

Services complémentaires dans un réseau de distribution

Plus qu'une simple production d'énergie

Cet article présente un système de production décentralisée (PD) constitué par des piles à combustible associées à un système d'accumulation composé de supercondensateurs et de batteries. La PD est connectée au réseau de distribution par un convertisseur statique, contrôlé de façon à fournir quelques services complémentaires en plus de l'énergie à vendre.

J.-F. Affolter, G. Carpinelli, M. Carpita, M. Mangoni

La libéralisation du marché de l'énergie électrique a contribué de manière significative à augmenter la présence de production décentralisée, PD (distributed generation, DG) dans les réseaux électriques de distribution. Ces derniers ne peuvent plus être considérés comme réseaux passifs, mais comme réseaux actifs, dans lesquels la puissance peut aussi être générée du côté consommateur.

Les réseaux peuvent aussi être considérés actifs grâce aux nouvelles possibilités des systèmes de production décentralisée capables d'offrir des services supplémentaires à la simple production d'énergie, que nous dénommerons ici services complémentaires (Ancillary Services) [1].

En général, les services complémentaires sont des services nécessaires pour garantir le fonctionnement optimal du «service principal» de fourniture de l'énergie électrique. Ils sont très importants pour assurer un service de fourniture de l'énergie électrique (vente aux utilisateurs finaux) caractérisé par des niveaux adéquats de fiabilité et qualité.

Parmi les exemples de services complémentaires on trouve [1]:

- réglage de tension (voltage control),
- suivi de la charge (load following),
- réserve tournante (spinning reserve),
- réserve supplémentaire (non spinning reserve),
- alimentation de secours (back-up supply),
- compensation des perturbations de la qualité du service (power quality disturbances compensation) avec, en particulier, la compensation harmonique (harmonic compensation),
- stabilité du réseau (network stability),

- effacement des pointes de charge (peak shaving).

Beaucoup d'installations typiques de la PD, les piles à combustibles, les micro-turbines, les systèmes photovoltaïques et de plus en plus souvent les éoliennes, ont besoin de systèmes de conversion statique comme interface avec le réseau de distribution [2]. En agissant sur les caractéristiques du système de contrôle des convertisseurs, il est possible d'implanter dans un système de PD différents services complémentaires. On peut citer, par exemple, le réglage de tension (voltage regulation), le suivi de la charge (load following), l'alimentation de secours en cas de panne du réseau (back-up service), la compensation des harmoniques (ac-

tive filtering), etc. Ces fonctions complémentaires augmentent de manière décisive l'intérêt stratégique de la PD et peuvent contribuer à réduire, parfois de manière significative, les temps de retour des capitaux investis.

Le système de PD proposé

Le schéma du système PD proposé est montré à la figure 1 [3-4]. Il est composé de deux sous-systèmes: une pile à combustible (PEM) associée à un système de stockage de batteries au plomb (application stationnaire) associées à des supercondensateurs. Cette structure présente des nombreux avantages:

- Les piles peuvent être dimensionnées pour la puissance moyenne, donc les frais d'investissement sont réduits.
- Les variations rapides de puissance sont gérées par les dispositifs d'accumulation.
- Les supercondensateurs permettent de réduire le nombre de cycles de charge et de décharge des batteries.

Chaque sous-système est doté de son propre convertisseur pour adapter les différents niveaux de tension à la tension du bus continu (DC link) et gérer les échanges internes d'énergie. L'installation est connectée au réseau de distribution par

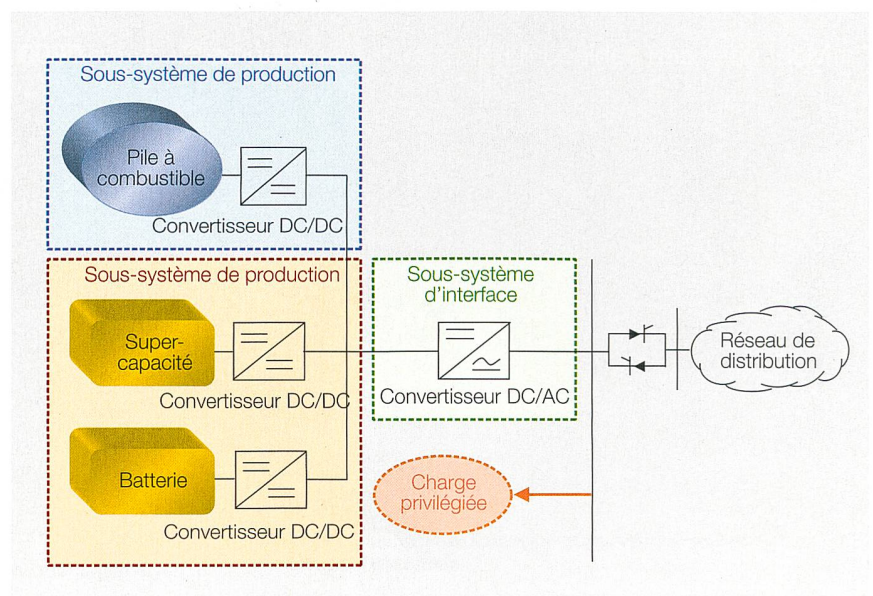


Figure 1 Le système de production décentralisée proposé.

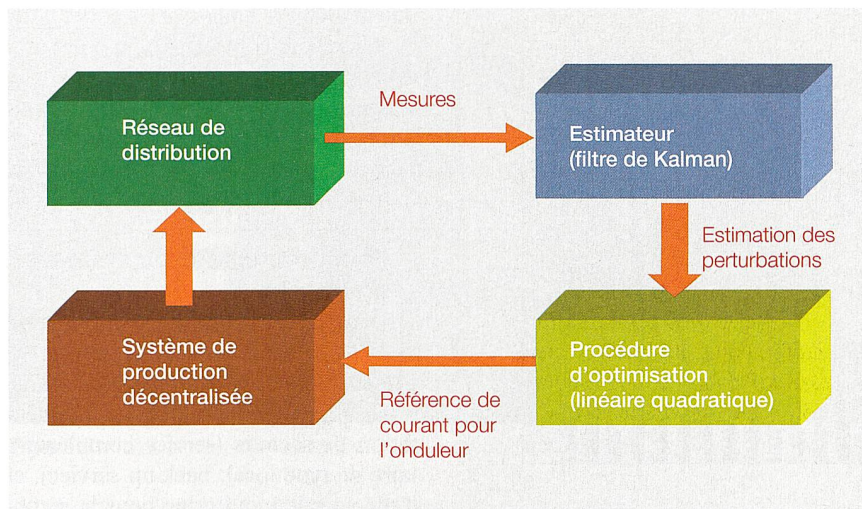


Figure 2 Procédure de génération de références du courant en temps réel.

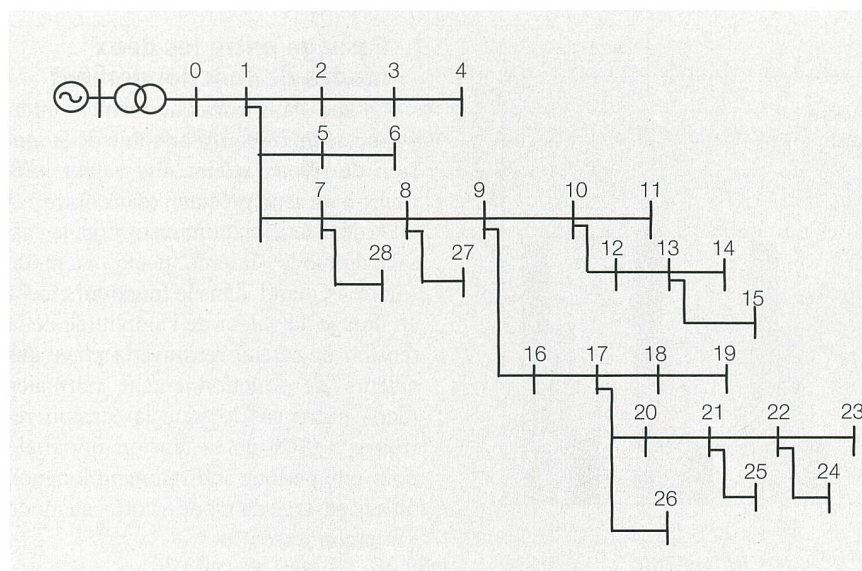


Figure 3 Système considéré pour les simulations numériques.

un onduleur et un interrupteur statique. L'onduleur alimente en même temps une charge privilégiée.

Réglage du système

En conditions normales, l'installation est connectée au réseau et fonctionne en « grid-connected mode ». En cas d'interruption ou de creux de tension dans le réseau, il peut être déconnecté rapidement grâce à l'interrupteur statique, passant ainsi au fonctionnement en îlotage (island-mode) [5].

Conditions normales de fonctionnement du système en mode connecté au réseau

Dans ce mode de fonctionnement, l'installation de PD est capable de fournir des services complémentaires incluant, par exemple, l'alimentation d'une

« charge privilégiée » et aussi la compensation des perturbations concernant la qualité de la puissance (power quality): compensation des harmoniques, compensation des dissymétries, etc. Les services complémentaires peuvent être de type « local » et indépendants (comme c'est le cas du « load following ») ou complémentaires au niveau du réseau ou dans une zone du réseau avec des charges sensibles (comme par exemple la compensation des harmoniques de tension dans des nœuds différents du nœud où la PD est branchée). On parle ainsi de réglage « de zone » ou « de système » [6].

L'onduleur triphasé, de type U (VSI, voltage source inverter) travaille avec réglage du courant de sortie. La référence de courant pour l'onduleur est la somme d'un courant à la fréquence de réseau et

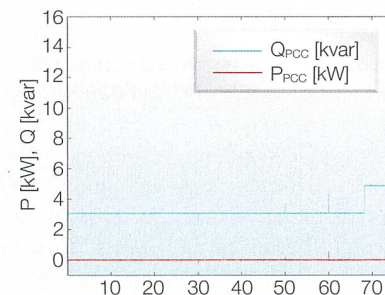


Figure 4 Puissance active et réactive (P_{PCC} , Q_{PCC}) au PCC (Point of Common Coupling).

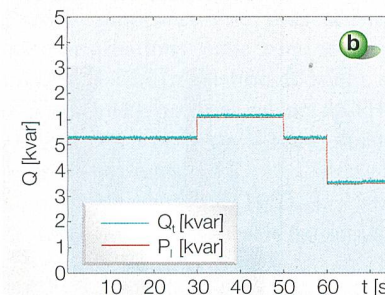
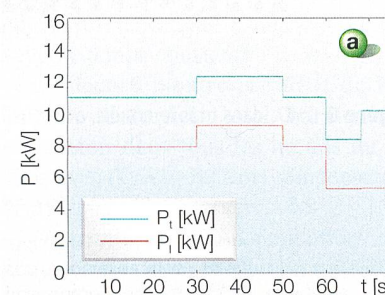


Figure 5 Puissance active (a) et réactive (b) demandées par la charge et fournies par le système de production décentralisée.

d'un courant pour la compensation des perturbations.

La référence de courant à la fréquence de réseau dépend de la puissance active livrée au réseau et de la puissance active et réactive demandée par la charge privilégiée. En comparant la somme des puissances demandées par la charge privilégiée et par le réseau avec la puissance produite par la pile à combustible, deux cas sont possibles :

- si cette somme est plus grande, la puissance manquante est fournie par le système de stockage;
- si elle est plus petite, la puissance en excès est utilisée pour recharger le système de stockage (si nécessaire) ou fournie au réseau.

La référence de courant pour la compensation des perturbations est déterminée par une stratégie de contrôle qui

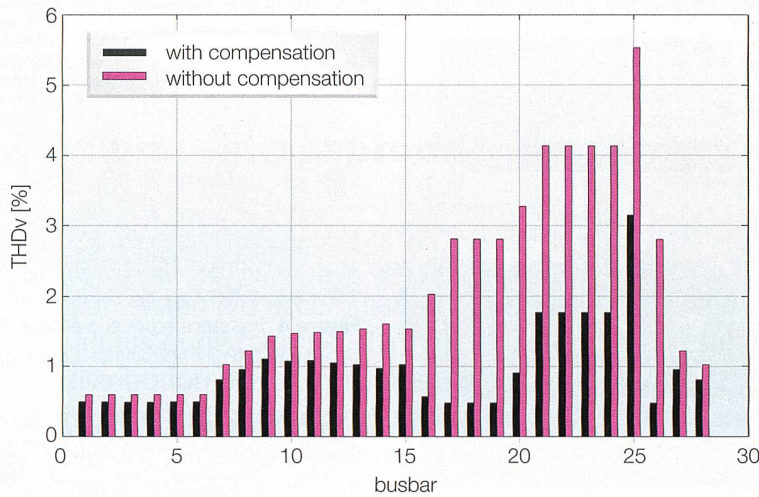


Figure 6 THD_v dans tous les nœuds, avec (THD_{vC}) et sans compensation (THD_{vSC}).

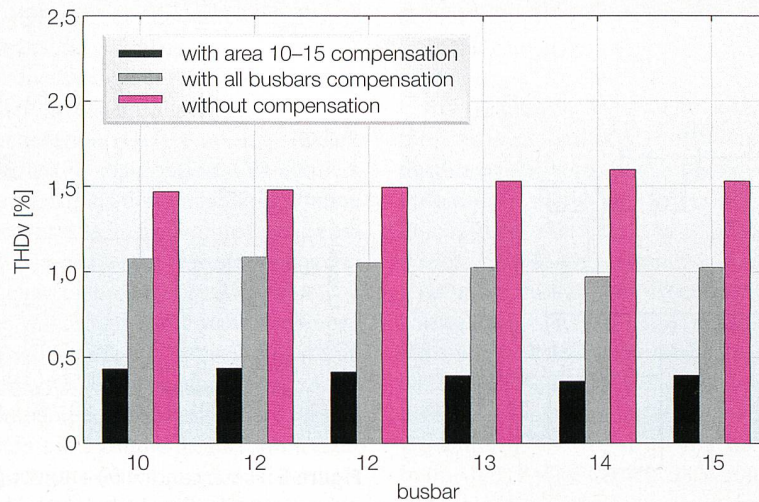


Figure 7 THD_v dans tous les nœuds, avec (THD_{vC}) et sans compensation (THD_{vSC}).

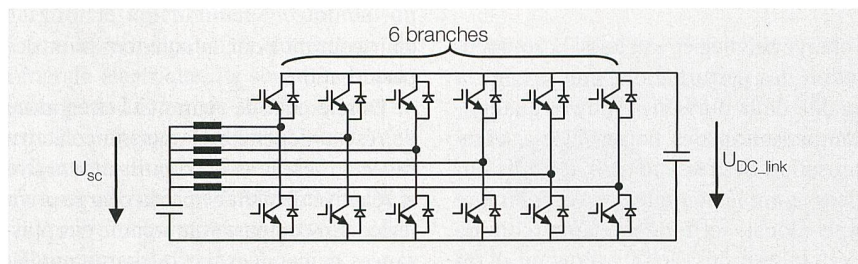


Figure 8 Convertisseur DC/DC bidirectionnel multibranches.

permet le réglage « de zone » ou « de système ».

Le principe de cette procédure en temps réel est illustré à la figure 2.

Les mesures des grandeurs électriques dans le réseau de distribution sont utilisées comme entrées d'un estimateur, basé sur un filtre de Kalman. L'estimateur fournit une estimation en temps réel des perturbations du réseau à compenser.

Une procédure d'optimisation permet d'obtenir le courant de référence pour l'onduleur. Les détails mathématiques sont au-delà des buts de cette communication. Le lecteur intéressé aux développements analytiques peut faire référence à [3, 4, 6].

Les supercondensateurs sont contrôlés afin de conserver le niveau nominal de la tension continue à l'entrée de l'on-

duleur (400 V), tandis que les piles à combustibles sont contrôlées, afin d'imposer un courant constant sur le bus DC. La batterie est contrôlée en courant pour suivre la charge quand elle demande une puissance plus grande que la puissance fournie par la pile à combustible.

Fonctionnement du système en îlotage

Dans ce cas l'onduleur travaille avec un réglage de la tension de sortie [5]. L'onduleur s'occupe d'alimenter la charge privilégiée, de fournir le service d'alimentation de secours (service complémentaire de type local: back-up service), et d'effectuer le monitoring pour la reconnexion au réseau lors du retour de la tension.

Passage entre les deux modes de fonctionnement

Quand, dans le fonctionnement interconnecté au réseau, le module de la tension de réseau atteint une valeur inférieure à un seuil préétabli (dans notre cas 90 % de la tension nominale), on a le passage du mode « interconnecté » au mode « îlot ». Quand, dans le fonctionnement en îlotage, la valeur de l'amplitude de la tension de réseau retrouve la plage des valeurs de fonctionnement normales (dans notre cas lorsque la tension retrouve > 90 % de la tension nominale pour une période suffisamment longue), on a le passage du mode « îlot » au mode « interconnecté ».

Simulations au niveau de système

Le système étudié est un réseau de distribution avec 29 nœuds en basse tension, 0,4 kV, alimentés par une barre en MT 20 kV (figure 3). Le transformateur MT/BT a une puissance nominale de 250 kVA. Les valeurs des modèles du réseau et des charges alimentées sont reportées en [4].

L'installation de production décentralisée, une pile à combustible de 10 kW, est connectée au nœud 9. Les charges qui introduisent des distorsions des formes d'onde dans le réseau ont été modélisées par deux redresseurs à thyristors (2 kW et 16 kW), avec angle d'allumage de 20°, qui simulent la présence de plusieurs sources de distorsion de courant dans le réseau en basse tension. Ils sont connectés aux nœuds 14 et 25. Le système a été analysé en utilisant le logiciel Matlab Power System Blockset. Par la suite, on montrera deux cas:

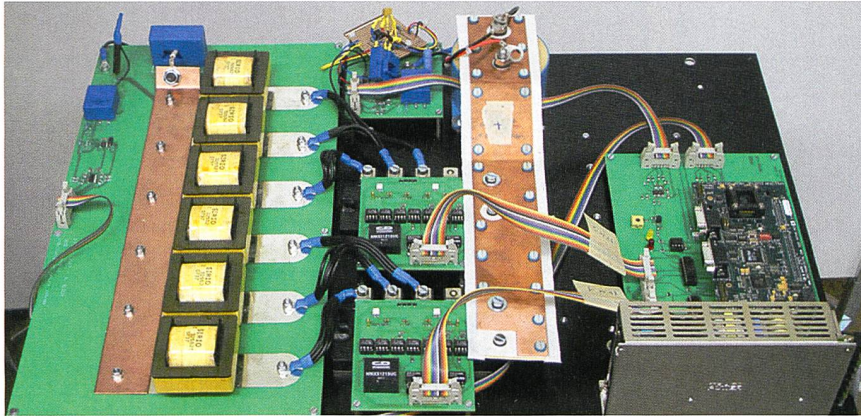


Figure 9 Prototype du convertisseur DC/DC bidirectionnel multibranches.

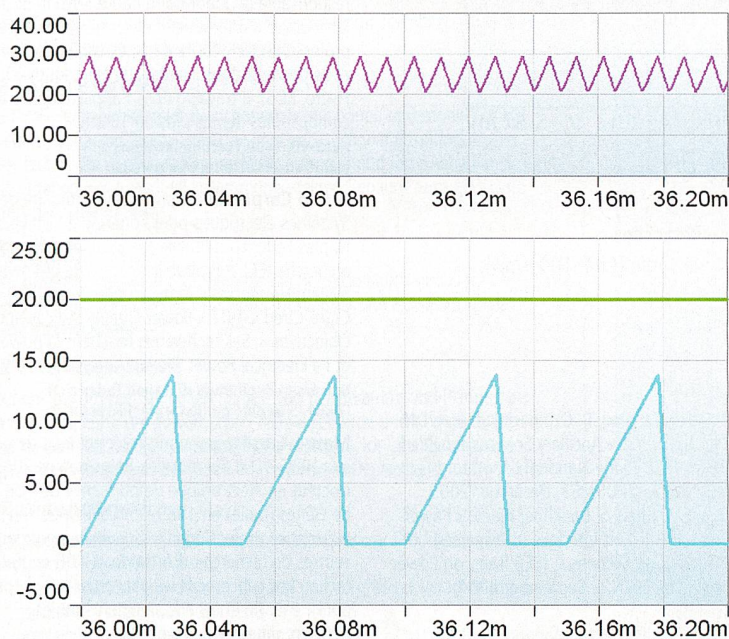


Figure 10 Simulations du convertisseur DC/DC bidirectionnel multibranches.

1 : courant dans une des inductances (5 A/div); 2 : tension de sortie (100 V/div);
3 : courant d'entrée (20 A/div); $U_1 = 40$ V, $U_2 = 400$ V, $P = 1$ kW.

- l'installation de production fournit le service de « load following »,
- le service de compensation des perturbations.

Dans la simulation concernant le service de load following, les « poids » [6] utilisés dans l'algorithme de génération de la référence de courant (de l'onduleur pour la compensation des distorsions des tensions) sont les mêmes que dans tous les nœuds du réseau basse tension.

La figure 4 montre la puissance active et réactive (P_{PCC} , Q_{PCC}), échangée dans le nœud d'interconnexion avec le réseau de distribution (PCC, point of common coupling). De la figure 4, on déduit que la puissance active introduite dans le réseau est au moins égale à 3 kW, quantité assu-

mée minimum pour le service de production d'énergie, tandis que la puissance réactive est toujours nulle.

A la figure 5 sont reportées les puissances active (a) et réactive (b) demandées par la charge P_i et Q_i ainsi que celles fournies par l'installation, P_i et Q_i . De la figure 5 (a), on remarque que jusqu'à l'instant $t = 60$ s, la différence entre la puissance active fournie par l'installation P_i et la puissance active demandée par la charge privilégiée P_i , comme prévu théoriquement, est égale aux 3 kW fournis au réseau de distribution. Dans la période (60 s, 68 s), la charge préférentielle demande une puissance active plus faible de 7 kW, $P_i < 7$ kW en figure 5. Une partie de P_i est utilisée pour recharger les

systèmes d'accumulation et 3 kW sont fournis encore une fois au réseau de distribution. Finalement, pour $t > 68$ s, la charge préférentielle demande toujours une puissance active plus petite que 7 kW, $P_i < 7$ kW en figure 5 (a). Mais, étant donné que les systèmes d'accumulation sont désormais complètement chargés, la P_{PCC} fournie au réseau de distribution est plus grande que la quantité minimum établie (3 kW), comme montré à la figure 4. De la figure 5 (b) on voit que la puissance réactive produite par l'installation, comme théoriquement prévisible, est égale à celle demandée par la charge préférentielle pour tout l'intervalle de temps considéré.

La figure 6 montre la valeur du facteur de distorsion total harmonique de tension dans tous les nœuds du réseau, avec (THD_{VC}) et sans compensation (THD_{VSC}).

Dans une deuxième simulation, une zone du réseau de distribution a été identifiée, dans laquelle sont branchées des charges supposées être plus sensibles aux perturbations; cette zone inclut les nœuds 10 à 15 (régulation de zone).

La figure 7 reporte les valeurs du THD_V en tous les nœuds de la zone sensible dans les cas suivants:

- sans compensation (THD_{V1});
- avec compensation égale dans tous les nœuds du réseau (THD_{V2});
- avec un niveau de compensation plus grand dans les nœuds de la zone A (THD_{V3}).

L'installation de production décentralisée, dotée du contrôle décrit dans le paragraphe 2, permet d'obtenir une bonne compensation dans les nœuds avec charges sensibles.

Réalisation du prototype

Le développement du prototype de la PD est en cours. Pour ce qui concerne la réalisation expérimentale du système, on a pour l'instant réalisé un nouveau type de convertisseur DC/DC bidirectionnel pour l'alimentation des supercondensateurs.

Le convertisseur DC/DC pour les supercondensateurs a les caractéristiques suivantes:

- tension nominale du bus continu: 400 V,
- tension des supercondensateurs: variable entre 36 et 72 V,
- puissance transitant par le convertisseur: 3 kW.

La topologie proposée est un convertisseur multibranches ou à canaux multi-

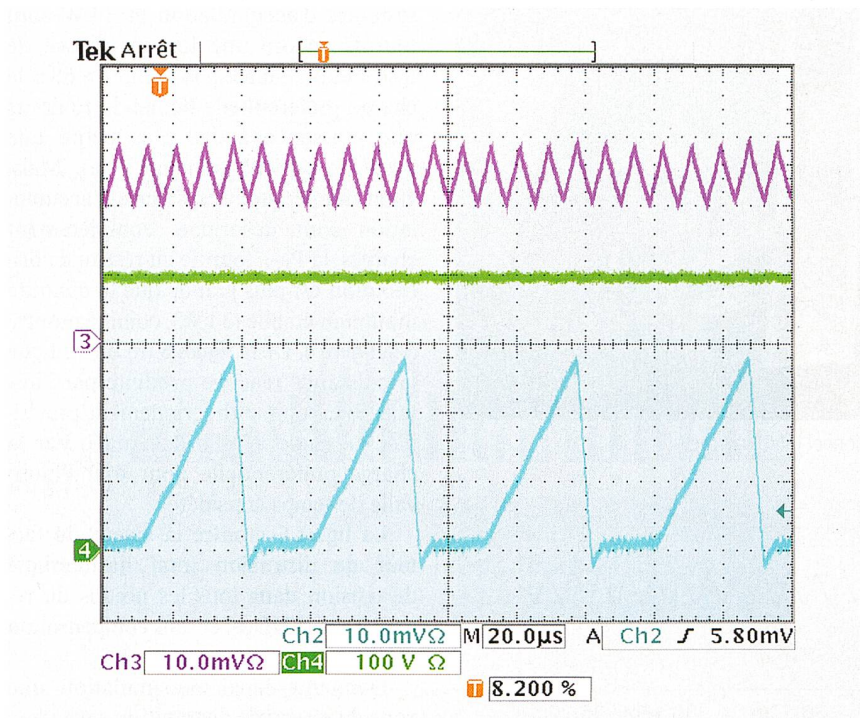


Figure 11 Mesures du convertisseur DC/DC bidirectionnel multibranches.

1 : courant dans une des inductances (Ch2, 5 A/div); 2 : tension de sortie (Ch4, 100 V/div); 3 : courant d'entrée (Ch3, 10 A/div); $U_1 = 40$ V, $U_2 = 400$ V, $P = 1$ kW.

ples entrelacés contrôlé en régime discontinu [7]. Cette topologie, montrée à la **figure 8**, présente de nombreux avantages: un échange de puissance bidirectionnel, élimination du transformateur élévateur pour adapter les niveaux de tension entrée-sortie, obtention d'une faible ondulation de courant, etc).

Le prototype du convertisseur réalisé est montré à la **figure 9**. Les allures simulées et mesurées du courant d'entrée, du courant dans une des inductances et de la tension de sortie du convertisseur (mode step-up, régime établi) sont montrées à la **figure 10** et à la **figure 11**.

Conclusions

Dans cet article, une installation de production décentralisée a été analysée, avec des piles à combustible et un système d'accumulation de batteries au plomb et supercondensateurs, connectés à un réseau de distribution basse tension au moyen d'un convertisseur statique.

L'installation est apte à fournir à la fois le service de production d'énergie et, en plus, d'utiles services complémentaires, tels que le « load following », le service d'alimentation de secours, ainsi que la compensation de quelques perturbations de la qualité du service, de zone ou de système.

Références

- [1] J.B. Campbell, T.J. King, B. Ozpineci, D.T. Riza, L.M. Tolbert, Y. Xu, X. Yu: « Ancillary Services Provided from DER », OAK Ridge National Laboratory, Report ORNL/TM-2005/263, December 2005.
- [2] F. Blaabjerg, Z. Chen, S. Baekhoej Kjaer: « Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems », IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 19, N. 5, September 2004, pp. 1184–1194.
- [3] A. Bracale, C. Di Perna, M. Mangoni, D. Proto: « Dispersed Generators Providing Ancillary Services through Power Electronic Interfaces: a Hybrid System », IEEE/PES International Conference UPEC 2008, Padova (Italy), September 2008.
- [4] R. Angelino, A. Bracale, G. Carpinelli, M. Mangoni, D. Proto: « A Fuel Cell-based Dispersed Generation System Providing Local and System Ancillary Services through Power Electronic Interfaces », submitted to IEEE Trans. on Power Delivery.

Interfaces », submitted to IEEE Trans. on Power Delivery.

- [5] C. Henze, N. Mohan, R. Tirumala: « Seamless Transfer of Grid-Connected PWM Inverters between Utility-Interactive and Stand Alone Modes », IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2002. APEC 2002, Vol. 2, pp. 1081–1086.
- [6] G. Carpinelli, A. Griffo, D. Lauria and A. Russo: « An Optimal Control Strategy for Power Quality Enhancement in a Competitive Environment », Electrical Power and Energy Systems, Vol. 29, 2007, pp. 514–525.
- [7] B. Destraz, Y. Louvrièr, and A. Rufer: « High efficient interleaved multichannel DC/DC converter dedicated to mobile applications », IEEE IAS Conference, Tampa, Florida, USA, 2006.

Informations sur les auteurs

Jean-François Affolter enseigne l'énergie électrique à la HEIG-VD depuis 1995. Il est responsable du laboratoire haute tension et du laboratoire d'énergétique électrique. Son expérience professionnelle débute dans les câbleries (Cortailod) et se poursuit dans les réseaux électriques (Ontario Hydro, EOS). Il travaille dans l'application de piles à combustibles depuis plus de 10 ans.

HEIG-VD, 1400 Yverdon-les-Bains,
jean-françois.affolter@heig-vd.ch

Guido Carpinelli est professeur ordinaire de Systèmes électriques pour l'énergie à l'Université de Naples Federico II (Italie). Il est membre du groupe de recherche IEEE « Probabilistic Aspects of Power System Harmonics » et du groupe de travail Cigré-Cired C4-07 « Power Quality Indices and Objectives ». Ses recherches touchent la power quality et l'« Electrical Power System Analysis ».

Università degli Studi di Napoli Federico II,
IT-80125 Napoli, guido.carpinelli@unina.it

Mauro Carpita enseigne l'électronique de puissance à la HEIG-VD d'Yverdon-les-Bains depuis 2003.

Docteur en électronique de puissance de l'Université de Gênes (Italie) en 1989, il a développé son expérience professionnelle principalement dans les centres de recherche d'Ansaldo et ABB en Italie. Ses recherches concernent les convertisseurs de puissance pour l'énergie et les entraînements réglés.

HEIG-VD, 1400 Yverdon-les-Bains,
mauro.carpita@heig-vd.ch

Marzia Mangoni est doctorante à l'Université Federico II de Naples (Italie). Ses intérêts actuels sont centrés sur la production décentralisée et les Services Système (Ancillary Services) pour le réseau de distribution à travers l'interface d'électronique de puissance.

Università degli Studi di Napoli Federico II,
IT-80125 Napoli, marzia.mangoni@unina.it

Zusammenfassung

Zusatzleistungen im Versorgungsnetz

Die Rolle von Speicherelementen

Dieser Artikel stellt ein System für die dezentralisierte Produktion (DP) vor, das aus Brennstoffzellen besteht, die an ein Speichersystem mit Doppelschicht-Kondensatoren und Akkus angeschlossen sind. Die DP wird über einen statischen Umrichter an das Versorgungsnetz angeschlossen, der so eingestellt ist, dass zusätzlich zur Energie, die verkauft werden kann, einige Zusatzleistungen resultieren. Das System wurde so konzipiert, dass es nicht nur « lokale » und unabhängige Zusatzleistungen bietet wie z. B. « Load Following » oder eine Notversorgung bei Netzpannen (Back-up), sondern auch Zusatzdienste für alle Netzknoten, die sensible Lasten aufweisen. Die Zonen- oder Systemregulierung umfasst beispielsweise den Ausgleich von Störungen in der Spannungsqualität: Harmonische, Dissymmetrien usw. Ein DC/DC-Umrichterprototyp für Doppelschicht-Kondensatoren mit Nennleistung wurde entwickelt und getestet.