgreich getestete Aggregation der Lastgänge in Zukunft volle Transparenz im ganzen Stromnetz geschaffen werden kann. Dies erlaubt, mögliche Überlastungen schneller zu erkennen, Smart-Grid-Technologien gezielter

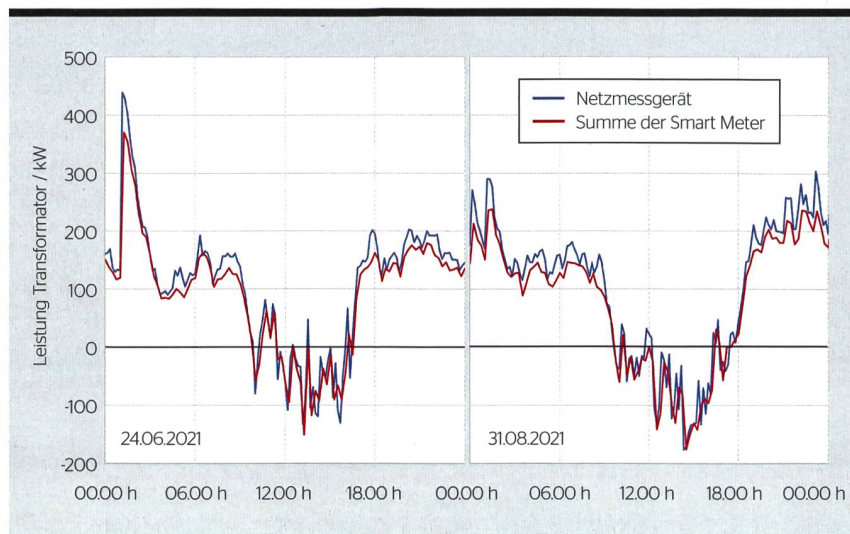


Bild 1 Lastgang an zwei Sommertagen von einem Netzmessgerät in der Transformatorstation mit 10-min-Auflösung und von der Summe aller Smart-Meter-Lastgänge in diesem Quartier mit 15-min-Auflösung. Es konnten nicht alle Zähler in diesem Quartier durch Smart Meter ersetzt werden, was zusammen mit den Netzverlusten die kleine Differenz zwischen den Kurven erklärt. Am 24. Juni 2021 ist die von der Rundsteuerung verursachte Lastspitze um 1.00 Uhr gut ersichtlich und am 31. August 2021 wurde diese Spitze um über 100 kW reduziert, indem die Boiler mit individuell adressierbaren Steuerkontakten gestaffelt eingeschaltet wurden.

einzusetzen und bessere Investitionsentscheide für ein sicheres und effizienteres Stromnetz im neuen Energiesystem zu treffen.

Die Steuerung von flexiblen Stromverbrauchsgeräten

Ein weiterer Gegenstand des Pilotprojekts war die Flexibilisierung des Verbrauchs, d. h. die Verschiebung des Stromverbrauchs von Geräten, die einen grossen Teil des Stromverbrauchs bei Kunden verursachen. Zu diesen «grossen flexiblen Stromverbrauchern» zählen bei Groupe E elektrisch betriebene Heizungen (Wärmepumpen und Elektrodirektheizungen), elektrische Warmwassererzeuger (Boiler) und neu auch Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge (Ladestationen, Wallboxen und Steckdosen zum Laden von Elektroautos).

Im Kanton Freiburg steuert das Unternehmen schon jetzt jeden Tag zirka 30 000 Boiler und 35 000 elektrisch betriebenen Heizungen, ohne dass dies den Komfort der Kunden beeinträchtigt. Die Boiler werden in der Nacht 6 Stunden zugeschaltet und die Heizungen über Mittag während 75 Minuten blockiert. Die Kommunikation funktioniert über eine Rundsteuerung, die die Freiburgischen

Elektrizitätswerke vor zirka 70 Jahren bei der letzten Elektrifizierungswelle eingeführt haben.

Dieses System ist heute veraltet und den Herausforderungen der aktuellen Elektrifizierungswelle nicht mehr gewachsen. Deshalb wird die Rundsteuerung bei Groupe E ab nächstem Jahr durch die Steuerung über zwei Schaltkontakte im Smart Meter abgelöst. Der Vorteil der Smart-Meter-Steuerung ist, dass die Schaltkontakte individuell adressiert und die Netzlastspitzen dadurch besser geglättet werden können. Im Pilotprojekt wurde der Rundsteuerempfänger bei 117 Kunden mit elektrisch betriebenen Heizungen und Boilern durch individuell adressierbare Schaltkontakte ersetzt. Die Boiler-Lastspitze im Quartier des Pilotprojektes (**Bild 1**) konnte mit dem neuen Steuersystem erwartungsgemäss geglättet werden. Für eine temporäre Sperrung der Heizungen im Winter wurden verschiedene Verschiebungen vom Mittag in den Morgen und in den Abend getestet, um die beste Auslastung des Stromnetzes zu erreichen.

Die Akzeptanz der Smart-Grid-Technologien bei den Kunden

Neben den technischen Aspekten wollte Groupe E auch mehr über die

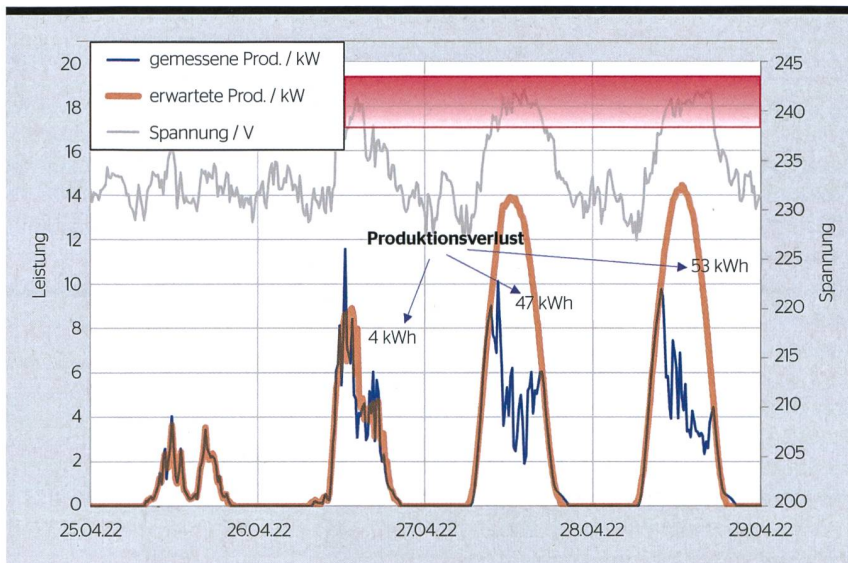


Bild 2 Berechnete (orange) und gemessene (blau) Produktionskurve einer PV-Anlage mit einer P(U)-Regelung und die Netzspannung (grau). Es ist klar ersichtlich, dass die PV-Anlage die Leistung reduziert, wenn die Netzspannung sich erhöht. Die P(U)-Regelung wurde für das Pilotprojekt bei tieferen Spannungen aktiviert, damit der Effekt klar ersichtlich ist (lineare Reduktion der Leistung von 100 auf 0 % im Spannungsbereich 103,5 bis 105,5 %). Die Differenz der orangenen und blauen Kurve ergibt den berechneten Produktionsverlust.

Akzeptanz der Smart-Grid-Technologien bei den Kunden erfahren. In einem von Innosuisse finanziell unterstützten Projekt hat die Universität Genf die Akzeptanz der Kunden wissenschaftlich untersucht und dokumentiert [1, 2]. In einer ersten Phase wurde im Sommer 2020 eine Umfrage durchgeführt über die Akzeptanz der Steuerung von flexiblen Stromverbrauchern durch Groupe E. Dabei wurden 5000 Kunden per E-Mail angeschrieben und eine Kontrollgruppe von 500 Kunden per Post. Rund 900 Antworten gingen zur Steuerung von elektrisch betriebenen Heizungen ein und 550 zur Steuerung von Ladestationen für Elektroautos. Das Hauptziel der Umfrage bestand darin, mit einer Conjoint-Analyse herauszufinden, welche Merkmale die Akzeptanz für eine Steuerung der flexiblen Stromverbraucher beeinflussen.

Die Resultate zeigen, dass es sehr wichtig ist, dass die Kunden gut verstehen, wieso die Steuerung eingesetzt wird und wie sie funktioniert. Weiter wird auch eine finanzielle Entschädigung für die Steuerung als angebracht und wichtig erachtet, die Höhe der Entschädigung scheint jedoch eine untergeordnete Rolle zu spielen. Ein letzter wichtiger Punkt, der vor allem

die Steuerung von Ladestationen für Elektroautos betrifft, ist die Möglichkeit, die Steuerung temporär aussetzen zu können. Die Umfrage hat gezeigt, dass mit den vorgeschlagenen Konditionen 60 bis 70 % der Kunden die Steuerung ihrer flexiblen Stromverbraucher ermöglichen würden. Dieses Akzeptanzniveau ist im Vergleich zu anderen internationalen Studien hoch und zu einem grossen Teil mit dem hohen Vertrauen der Kunden in Groupe E zu begründen. Weiter enthielt die Umfrage auch einen A-/B-Test, der zeigt, dass die Akzeptanz höher ist, wenn die Steuerung für ein sicheres und effizienteres Stromnetz eingesetzt wird als für die verbesserte Integration von erneuerbaren Energien.

In einer zweiten Phase im Sommer 2021 wurde die Rundsteuerung bei 117 Kunden mit flexiblen Stromverbrauchern im Quartier in Neyruz mit individuell adressierbaren Steuerkontakten ersetzt. Die Kunden wurden schriftlich eingeladen, ihre flexiblen Stromverbraucher für eine optimierte Steuerung zur Verfügung zu stellen. Von den 49 erhaltenen Antworten haben 42 (86%) der optimierten Steuerung zugesagt und nur 7 (14%) haben diese abgelehnt.

Telefoninterviews im Herbst 2021 haben erlaubt, mehr über die 58 % der Kunden zu erfahren, die nicht geantwortet haben. In den meisten Fällen gaben die Kunden an, dass fehlende Information und Nichtverständnis die Hauptgründe für die ausbleibende Antwort waren. Mehrere Kunden haben ihr Einverständnis doch noch erteilt, nachdem ihre Fragen beantwortet waren. Umfrage und Pilotversuch haben gezeigt, dass es eine Herausforderung ist, die Steuerung der flexiblen Stromverbraucher verständlich zu präsentieren, aber dass eine sehr grosse Mehrheit der Kunden das Vorgehen befürwortet und unterstützt, wenn Funktionsweise und Absicht klar sind.

Eine effiziente Integration der Photovoltaik ins Stromnetz

Ein weiterer Smart-Grid-Ansatz, der dem Praxistest unterzogen wurde, war eine netzstützende Funktion, die im Wechselrichter von fünf PV-Anlagen in derselben Quartierstrasse aktiviert wurde. Solange sich die Spannung im Stromnetz in einem akzeptablen Bereich befindet, produzierte die PV-Anlage so viel Strom, wie die Sonneneinstrahlung ermöglichte. Wird aber in einem Quartier viel mehr Solarstrom produziert als lokal verbraucht werden kann, dann führt die Einspeisung des Solarstroms zu einer Erhöhung der Spannung im Stromnetz.

Aus Sicherheitsgründen darf die Nominalspannung (230/400 V) nicht um mehr als 10 % überschritten werden. Mit der netzstützenden Funktion, auch P(U) genannt, reduzieren die Wechselrichter der PV-Anlage die Produktionsleistung, sobald diese obere Spannungsgrenze erreicht wird. Das durch die Photovoltaik verursachte Spannungs-Problem wird mit dieser Funktion einfach und effizient von den PV-Anlagen dezentral gelöst. Die temporäre Leistungsreduktion führt an der betroffenen Anlage zu einer Produktionseinbusse. Da aber diese netzdienliche Spannungsstützung nur sehr wenige Stunden im Jahr benutzt wird, sind die dadurch entstehenden Produktionseinbussen sehr klein im Vergleich zu den Kosten für eine traditionelle Netzverstärkung.

Um eine finanzielle Benachteiligung der betroffenen Produzenten zu ver-

hindern, hat Groupe E einen Algorithmus entwickelt, der den Produktionsverlust schätzt (Bild 2), damit dieser dem Produzenten vergütet werden kann. Die fünf Kunden mit PV-Anlagen, die Groupe E für das Pilotprojekt angefragt hat, waren alle einverstanden, dass die netzstützende P(U)-Funktion in ihren Wechselrichtern parametrisiert und ihnen der Produktionsverlust zum Rücklieferarif vergütet wird.

In einem aktuell noch laufenden und vom BFE unterstützten Projekt untersucht die Berner Fachhochschule das transiente Verhalten und die Stabilität der P(U)-Regelung von mehreren Wechselrichtern, die an der gleichen Niederspannungsleitung angeschlossen sind [3].

Die Energiewende, eine systemische Vision

Für ein effizientes und sicheres Stromnetz, das die Energiewende unterstützt, braucht es eine Vision und neue Lösungsansätze. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist zentral, dass sowohl Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Verteilnetzbetriebe als auch die Kunden das Vorgehen verstehen und unterstützen. Dafür braucht es Pilotprojekte, welche die technischen Aspekte verständlich machen und den Nutzen konkret aufzeigen. Auch ein intensiver Austausch mit den Kunden ist wichtig, damit eine verständliche Kommunikation in diesen komplexen Themen gelingt.

Verteilnetzbetreiber und Kunden können sich an das altbekannte Energiesystem klammern, bremsen da-

durch aber die Energiewende und gefährden die Sicherheit und Effizienz des Stromnetzes. Wenn sich Verteilnetzbetreiber und Kunden auf neue intelligente Ansätze einigen, unterstützen sie damit die Energiewende und helfen, ein sicheres und effizientes Stromnetz zum Nutzen aller Beteiligten zu schaffen.

Referenzen

- [1] www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621004114
- [2] www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522001252
- [3] www.bfh.ch/de/forschung/forschungsprojekte/2021-602-995-416/



Autor
Peter Cuony ist Leiter Produkte bei Groupe E.
 → Groupe E, 1763 Granges-Paccot
 → peter.cuony@groupe-e.ch

TRACO POWER

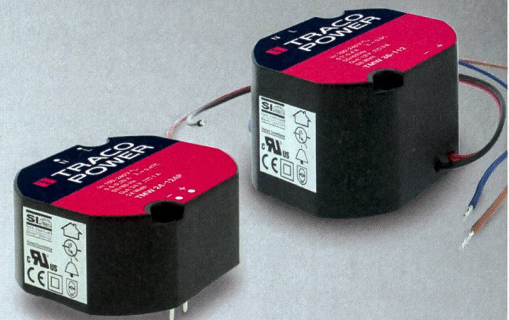
Reliable. Available. Now.

www.tracopower.com

TMW Serie

24/36 Watt Schaltnetzteil für Anwendungen in Medizin, Industrie und Haushalt

- Komplett gekapseltes Kunststoffgehäuse
- Schmutz- und wassergeschützt nach IP 68
- Arbeitstemperaturbereich -20°C bis +80°C
- Einfache Installation in Unterputzdosen
- Montage auf Holz oder in Mobiliar mittels Schrauben
- Sicherheitszulassungen nach IEC/EN 62368-1 und IEC/EN 60335-1
- Zulassungen nach IEC/EN/ES 60601-1, 2x MOPP, 3rd Edition



Serien	Leistung	Eingangsbereich	Ausgangsspannung	Gehäuse
TMW 24	24 Watt	85–264 VAC	5.1, 12, 24 VDC	eingekapselt, Einzel-Litzen
TMW 24P	24 Watt	85–264 VAC	5.1, 12, 24 VDC	eingekapselt, Durchsteck-Technik
TMW 36	36 Watt	85–264 VAC	12, 24 VDC	eingekapselt, Einzel-Litzen
TMW 36P	36 Watt	85–264 VAC	12, 24 VDC	eingekapselt, Durchsteck-Technik



electro
suisse

Energietechnik
Wir beraten Sie!

electrosuisse.ch/beratung

**SORGFALT,
SERVICE UND
HOCHWERTIGER
DIGITALDRUCK.**

somedia
PRODUCTION

PRINT VIDEO WEB

www.somedia-production.ch

BRINGT LICHT INS DUNKLE

IDEALE LICHTVERHÄLTNISSE AUF DER
BAUSTELLE MIT DEM LICHTBAND QUICKLED

QUICKLED 120
einseitig leuchtend

- Rolle à 30 m
- Schutzart IP65
- Farbtemperatur 4000K
- Lampenleistung von 13 W/m ±10%
- Lichtstrom >900 lm/m
- Lichtausbeute >70 lm/W
- 120 LED pro Meter

QUICKLED 240
doppelseitig leuchtend

- Rolle à 30 m
- Schutzart IP65
- Farbtemperatur 4000K
- Lampenleistung von 15 W/m ±10%
- Lichtstrom >1300 lm/m
- Lichtausbeute >90 lm/W
- 240 LED pro Meter

Mehr Informationen zu den Produkten
finden Sie in unserer Broschüre!

demelectric

Steinhaldenstrasse 26 info@demelectric.ch
CH-8954 Geroldswil demelectric.ch

**Bezug über den Grossisten.
Verlangen Sie unsere Dokumentation.**



Vue aérienne du quartier pilote de Neyruz (FR).

Les technologies smart grid et leur acceptation

Les GRD et les clients | Pour que la transition énergétique soit possible, les réseaux électriques doivent être adaptés au nouveau système énergétique. Des investissements importants sont inévitables, mais comment les optimiser ? Groupe E a mené un projet dans un quartier de Neyruz (FR) afin de tester de nouvelles technologies smart grid et d'évaluer leur acceptation par la population.

PETER CUONY

Neyruz abrite un quartier de maisons individuelles typique pour la Suisse, sauf que ce quartier compte déjà un grand nombre de pompes à chaleur et d'installations PV : parmi les 257 clients alimentés par un seul poste de transformation MT/BT, on compte 89 pompes à chaleur et 50 installations PV et, depuis peu, de plus en plus de stations de recharge pour voitures électriques sont raccordées au réseau électrique. Les simulations

montrent que dans ce réseau de quartier, le transformateur et 13 câbles seront surchargés en 2035 si le développement se poursuit selon la tendance amorcée.

Si Groupe E devait résoudre le problème de charge dans ce quartier uniquement par des renforcements de réseau standards, c'est-à-dire en remplaçant les éléments du réseau surchargés par des éléments plus puissants, le coût pour ce seul quartier serait d'environ un demi-million de francs. Préparer

l'ensemble du réseau électrique de Groupe E aux exigences de la transition énergétique avec cette approche serait une entreprise non seulement coûteuse, mais aussi très complexe, ce qui retarderait la transition énergétique et ferait augmenter les tarifs de réseau pendant des décennies.

Afin de permettre une transition rapide vers le nouveau système énergétique et de pouvoir continuer à proposer aux clients des tarifs d'utilisation du

réseau attractifs, Groupe E a développé ces dernières années une stratégie smart grid et a commencé à la mettre en œuvre. Dans le cadre du projet à Neyruz, plusieurs technologies smart grid importantes pour l'avenir ont été testées avec succès.

Planification du réseau: le compteur intelligent l'améliore

Dans le cadre de ce projet pilote, Groupe E a équipé de smart meters tous les clients alimentés par la même station de transformation. Groupe E a ainsi pu additionner environ 300 courbes de charge (mesures de puissance par 15 minutes) des clients et calculer ainsi une courbe de charge pour le transformateur du réseau local. Afin de vérifier les résultats, Groupe E a également installé un appareil de mesure dans la station de transformation et l'a comparé avec la courbe de charge calculée à partir des smart meters. La **figure 1** montre que la somme (agrégation) des courbes de charge des smart meters donne une très bonne image de la charge du transformateur. En agrégeant les données sélectionnées des smart meters, il est ainsi possible de calculer des courbes de charge pour chaque câble et chaque cabine de distribution sans avoir à installer des équipements coûteux.

Groupe E commencera le déploiement des compteurs intelligents début 2023 et remplacera tous les compteurs actuels par des compteurs intelligents d'ici 2030. Pour la transmission des données, Groupe E mise sur le réseau de téléphonie mobile déjà existant, ce qui présente des avantages financiers et réduit au minimum l'exposition supplémentaire au rayonnement électromagnétique; la transmission des courbes de charge journalières correspond à peu près à l'envoi d'un SMS par compteur. De plus, Groupe E prépare actuellement les systèmes d'information afin que l'agrégation des courbes de charge, testée avec succès dans le cadre du projet pilote, permette à l'avenir de créer une transparence totale sur l'ensemble du réseau électrique. Cela permettra à Groupe E de détecter plus rapidement les éventuelles surcharges, d'utiliser les technologies smart grid de manière plus ciblée et de prendre de meilleures décisions d'investissement pour un réseau électrique plus sûr et plus efficace dans le nouveau système énergétique.

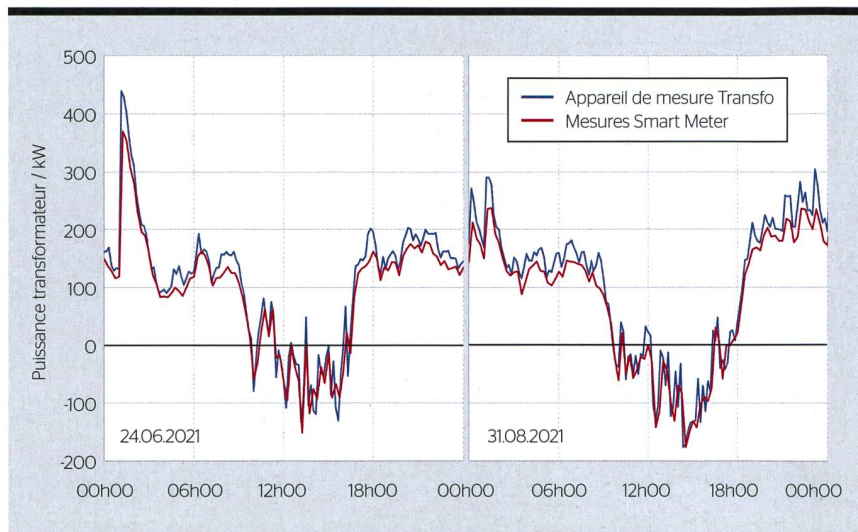


Figure 1 Courbe de charge sur deux jours d'été de l'appareil de mesure dans la station de transformation avec une résolution de 10 minutes et la somme de toutes les courbes de charge des smart meters dans ce quartier avec une résolution de 15 minutes. Tous les compteurs de ce quartier n'ont pas pu être remplacés par des smart meters, ce qui explique avec les pertes en ligne la petite différence entre les courbes. Le 24 juin 2021, le pic de charge provoqué par la télécommande centralisée est bien visible à 01h00 et le 31 août 2021, ce pic a été réduit de plus de 100 kW grâce à l'activation échelonnée des boilers avec des contacts de commande adressables individuellement.

Le contrôle des appareils électriques flexibles

Un autre objet du projet pilote était la flexibilisation de la consommation, c'est-à-dire le déplacement de la consommation d'électricité des appareils qui consomment beaucoup d'électricité chez les clients. Chez Groupe E, ces « gros consommateurs flexibles » sont les chauffages électriques (pompes à chaleur et chauffages électriques directs), les chauffe-eau électriques (boilers) et, depuis peu, les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (bornes de recharge, wallbox et prises pour recharger les voitures électriques).

Dans le canton de Fribourg, Groupe E gère déjà chaque jour environ 30 000 boilers et 35 000 chauffages électriques, sans que cela ne nuise au confort des clients. Les boilers sont mis en marche pendant 6 heures durant la nuit, et les chauffages sont bloqués pendant 75 minutes à midi. La communication fonctionne via une télécommande centralisée que les Entreprises Electriques Fribourgeoises ont introduite il y a environ 70 ans lors de la dernière vague d'électrification.

Ce système est aujourd'hui obsolète et n'est plus adapté aux défis de la nouvelle vague d'électrification actuelle.

C'est pourquoi, dès l'année prochaine, la commande centralisée sera remplacée chez Groupe E par une commande via deux contacts de commutation dans le smart meter. L'avantage de la commande par compteur intelligent est que les contacts de commutation sont adressés individuellement et que les pics de charge du réseau peuvent ainsi être mieux lissés. Dans le cadre du projet pilote, le récepteur de télécommande centralisée a été remplacé par des contacts de commutation adressables individuellement chez 117 clients disposant de chauffages et de chauffe-eau électriques. Comme prévu, le nouveau système de commande a permis de lisser le pic de charge des chauffe-eau dans le quartier du projet pilote (**figure 1**). Pour le blocage des chauffages en hiver, différents décalages de midi vers le matin et le soir ont été testés afin d'obtenir la meilleure utilisation du réseau électrique.

L'acceptation des technologies smart grid par les clients

Outre les aspects techniques, Groupe E souhaitait également en savoir plus sur l'acceptation des technologies smart grid par les clients. Dans le cadre d'un projet soutenu financièrement par Innosuisse, l'Université de Genève a

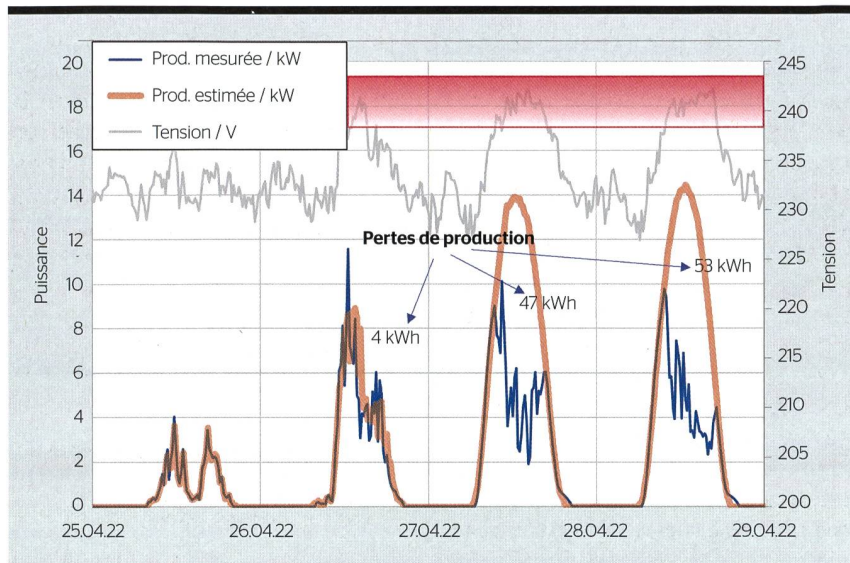


Figure 2 Courbe de production estimée (orange) et mesurée (bleu) d'une installation photovoltaïque avec une régulation P(U) et la tension du réseau (gris). Il apparaît clairement que l'installation photovoltaïque réduit sa production lorsque la tension du réseau augmente. Pour le projet pilote, la régulation P(U) a été activée à des tensions plus basses afin que l'effet soit clairement visible (réduction linéaire de la puissance de 100 à 0 % dans la plage de tension 103,5-105,5 %). La différence entre la courbe orange et la courbe bleue permet de calculer la perte de production.

étudié et documenté scientifiquement l'acceptation des clients [1, 2]. Dans une première phase, une enquête a été menée durant l'été 2020 sur l'acceptation de la gestion des consommateurs d'électricité flexibles par Groupe E. Pour ce faire, 5000 clients ont été contactés par e-mail et un groupe de contrôle de 500 clients a été contacté par courrier. Environ 900 réponses ont été reçues pour la commande de chauffages électriques et 550 pour la commande de bornes de recharge pour voitures électriques. L'objectif principal de l'enquête était de déterminer, à l'aide d'une analyse conjointe, quelles caractéristiques influencent l'acceptation d'une commande des gros consommateurs flexibles.

Les résultats montrent qu'il est très important que les clients comprennent bien pourquoi la commande est actionnée et comment elle fonctionne. Par ailleurs, une compensation financière pour le pilotage est également considérée comme appropriée et importante, mais le montant de la compensation semble jouer un rôle secondaire. Un dernier point important, qui concerne surtout la commande des stations de recharge pour voitures électriques, est la possibilité de suspendre temporairement la commande. L'enquête a montré

qu'avec les conditions proposées, 60 à 70 % des clients permettraient le contrôle de leurs consommateurs d'électricité flexibles. Ce niveau d'acceptation est élevé en comparaison avec d'autres études internationales et s'explique en grande partie par la grande confiance que témoignent les clients envers Groupe E. Par ailleurs, l'enquête contenait également un test A/B qui montre que l'acceptation est plus élevée lorsque le pilotage est utilisé pour un réseau électrique plus sûr et plus efficace plutôt que pour une meilleure intégration des énergies renouvelables.

Dans une deuxième phase, durant l'été 2021, la télécommande centralisée a été remplacée par des contacts de commande adressables individuellement chez 117 clients ayant de gros consommateurs flexibles dans le quartier de Neyruz, et les clients ont été invités par écrit à mettre à disposition leurs consommateurs d'électricité flexibles pour une commande optimisée. Sur les 49 réponses reçues, 42 (86 %) ont accepté la commande optimisée et seulement 7 (14 %) l'ont refusée.

Des entretiens téléphoniques à l'automne 2021 ont également permis d'en savoir plus sur les 58 % de clients qui n'ont pas répondu. Dans la plupart des cas, les clients ont indiqué que le

manque d'informations et l'incompréhension étaient les principales raisons de l'absence de réponse, et plusieurs clients ont donné leur accord après avoir obtenu une réponse à leurs questions. L'enquête et l'essai pilote ont montré que présenter le contrôle des gros consommateurs flexibles de manière compréhensible est un défi, mais qu'une très grande majorité des clients approuvent et soutiennent la démarche si le fonctionnement et l'intérêt sont compris.

Une intégration efficace du photovoltaïque dans le réseau

Une autre approche smart grid soumise au test pratique était une fonction de soutien du réseau activée dans l'onduleur de 5 installations photovoltaïques dans la même rue du quartier. Tant que la tension du réseau électrique se situait dans une plage acceptable, l'installation photovoltaïque produisait autant d'électricité que le rayonnement solaire le permettait. Mais si un quartier produit plus d'électricité solaire qu'il ne peut en consommer localement, l'injection de l'électricité solaire entraîne une augmentation de la tension dans le réseau électrique.

Pour des raisons de sécurité, la tension nominale (230/400V) ne doit toutefois jamais être dépassée de plus de 10 %. Avec la fonction de soutien du réseau, également appelée P(U), les onduleurs de l'installation photovoltaïque réduisent la puissance de production dès que la limite supérieure de tension est atteinte. Avec cette fonction, le problème de tension causé par le photovoltaïque est résolu de manière simple et efficace par les installations photovoltaïques elles-mêmes. La réduction temporaire de la puissance entraîne une perte de production pour l'installation photovoltaïque concernée, mais comme ce soutien de la tension n'est utilisé que très peu d'heures par an, les pertes de production qui en résultent sont très faibles par rapport aux coûts d'un renforcement traditionnel du réseau.

Pour malgré tout éviter le préjudice financier des producteurs concernés, Groupe E a développé un algorithme qui estime la perte de production (figure 2) afin que celle-ci puisse être remboursée au producteur. Les cinq clients disposant d'installations photovoltaïques que Groupe E a sollicités pour le projet pilote ont tous accepté

que la fonction de soutien du réseau P(U) soit paramétrée dans leurs onduleurs et que la perte de production leur soit remboursée au tarif de reprise.

Dans un projet actuellement encore en cours et soutenu par l'OFEN, la Haute école spécialisée bernoise étudie le comportement transitoire et la stabilité de la régulation P(U) de plusieurs onduleurs raccordés à la même ligne basse tension [3].

La transition énergétique, une vision systémique

Pour un réseau électrique efficace et sûr qui soutient le tournant énergétique, il faut une vision et de nouvelles approches de solutions. Pour une mise

en œuvre réussie, il est essentiel que la démarche soit comprise et soutenue par les collaborateurs des entreprises de réseau de distribution et par les clients. Pour cela, il faut des projets pilotes qui permettent de mieux comprendre les aspects techniques et démontrer concrètement les avantages. Un échange intensif avec les clients est également important pour réussir à communiquer de manière compréhensible sur ces sujets complexes.

Les gestionnaires de réseau de distribution et les clients peuvent s'accrocher à l'ancien système énergétique, mais ils freinent ainsi la transition énergétique et mettent en danger la sécurité et l'efficacité du réseau électrique. Si les ges-

tionnaires de réseau de distribution et les clients parviennent à se mettre d'accord sur de nouvelles approches intelligentes, il sera possible de soutenir la transition énergétique et de créer un réseau électrique sûr et efficace au profit de toutes les parties concernées.

Références

- [1] www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621004114
- [2] www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522001252
- [3] www.bfh.ch/de/forschung/forschungsprojekte/2021-602-995-416/



Auteur

Peter Cuony est responsable Produits chez Groupe E.
→ Groupe E, 1763 Granges-Paccot
→ peter.cuony@groupe-e.ch

Découvrez la solution pour les pièces connectées

La solution **SpaceLogic CRS** pour le CVC, l'éclairage et les store

Créez dès aujourd'hui
l'espace du futur.

La solution Connected Room offre la gestion complète de toutes les applications dans un seul système grâce à l'innovant **SpaceLogic IP Controller - RP-C**.

- Se connecter sans problème à des capteurs sans fil
- Ajouter des services à valeur ajoutée
- Concevoir des bâtiments de manière modulaire



se.com/ch/crs-fr

Life Is On | **Schneider**
Electric

© 2022 Schneider Electric. Tous droits réservés. Life Is On Schneider Electric est une marque commerciale appartenant à Schneider Electric SE, ses filiales et ses sociétés affiliées.