

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques ?

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques

M.-S. Debry¹, G. Denis¹, P. Panciatici¹, T. Prévost¹, F. Xavier¹, X. Guillaud², X. Kestelyn²,
A. Menze³

RTE¹, L2EP², TenneT Offshore GmbH³

Une pénétration croissante de l'électronique de puissance

Le recours à des composants directement connectés par de l'électronique de puissance au réseau est en forte croissance en Europe. Actuellement, la production décentralisée, éolienne ou photovoltaïque (PV), est principalement raccordée via des onduleurs de tension. Ce type de raccordement est parfois également envisagé pour des groupes de production hydrauliques ou thermiques, car il présente l'avantage de découpler la vitesse de rotation de l'alternateur de la fréquence du réseau et ainsi d'augmenter le rendement de la génération tout en limitant certains transitoires indésirables. Par ailleurs, de nombreux projets de liaisons à courant continu (HVDC) sont finalisés, en cours de réalisation ou programmés. Enfin, les charges elles-mêmes sont de plus en plus souvent connectées au réseau via des convertisseurs statiques.

Ce développement n'est pas sans impact sur le fonctionnement et la stabilité du système électrique : par exemple, lors du raccordement de fermes éoliennes offshore par une liaison HVDC, des contraintes apparaissent sur le réseau comme des harmoniques en régime permanent qui détériorent la qualité de l'électricité ou des interactions entre les contrôles-commandes des différents convertisseurs [1]. A l'avenir, de nouvelles problématiques liées à ces éléments actifs du réseau pourraient être observées : des zones synchrones peu étendues comme l'Irlande ou des régions d'Europe continentale comme la péninsule ibérique ou l'Allemagne, où les pénétrations instantanées d'énergies renouvelables atteignent dès à présent des valeurs très importantes, pourraient ponctuellement être exploitées sans machines synchrones directement raccordées sur le réseau alternatif. Il faudra alors être en mesure d'assurer un fonctionnement stable du système électrique avec la même qualité de service qu'aujourd'hui. Même avec un taux de pénétration instantanée inférieur à 100 %, en cas d'incident, des parties isolées des réseaux pourraient également ne contenir que des dispositifs à base d'électronique de puissance et ne pas être viables malgré un équilibre possible entre la production et la consommation.

Dans un système composé principalement de machines synchrones, la stabilité, qui consiste à maintenir le système en équilibre à chaque instant en garantissant une tension et une fréquence relativement constantes, est clairement définie et est classiquement décomposée en trois types : la stabilité angulaire, la stabilité en tension et la stabilité en fréquence [2]. Or, dans un système 100 % électronique de puissance, la stabilité angulaire par exemple, qui est liée à la capacité des machines synchrones à conserver le synchronisme après un défaut, n'a plus de sens étant donné qu'il n'y aura plus de machines synchrones connectées directement au réseau. Les onduleurs étant sensibles aux

défauts sur le réseau, des instabilités spécifiques aux réseaux tout électronique de puissance apparaîtront probablement et il sera alors nécessaire de redéfinir les différentes notions de stabilité pour ces réseaux spécifiques.

Un réseau 100 % électronique de puissance : quels changements pour le système ?

Fréquence et équilibre production-consommation

L'exploitation actuelle du système électrique est fondée sur la présence de machines synchrones directement raccordées sur le réseau alternatif (figure 1) car ce sont leurs caractéristiques physiques et mécaniques qui dictent le comportement du réseau.

Leur vitesse de rotation, qui est proportionnelle à la fréquence, est liée à la différence entre la puissance mécanique fournie sur l'arbre de l'alternateur et la puissance électrique soutirée par le réseau suivant l'équation des masses tournantes :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_e$$

J , inertie de la machine synchrone

Ω , vitesse de rotation de la machine synchrone

C_m , couple mécanique fourni sur l'arbre de l'alternateur

C_e , couple électrique appelé par le réseau



Figure 1 : Schéma simplifié d'une machine synchrone raccordée au réseau alternatif (AC).

Par exemple, dans les premiers instants qui suivent un déficit de production d'électricité sur le réseau, les machines synchrones fournissent une partie de l'énergie cinétique stockée dans leur rotor pour assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité : elles décélèrent et la fréquence du réseau diminue. Les régulations de vitesse des groupes de production agissent dans un deuxième temps en adaptant la puissance mécanique délivrée par la turbine à l'évolution de la fréquence (dans le cas présent en l'augmentant).

La disponibilité à tout instant d'une grande quantité d'énergie stockée dans les rotors des machines tournantes confère au système électrique une certaine inertie : la stabilité du réseau est ainsi assurée transitoirement avant que les régulations des groupes de production ne commencent à agir. L'énergie stockée dans les condensateurs associés aux composants à base d'électronique de puissance est inférieure de plusieurs ordres de grandeur à celle stockée dans les rotors des alternateurs. Des régulations avec les constantes de temps actuelles ne permettraient pas d'assurer la stabilité d'un système 100 % électronique de puissance, car le réseau s'écroulerait avant que les régulations aient le temps d'agir.

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques ?

Au-delà de l'énergie stockée dans les rotors des machines synchrones, la propriété physique qui lie la fréquence électrique au déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité est le fondement du fonctionnement des grands systèmes électriques. Dans le cas des convertisseurs, schématisé sur la figure 2, le déséquilibre entre la production et la consommation se reflète non pas sur la fréquence mais sur la tension du bus à courant continu (V_{DC}).

$$\frac{CdV_{DC}}{dt} = I_{reçu} - I_{fourni}$$

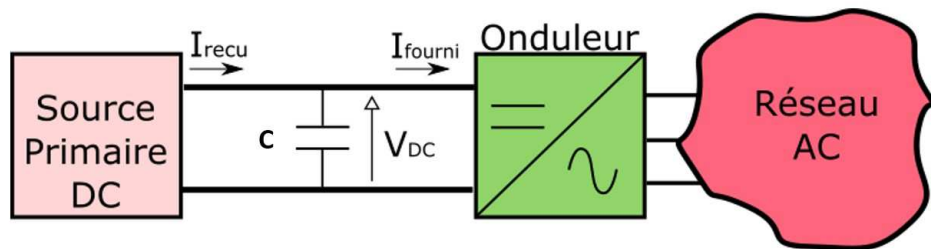


Figure 2 : Schéma simplifié d'une production se raccordant sur le réseau par un onduleur

La différence fondamentale entre les deux systèmes est que la fréquence électrique est une grandeur commune à l'ensemble du réseau alors que la tension du bus continu d'un convertisseur est une grandeur locale. Si aucun dispositif n'est mis en œuvre pour recréer une grandeur commune comme la fréquence, alors il n'est pas possible d'avoir une image de l'état général du réseau avec une mesure locale comme la tension.

Deux pistes sont envisagées pour maintenir la stabilité d'un tel système : disposer d'un niveau d'énergie disponible similaire à l'actuel et émuler le comportement inertiel des machines synchrones avec les convertisseurs utilisés pour raccorder les groupes de production au réseau, ou modifier la stratégie d'exploitation du réseau et rendre les régulations plus rapides.

La première proposition, même si elle est techniquement réalisable, implique un surcoût extrêmement important du fait à la fois du surdimensionnement nécessaire des convertisseurs afin d'être capables de faire transiter transitoirement un surplus de puissance, mais aussi du volume important de dispositifs de stockage, comme des batteries ou des supercondensateurs, qui devraient leur être ajoutés. Notons d'ailleurs que le niveau d'inertie actuel n'a jamais été défini comme une exigence mais est la simple conséquence de la présence de machines synchrones directement raccordées au réseau alternatif.

La seconde proposition permet de définir une nouvelle stratégie d'exploitation du réseau plus rapide à l'instar de ce qui est réalisé pour les microgrids. Le niveau d'énergie nécessaire pour assurer la stabilité des systèmes électriques pourrait alors être ramené à un coût raisonnable.

Une nouvelle stratégie de contrôle des convertisseurs

Les machines synchrones directement raccordées au réseau alternatif partagent une même et unique fréquence en tout point du système électrique grâce au couple synchronisant entre elles les machines et créent un lien entre cette fréquence et l'équilibre production-consommation (équation des masses tournantes vue précédemment). Cet équilibre peut être assuré en maintenant la fréquence, qui est une grandeur que chaque unité peut mesurer localement, à une valeur constante.

Pour un convertisseur, la fréquence n'est pas liée à une caractéristique physique mais est une valeur de consigne de son contrôle-commande qui peut être choisie de façon arbitraire. Aujourd'hui, il s'agit généralement de la fréquence mesurée du réseau : les convertisseurs injectent le courant souhaité à cette fréquence mesurée, ils « suivent » alors le réseau. Sans machine tournante directement raccordée au réseau alternatif, il ne sera pas possible que tous les convertisseurs aient un comportement qualifié de « suiveur ». Dans le cas d'un réseau 100 % électronique de puissance, certains devront nécessairement imposer la fréquence du réseau, ce qui implique de modifier profondément leur contrôle-commande par rapport à celui implanté dans les systèmes existants [3].

Les systèmes à électronique de puissance actuels sont contrôlés comme des sources de courant : ceux-ci mesurent la tension du réseau à leur point de raccordement, et injectent un courant avec le déphasage adéquat par rapport à la tension du réseau afin de produire la puissance active et réactive définies par le contrôle-commande. Dans un système sans machines synchrones, les onduleurs devront fournir ce qui est nécessaire à la consommation. Comme cette dernière est inconnue, la puissance active produite par l'onduleur ne pourra donc pas être une entrée directe du contrôle.

Les onduleurs devront s'assurer que la tension reste dans des plages admissibles à tout instant. Aujourd'hui la plupart des onduleurs participent aux réglages primaire et secondaire de la tension, certains participant au réglage de fréquence ou fournissant de l'inertie synthétique. Toutes ces fonctionnalités sont des réactions des convertisseurs – modulant les puissances active et réactive qu'ils injectent – à la variation d'une grandeur électrique. Le réglage de tension ajuste la puissance réactive injectée sur le réseau alors que le réglage de fréquence ajuste la puissance active injectée. L'inertie synthétique consiste à produire une puissance active additionnelle pendant une courte période de temps en cas de chute rapide de la fréquence. Comme le maintien de la tension à très court terme (<100ms) est actuellement assuré par le comportement des machines synchrones, dans un futur basé sur des réseaux uniquement composé d'électronique de puissance, il sera nécessaire de contrôler la tension très rapidement. Les onduleurs, qui sont pour la plupart des sources de tension contrôlées en courant, devront alors être contrôlés en tension, et créer eux-mêmes la référence de tension. C'est aujourd'hui la stratégie adoptée par les liaisons à courant-continu (HVDC) pouvant fonctionner en mode « black-start¹ » et pour les liaisons HVDC reliant des fermes offshore à la terre.

Le maintien à tout instant de la tension à une valeur proche de sa valeur nominale est la condition sine qua non pour s'assurer que les charges consomment bien la puissance qu'elles désirent. En effet, la plupart de charges sont sensibles à la tension et ne fonctionnent correctement que pour une variation faible de la tension autour de la tension nominale.

Dans un réseau maillé sans machines synchrones, plusieurs questions se posent cependant :

- les tensions créées par les différents convertisseurs connectés au réseau devront être synchronisées, car un écart entre leurs fréquences, provoquant alors de très forts transits de puissance, pourrait conduire à la destruction de certains convertisseurs ;
- les convertisseurs seront beaucoup plus sensibles à un changement d'angle ou d'impédance sur le réseau : par exemple, avec un convertisseur contrôlé en tension, si l'angle de la tension à une extrémité est modifié et augmente, dans les instants qui suivent, la puissance active

¹ «black-start», la capacité de redémarrage d'une installation électrique après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à cette installation;

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques ?

fournie augmente également. Si le convertisseur fournissait déjà sa puissance active maximale, il pourrait alors se protéger et s'arrêter, car contrairement aux machines synchrones les convertisseurs ont des surcapacités faibles dues aux limitations en courant qui sont très proches de la valeur des courants nominaux.

Des capacités de surcharge très différentes

La capacité de surcharge des machines synchrones permet de supporter un fort courant (de l'ordre de 250 % de leur courant nominal, voire 500 % dans les régimes de court-circuit) dans les enroulements du rotor pendant un temps limité. En effet, l'impact principal de l'augmentation du courant est l'échauffement du rotor et du stator, mais l'inertie thermique importante permet aux machines synchrones de ne pas trop y être sensibles sur des courtes durées. Dans les convertisseurs, le courant maximal admissible transitoirement est limité par la physique des semi-conducteurs associée à une inertie thermique très faible. Sans surdimensionnement coûteux, on estime le courant maximum à 110 % du courant nominal pour les applications de forte puissance.

Cette limitation de la capacité de surcharge a un impact sur le comportement transitoire des installations comparé à celui des machines synchrones. En particulier, pendant les phases de court-circuit, ces dernières fournissent un courant très important pendant une courte période. Ce courant est aujourd'hui utilisé par les protections du réseau pour discriminer les régimes de défaut des régimes de fonctionnement sains. De plus, le comportement des onduleurs lors de courts-circuits est dès aujourd'hui paramétrable : il est possible de stopper l'onduleur, de fonctionner à facteur de puissance constant tout en respectant le critère de courant maximum ou alors de donner la priorité au courant réactif et de fournir un maximum de courant réactif pendant le défaut. Ces comportements modifient très rapidement l'injection de courant des onduleurs pendant les défauts. Le plan de protection actuel pourrait être mis en défaut par ces nouveaux composants.

Là encore, plusieurs solutions sont envisageables :

- modifier légèrement le plan de protection actuel (basé sur des protections différentielles et protections de distance) afin de s'assurer de leur fonctionnement dans un système en mutation ;
- tirer parti des nouvelles spécificités du comportement des onduleurs et rechercher de nouvelles stratégies de protection.

NB : On notera tout de même que si la détection de défauts pourra devenir plus complexe, la baisse du courant de court-circuit aura un impact positif sur le dimensionnement des matériels de poste qui ne seront plus soumis à des efforts électrodynamiques aussi intenses.

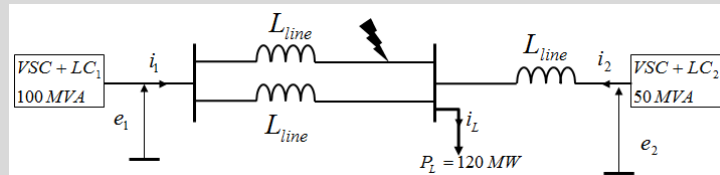
Un projet européen pour répondre à ces questions

La question de l'exploitation d'un réseau uniquement basé sur l'électronique de puissance est assez bien résolue pour les petits systèmes isolés comme les microgrids ou les réseaux offshore connectés au réseau terrestre par des liaisons à courant continu. Dans le cas des réseaux offshore, l'onduleur de la liaison HVDC est beaucoup plus puissant que les onduleurs des éoliennes, c'est donc lui qui joue le rôle de maître (comportement proche d'un nœud infini) sur lesquels les onduleurs des éoliennes viennent se synchroniser. Pour les petits réseaux (microgrids), la topologie du réseau est souvent radiale et connue et les variations topologiques ou de charges qui s'y produisent sont souvent assez limitées. Il n'en est pas de même pour les grands réseaux électriques où la topologie et les injections

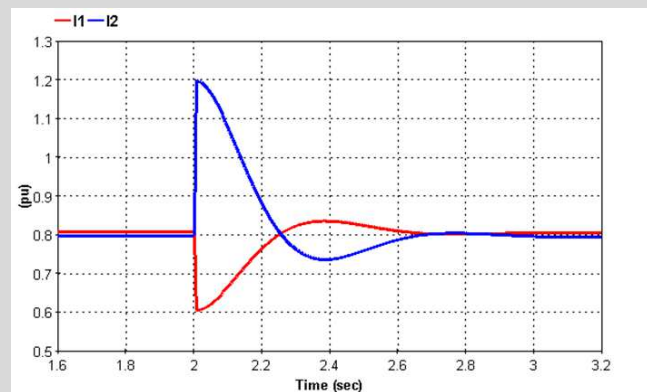
de puissance y sont très variables et ne peuvent être connues à tout instant par tous les composants du système, ni même par une entité centrale. Un contrôle distribué réalisé par des convertisseurs pouvant fonctionner de manière autonome ou de concert est la seule alternative viable. L'encadré 1 illustre les différences entre microgrids et réseau de transport.

La simulation ci-dessous illustre un problème qui se pose sur un réseau 100 % électronique de puissance lors de l'ouverture d'une ligne (aucun défaut n'est simulé). Le réseau, très simplifié, comporte deux convertisseurs alimentant une charge, contrôlés pour imiter le comportement d'une machine synchrone associée au réglage primaire. Ce type de contrôle est une solution éprouvée dans le cas des microgrids.

Le schéma du système simulé est le suivant :



Les courants en sortie des convertisseurs après déclenchement d'une des deux lignes parallèles sont représentés sur la figure suivante :



L'unité de production la moins puissante devrait supporter un fort sur-courant, supérieur à son intensité maximale admissible ($\sim 1,1$ pu) : sauf surdimensionnement coûteux du convertisseur associé, il y a donc un risque de destruction du matériel.

Encadré 1 : Simulation par un logiciel d'études de transitoires électromagnétiques (EMT) d'un déclenchement de ligne sur un réseau 100 % électronique de puissance

Deux approches complémentaires

Ces questions seront abordées dans le cadre du projet européen MIGRATE² – Massive InteGRATion of power Electronic devices, qui a pour but d'analyser l'impact de la pénétration croissante d'électronique de puissance sur la stabilité du système à travers deux approches complémentaires :

- des indicateurs de la stabilité d'un système comportant des convertisseurs seront définis et une méthodologie permettant d'optimiser les paramètres des lois de commande existantes seront proposées pour intégrer davantage d'éléments à base d'électronique de puissance dans le réseau actuel. La possibilité de mesurer les indicateurs définis pour surveiller leur évolution sera étudiée ;
- de nouvelles lois de commande pour les onduleurs, ainsi que des nouvelles règles d'exploitation du réseau permettant le fonctionnement d'un réseau sans machines

² <https://www.h2020-migrate.eu/>

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques ?

tournantes seront développées. Si des modifications matérielles sont nécessaires sur les onduleurs, des ébauches de spécifications seront développées.

Le projet, coordonné par le gestionnaire de réseau de transport (GRT) allemand TenneT GmbH et composé d'un consortium de GRT, d'universitaires et d'un constructeur de protections, s'intéresse également à l'impact de l'intégration des convertisseurs sur les protections du réseau électrique et sur la qualité de l'électricité. Le projet, qui a commencé en janvier 2016 et durera quatre ans, fait l'objet d'une subvention de 16,7 millions d'euros de la part de la Commission européenne.

RTE est leader d'un lot réunissant le L2EP, l'ETH Zurich, l'université de Dublin et 5 GRT (Eirgrid, REE, TenneT, Terna et RTE). Les travaux ont pour objectifs de proposer de nouveaux codes de réseau, communément nommés « Grid codes », assurant le bon fonctionnement du système tout en montrant qu'il est possible de concevoir de nouvelles lois de commande pour les réseaux sans machines tournantes. Ce lot est divisé en cinq sous-tâches qui sont les suivantes :

- la définition des exigences sur le comportement global d'un réseau tout électronique de puissance (tenue aux défauts, stabilité...) ;
- la caractérisation du contrôle-commande local des convertisseurs et la définition des nouvelles lois de commande assurant entre autres les services de synchronisation ;
- l'adaptation ou le renouvellement des services systèmes ;
- l'adaptation en conséquence des règles d'exploitation actuelles ;
- les contrôles développés seront testés avec de vrais convertisseurs sur une maquette de réseau à échelle réduite³ disponible au L2EP et à laquelle de nouveaux composants seront ajoutés afin de s'assurer de la validité de la modélisation, et se prémunir contre la défaillance par exemple d'un composant dans certains régimes de fonctionnement et d'améliorer la confiance dans les solutions développées. En effet, les logiciels de simulation traditionnellement utilisés pour les réseaux pourraient ne pas être pertinents dans ce contexte très différent de la situation actuelle.

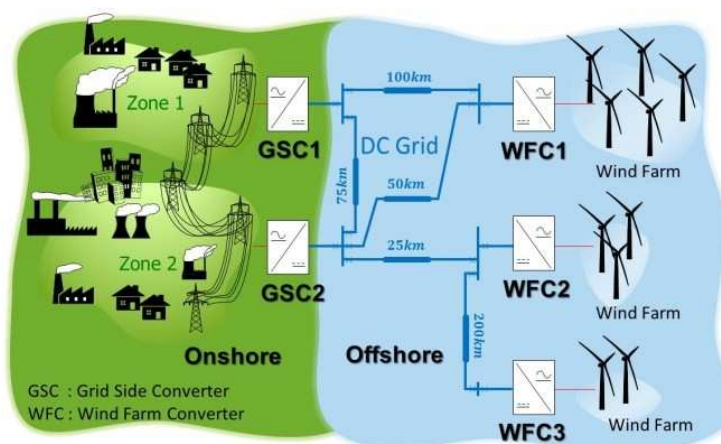


Figure 3 : Maquette de réseau à échelle réduite du L2EP utilisée pour le projet Twenties – Source : projet Twenties.

³ Des détails sur la maquette figurent dans les livrables 11.1 à 11.3 du projet Twenties (<http://www.twenties-project.eu/node/18>).

Leur compatibilité avec les contrôles des convertisseurs existants et les machines synchrones, nécessaires pour assurer une transition entre le système électrique actuel et un système sans machine tournante, sera étudiée.

Des propositions pour des nouveaux codes de réseau

Les résultats obtenus seront traduits en exigences de raccordement pour les composants à base d'électronique de puissance. Le but de cette recherche est de préparer un avenir où un réseau uniquement basé sur de l'électronique de puissance soit possible. Pour cela, il faut rapidement s'assurer que les moyens de production raccordés par électronique de puissance soient compatibles avec les nouveaux contrôles qui seront nécessaires. Le projet vise donc à produire une ébauche de nouveau code de raccordement pour les composants à électronique de puissance.

L'une des questions qui se posera est le niveau de détail des futurs codes. En effet, il est aujourd'hui possible d'avoir des exigences assez simples au point de connexion. Dans le futur, il pourrait être nécessaire d'avoir des spécifications sur des composants internes des groupes, comme par exemple le dimensionnement de la capacité du bus à courant continu ou sur les surcharges court-terme admissibles pour les composants.

Bibliographie

- [1] Wind and Solar Plant Collector Design Working Group, «Technical Paper Compendium PES-TPC3,» IEEE Power & Energy Society, Boston, US, August 2016.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [3] G. Denis, T. Prevost, P. Panciatici, X. Kestelyn, F. Colas et X. Guillaud, «Review on potential strategies for transmission grid operations based on power electronics interfaced voltage sources,» chez *IEEE Power & Energy General Meeting*, Denver, 2015.

Les auteurs

Marie-Sophie Debry, Thibault Prevost, Patrick Panciatici et Florent Xavier sont ingénieurs à la direction R&D de RTE. Ils sont impliqués dans le projet européen H2020 MIGRATE.

Guillaume Denis effectue une thèse avec l'Ecole centrale de Lille au sein de la direction R&D de RTE. Ses activités de recherche incluent l'électronique de puissance et le fonctionnement des réseaux de transport.

Andreas Menze est responsable de la division "Offshore HVDC and Control Systems" du gestionnaire de réseau de transport allemand TenneT Offshore GmbH. Il est aussi le coordinateur du projet MIGRATE.

Xavier Guillaud et Xavier Kestelyn sont professeurs au Laboratoire d'électrotechnique et d'électronique de puissance (L2EP) de Lille.

Summary

Renewable generation is mainly connected through converters. It can provide more and more services to the grid such as voltage support or frequency control. However, these services may not be sufficient

Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques ?

for extremely high penetrations. As the share of such generating units is growing rapidly, some synchronous areas could in the future be occasionally operated without synchronous machines. In such conditions, system stability will have to be ensured with the same level of reliability as today. Today, operation of power systems is based on the presence of synchronous machines. Frequency is linked to the balance between consumption and generation of electricity via the rotating masses equation. This will not be inherently valid for grids without synchronous machines. The issue of operating a network with 100 % power electronics is quite well solved for small isolated systems. The same doesn't apply for large transmission systems where grid topology and power injections are highly variable and are not known at any time by all system components or even by a centralized entity. This paper describes the research that needs to be achieved to remove barriers to high penetrations of converters.