

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

Band: 106 (2015)

Heft: 3

Artikel: Production solaire et échaffements des câbles et des transformateurs

Autor: Degoumois, Fabien / Affolter, Jean-François

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856615>

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: 19.11.2024

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

Production solaire et échauffements des câbles et des transformateurs

Les équipements peuvent-ils supporter des surcharges passagères ?

Les nouvelles énergies renouvelables, telles que les énergies photovoltaïque et éolienne, occupent une place de plus en plus importante dans notre production d'électricité. Or, le changement de paradigme dû à l'avènement du consommateur-producteur décentralisé impose de nouveaux défis aux distributeurs d'énergie électrique. La HEIG-VD a mené une étude afin de déterminer comment les lignes aériennes, les câbles ou les transformateurs du réseau basse tension réagissent à l'introduction d'une centrale photovoltaïque dans leur environnement.

Fabien Degoumois, Jean-François Affolter

Historiquement, les lignes et les transformateurs de distribution dans les quartiers étaient dimensionnés afin de répondre aux besoins des consommateurs uniquement. En effet, le propriétaire d'un bâtiment souscrivait un abonnement auprès de son fournisseur d'électricité selon la puissance nécessaire. C'est-à-dire que la somme des puissances de chaque abonné, compte tenu d'un facteur de simultanéité, définissait la section des lignes aériennes ou des câbles enterrés, ainsi que la puissance du transformateur alimentant le groupe d'abonnés. Dans cette configuration orientée « consommateur », les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) n'avaient pas particulièrement besoin d'avoir une vision précise des courants transitant dans ces lignes, étant donné qu'il n'était a priori pas possible de les surcharger.

Du consommateur au producteur

Aujourd'hui, le contexte est différent car chaque consommateur peut devenir un producteur en installant, par exemple, des panneaux photovoltaïques sur son toit ou d'autres types de production d'énergie électrique. Il est même possible que ces « prosumers » puissent produire beaucoup plus de courant que ce qui était prévu par le dimensionnement de la ligne en fonction de leur abonnement.

Dans le cas d'une ferme ayant une surface de toiture importante exposée au soleil, il est courant que les propriétaires de l'installation produisent plusieurs fois l'équivalent de ce qu'ils consomment.

Avec la libéralisation du marché de l'énergie électrique et la politique de sortie du nucléaire de la Confédération helvétique, il est fort probable qu'à l'avenir les GRD soient confrontés régulièrement à ce genre de situation. Dans les cas les plus défavorables, ces derniers seront dans l'obligation de modifier la configu-

ration du réseau basse tension (BT) en changeant les câbles et/ou les transformateurs de distribution.

Une étude a donc été réalisée au sein de l'Institut d'énergie et de systèmes électriques (IESE) de la Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD) afin de déterminer comment les lignes aériennes, les câbles ou les transformateurs du réseau basse tension réagissent à l'introduction d'une centrale photovoltaïque dans leur environnement. L'objectif de cette étude était d'examiner si, dans un certain nombre de cas et dans quelle mesure, la surcharge passagère due à la production photovoltaïque serait acceptable par les câbles et les transformateurs.

Exemple d'intégration de production photovoltaïque

La **figure 1** illustre un départ de ligne avec plusieurs consommateurs et un point d'injection photovoltaïque. Cet exemple, relativement simple mais illustrant une réalité, sera exploité tout au long de cette étude. Dans ce cas, le producteur photovoltaïque est en réalité un « prosumer » produisant plus que ce qu'il ne consomme. Le courant ainsi injecté

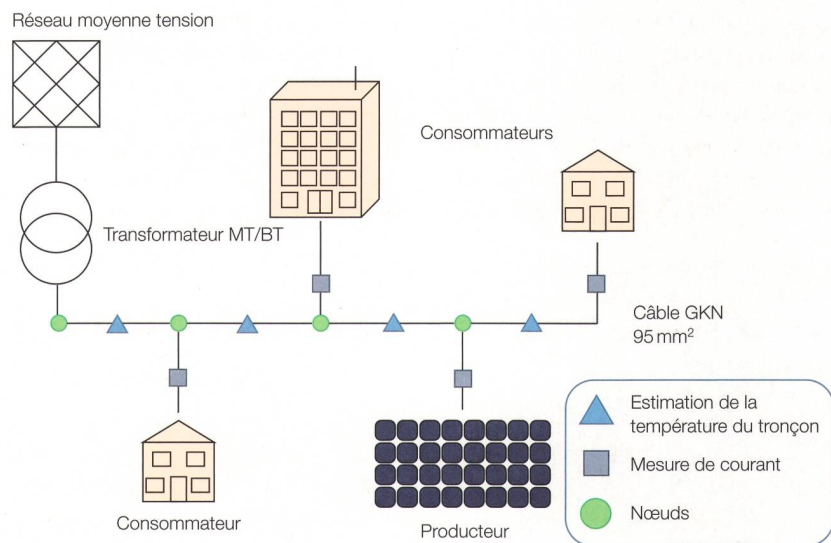


Figure 1 Illustration d'un départ basse tension dans un quartier d'habitation.

HEIG-VD

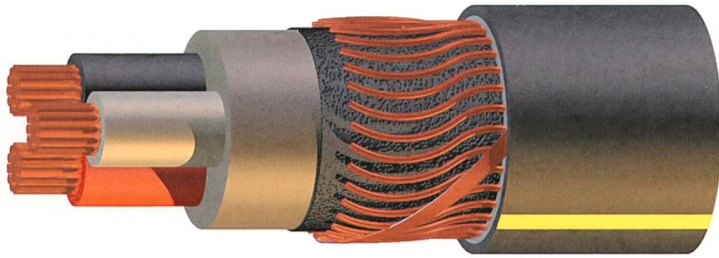


Figure 2 Vue des différentes couches d'un câble GKN (Nexans).

dans le réseau basse tension équivaut donc à la différence entre la production et la consommation de l'abonné.

La production solaire étant intermittente, il est nécessaire que les distributeurs d'énergie électrique aient une meilleure vision en temps réel de l'état du réseau basse tension car si les lignes et les transformateurs sont surchargés, ils doivent pouvoir intervenir de la manière la plus simple et économique possible. En effet, il n'est pas toujours nécessaire de remplacer les lignes ou les transformateurs par des équipements de puissances supérieures. Il est possible de couper les pointes de production critiques, par exemple :

- en stockant l'énergie dans des accumulateurs ;
- en la consommant localement ;
- en chauffant l'eau sanitaire du bâtiment ;
- ou encore en bridant tout simplement la production au niveau des onduleurs d'injection.

Une autre solution peut être envisagée : laisser passer la surcharge temporaire pour autant que le facteur de charge du réseau et les températures admissibles par le matériel le permettent. Si les lignes aériennes ne se prêtent pas à cet exercice car leur constante de temps à l'échauffe-

ment est trop courte, les câbles souterrains et les transformateurs sont des candidats potentiels pour cette pratique.

Estimation des échauffements

Les courants transitant dans les équipements provoquent des échauffements par effet Joule. Or, ces élévations de température peuvent endommager les installations de distribution. La limite thermique des câbles et transformateurs étant connue, il est possible, à l'aide de modèles prédictifs liés à l'ensoleillement, aux courbes de charges des consommateurs et aux courbes de production des centrales d'injection, d'anticiper les pointes de puissances photovoltaïques.

Les GRD pourraient donc être intéressés, à terme, à avoir des points de mesure de courant sur des endroits stratégiques du réseau afin d'en estimer par la suite les élévations de température, comme le montre la **figure 1**. Plusieurs techniques sont en développement pour ce faire, soit à l'aide de mesures directes [1] ou/et à l'aide d'algorithmes spécialisés [2-3].

Modélisation thermique des câbles

Lorsqu'un courant électrique parcourt un câble, celui-ci subit un échauffement

et donc une élévation de température. La puissance thermique dissipée par le câble par effet Joule est proportionnelle au carré du courant y circulant. Cette chaleur va se dissiper par conduction de manière radiale à partir de l'âme en cuivre jusqu'à la dernière couche de gaine isolante, puis au travers du milieu dans lequel le câble est enterré.

Dans l'exemple présenté ici, un câble tripolaire de 95 mm^2 a été choisi (**figure 2**). En se référant à l'analogie entre les circuits électriques et thermiques, il est possible de voir le câble comme une mise en série de sources de chaleur Q et de résistances thermiques R (**figure 3**). Afin de prendre également les régimes transitoires en considération, il est possible d'ajouter au modèle des capacités thermiques C en parallèle. Ces dernières dépendent du matériau et de sa géométrie [4].

L'ampérage nominal donné par les fournisseurs tient compte d'un facteur de pertes (LF, loss factor), dépendant de la courbe de charge du réseau, usuellement d'environ 0,63. L'utilisation de ce modèle permet d'estimer en tout temps la température du câble en se basant sur le courant (les pertes) en temps réel ou d'appliquer un modèle « worst case » permettant d'évaluer les limites de la liaison. À noter que la température maximale conseillée pour un câble de ce type est de 90°C .

Modélisation thermique des transformateurs

En connaissant le courant total transitant au travers des enroulements du transformateur, il est également envisageable de calculer l'augmentation de température de ces derniers et plus précisément de leur partie la plus chaude. Ce « point chaud » permet d'estimer la durée de vie du transformateur. En effet, le vieillissement des enroulements dépend du stress thermique que ceux-ci endurent.

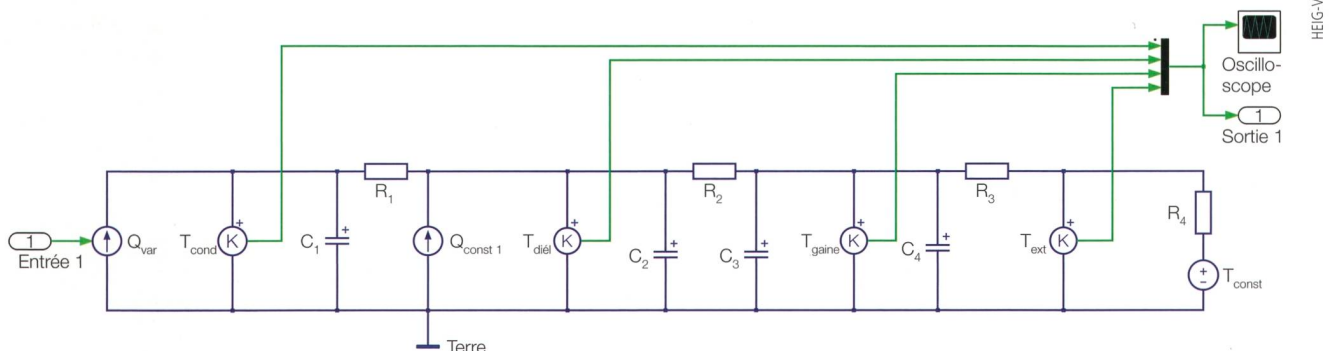


Figure 3 Circuit équivalent d'un câble monophasé basse tension (sans le sol).

HEIG-VD

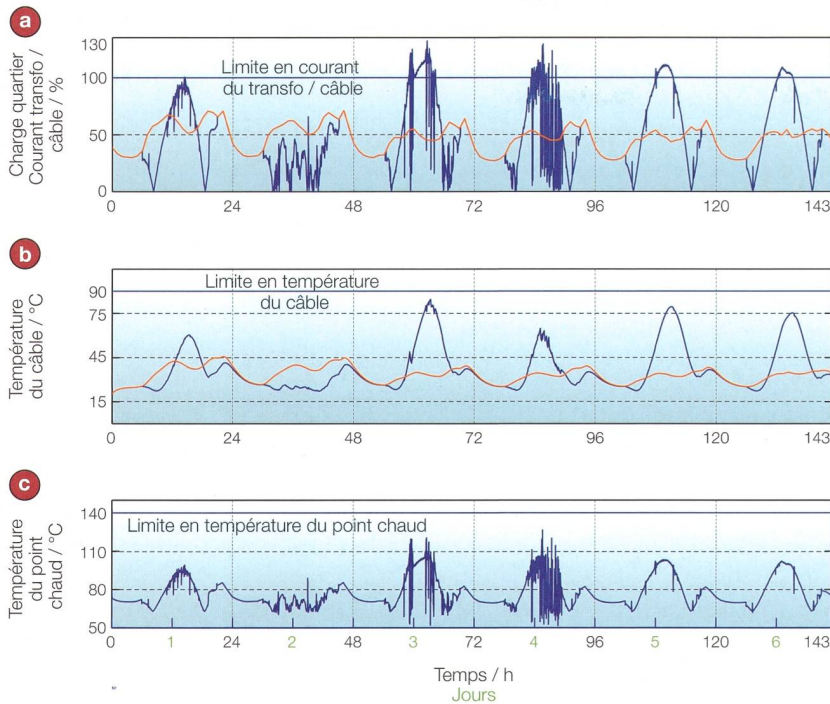


Figure 4 Allures des puissances (a), ainsi que des températures du câble (b) et du point chaud du transformateur (c), avant (en rouge) et après (en bleu) l’implémentation de la centrale photovoltaïque.

L’estimation de la température de la partie la plus chaude de l’enroulement est calculée selon la norme en vigueur [5] en émettant l’hypothèse que l’échauffement de l’huile à l’intérieur de la cuve augmente linéairement depuis le bas jusqu’au sommet, tout comme l’échauffement du conducteur. L’échauffement du point chaud est supérieur à celui du conducteur d’un certain facteur spécifique à la taille du transformateur, à son impédance de court-circuit et à la conception de l’enroulement.

Les exposants d’huile et d’enroulement, qui correspondent respectivement aux pertes exponentielles pour le calcul de l’échauffement de l’huile au sommet de la cuve et de l’échauffement des enroulements, permettent d’estimer le point chaud en fonction de la charge du transformateur de distribution. De plus, la variation de la température ambiante au fil de la journée peut également être intégrée au modèle. À noter que pour un type de charge cyclique les courants admissibles ne doivent pas dépasser 50% du courant nominal. De plus, la température du point chaud des parties métalliques en contact avec l’huile ne devrait pas excéder les 140°C.

À noter que l’estimation du vieillissement thermique des appareils de transformation est donnée par des équations

empiriques et dépendent fortement du type de papier isolant du transformateur.

Cas d’étude

Dans le cas d’étude présenté ici, une importante centrale photovoltaïque a été implantée dans un quartier alimenté par

un transformateur de distribution. L’allure temporelle de la puissance transitant au travers du transformateur et du départ de la ligne après l’ajout de la centrale est représentée en bleu dans la **figure 4a**, tandis que la charge sans centrale figure en rouge. Cette situation s’inspire d’un quartier existant.

Bien que, comme illustré dans la **figure 4a**, le câble soit surchargé, parfois à près de 30% des valeurs nominales, les niveaux de températures ne sont pas critiques et, en conséquence, le câble ne sera pas endommagé (**figure 4b**). En effet, il lui faut presque deux heures pour atteindre sa température maximale après que le pic de puissance dû à la production photovoltaïque est passé (**figure 4b**). L’intermittence de la production, due aux nuages passagers, produit également un effet de retard dans l’échauffement du câble. Il arrive aussi que le câble soit moins chaud par des temps peu ensoleillés, comme cela est visible dans la **figure 4b**.

L’évolution du point chaud du transformateur (**figure 4c**) est plus sensible que celle du câble au passage du courant photovoltaïque. La température maximale de 140°C n’est néanmoins jamais atteinte. Selon la relation semi-empirique de la norme, la durée de vie du transformateur, généralement supérieure à 30 ans, serait réduite d’environ un jour sur les 6 jours de test, soit quelques dizaines de jours par an en considérant les semaines similaires en ensoleillement à celle présentée

Zusammenfassung Produktion von Solarstrom und Aufheizung von Leitungen und Transformatoren

Halten Komponenten eine kurzzeitige Überlastung aus?

Der durch den vermehrten Einsatz dezentral einspeisender Stromerzeuger stattfindende Paradigmenwechsel stellt die Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Im ungünstigsten Fall muss die Konfiguration des NS-Netzes (Niederspannung) modifiziert werden: Leitungen bzw. Netztransformatoren müssen ausgetauscht werden. Die Haute école d’ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD) hat eine Studie durchgeführt, um zu untersuchen, ob und in welchem Umfang Transformatoren und die unterirdisch verlegten Leitungen eines NS-Netzes einer temporären Überlast standhalten können. Die Aufheizung dieser Komponenten ist eine kritische Grösse für den Netzbetrieb und für den einwandfreien Zustand der Anlage. Das vorgeschlagene Verfahren besteht darin, eine Echtzeitmessung des Lastflusses an einigen strategischen Netzpunkten durchzuführen, um die Erwärmung der Komponenten direkt zu messen bzw. mit Hilfe von Algorithmen abschätzen zu können. Bei dem in der Studie untersuchten Fall einer grösseren Fotovoltaikanlage in einem über einen Verteiltransformator versorgten Viertel erreichten die Temperaturwerte kein kritisches Niveau, obwohl die Leitungsüberlast manchmal fast 30% des jeweiligen Nennwerts betrug. Allerdings wird die Lebensdauer des Transformators durch kurzzeitige Überlastungen verkürzt. Wenn die vorherrschenden Lastflüsse besser bekannt und eine genaue Schätzung der komponentenspezifischen Temperaturanstiege möglich wären, könnte der Verteilernetzbetreiber die einzelnen Anlagenelemente, wie beispielsweise Speicherlösungen, gezielter dimensionieren.

CHe

en **figure 4**. Il est à noter que la durée de vie a été considérée pour des isolants en papier thermiquement amélioré.

Conclusions

L'étude présentée dans cet article a permis de démontrer que l'ajout de dispositifs de mesure à des endroits stratégiques du réseau basse tension, doublé de quelques modèles de calculs, permettrait au GRD de mieux contrôler les flux de puissance provenant des stations de production décentralisée.

Les échauffements des câbles et des transformateurs sont les grandeurs critiques pour l'exploitation du réseau et la bonne tenue du matériel. À l'instar des fusibles et disjoncteurs qui protègent les groupes électriques dans les bâtiments, des points de mesures combinés à un algorithme dédié permettent de protéger les installations malgré des dépassements occasionnels des valeurs limites en courant.

La gestion des réseaux BT incluant des centrales de production décentrali-

sées passe par une meilleure connaissance des flux de puissance transitant, ainsi que par une estimation précise des échauffements, et ce, afin de dimensionner judicieusement les différents appareils tels que les câbles, les onduleurs, certaines charges ou encore les stations de stockage. Ainsi, il est possible d'éviter le remplacement onéreux d'installations existantes et fonctionnelles tout en garantissant un approvisionnement en nouvelles énergies renouvelables.

Références

- [1] www.depsys.ch.
- [2] M. Paolone, A. Borghetti et C. Nucc: Development of an RTU for synchrophasors estimation in active distribution networks. 2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future, 2009.
- [3] L. Zanni, S. Sarri, M. Pignati, R. Cherkaoui and M. Paolone: Probabilistic Assessment of the Process-Noise Covariance Matrix of Discrete Kalman Filter State Estimation of Active Distribution Networks. Proceedings of the 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Vol. 1, pp. 1-6, 2014.
- [4] J.-F. Affolter: An improved methodology for transient analysis of underground power cables using

- electrical network analogy. IEEE Transaction on Power Delivery 7(4), pp. 1724-1734, October 1992.
[5] IEC 60076-7:2005: IEC Central Office, CH-1211 Geneva 20.

Auteurs

Fabien Degoumois est ingénieur HES en énergie électrique. Il a obtenu son Bachelor à la Haute école d'ingénierie de Sion en 2012. Il poursuit actuellement un Master of sciences in engineering à la HES-SO (Haute école spécialisée de Suisse occidentale). En parallèle, il collabore comme assistant à l'Institut d'énergie et systèmes électriques de la HEIG-VD.

HES-SO/HEIG-VD, 1401 Yverdon-les-Bains,
fabien.degoumois@heig-vd.ch

Jean-François Affolter, M. Eng et membre d'Electrosuisse, est professeur en énergie et systèmes électriques à la HEIG-VD depuis 1995. Son expérience professionnelle se situe dans les réseaux, la production et le transport d'énergie électrique. Ses sujets de recherches sont actuellement focalisés sur l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux et la mobilité.

HES-SO/HEIG-VD, 1401 Yverdon,
jean-francois.affolter@heig-vd.ch

Cette étude s'inscrit dans un projet de recherche interécoles de la HES-SO portant sur la gestion et la protection des réseaux BT. Les auteurs tiennent à remercier la société EOS-Holding (Energie Ouest Suisse) qui en a fourni le cadre et le financement.

Anzeige

Smart Home - Intelligentes Wohnen - 19. März 2015

ITG-Fachtagung mit Ausstellung:

Vernetzung im Wohnbereich – Wegweiser zu Trends und Lösungen für Wohnbauten

Unterschiedliche Kommunikationsstrukturen und Protokolle. Wo sind die Schwierigkeiten? Wir zeigen Visionen der Zukunft und Beispiele der Gegenwart.

Informationen: www.electrosuisse.ch/itg