



Étude pour synchronisation des réseaux électriques de la communauté électrique du Bénin (CEB) : cas de la volta river Authority (VRA) et de la transmission Company of Nigeria (TCN)

S. HOUNDEDAKO^{1*}, K. KPODE¹, A.VIANOU¹ et Ch. ESPANET²

¹*Laboratoire d'Electrotechnique, de Télécommunication et d'Informatique Appliquée (LETIA)
Ecole Polytechnique d'Abomey-Calavi, Université d'Abomey-Calavi, 01 BP 2009 Cotonou, Bénin*

²*FEMTO-ST Département Energie, Université de Franche-Comté, France*

* Correspondance, courriel : hounde2003@yahoo.fr

Résumé

La Communauté Electrique du Bénin (CEB) est la seule structure commune au Bénin et au Togo qui fournit aux deux pays de l'énergie électrique. L'optimisation de son réseau de transport d'énergie électrique est d'une importance capitale. Ainsi, la synchronisation de ses importants sous réseaux, à savoir la Volta River Authority (VRA) et la Transmission Company of Nigeria (TCN), vise non seulement à faciliter l'exploitation du réseau mais aussi à l'optimiser afin de réduire les désagréments causés aux populations Béninoise et Togolaise. Cette synchronisation dépend ainsi des paramètres électriques des réseaux TCN et VRA. Nous avons étudié la faisabilité de cette synchronisation en proposant un système High Voltage Direct Curent (HVDC) que nous avons simulé sous le logiciel Matlab/SimPowerSystems.

Mots-clés : *énergie électrique, synchronisation, optimisation, HVDC, réseau électrique.*

Abstract

Study for the synchronization of CEB (communaute électrique du Bénin) electrical networks: case of the volta river authority (VRA) and the transmission company of Nigeria (TCN)

CEB is the only common structure of Benin and Togo, which provides electricity to the two countries. The optimization of its power transmission network is very important. Thus, the synchronization of its major sub-networks, namely VRA and TCN, is not only to facilitate the operation of the network but also to optimize and to reduce the inconvenience caused to the people of Togo and Benin. This synchronization depends on the electrical parameters of the TCN and VRA networks. We studied the feasibility of this synchronization by providing an HVDC system which we have simulated in Matlab/SimPowerSystems software.

Keywords : *power, synchronization, optimization, HVDC, electrical grid.*

1. Introduction

La demande en énergie électrique de l'Afrique en général et de la sous-région ouest Africaine en particulier est en hausse et cette tendance augmente avec l'industrialisation et la croissance rapide de la population. L'électricité fait alors partie intégrante de notre vie quotidienne. Elle alimente les appareils ménagers, soutient nos vastes réseaux de communications et d'informations, éclaire nos cités et nos villes et elle est considérablement utilisée dans de nombreuses grandes entreprises. Un service d'approvisionnement en électricité fiable et économique est alors indispensable au bien-être de la population et des entreprises. Les entreprises de production de l'énergie électrique doivent donc assurer l'approvisionnement régulier de cette demande, et sans interruption, à travers un réseau maillé et interconnecté afin de prouver une fiabilité dans leur service. C'est ainsi la mission de la Communauté Electrique du Bénin (CEB), chargé d'assurer l'autosuffisance en énergie électrique du Togo et du Bénin.

Il existe plusieurs interconnexions avec la CEB dont celle de la Transmission Company of Nigeria et CEB qui a permis la création du Poste de Sakété où nous pouvons avoir simultanément la présence des réseaux de Volta River Authority (VRA-Ghana) et TCN. La cohabitation des deux réseaux, TCN et VRA au Poste de Sakété, devrait avoir comme avantage, à travers leur couplage, la gestion optimale et la stabilité du réseau électrique de la CEB; mais tel n'est pas le cas à cause de la fluctuation permanente (variation de la fréquence et de la phase) du réseau nigérian rendant impossible la synchronisation des deux réseaux depuis la mise en service du Poste numérique d'interconnexion 330/161/20 kV- 412,5 MVA de Sakété (Bénin) en Février 2007. La conséquence de ce dysfonctionnement est donc la division du réseau CEB en deux grandes parties à savoir : une partie alimentée par la VRA et l'autre par la TCN. Et on note en outre dans certains Postes de la CEB, des chutes de tension qui atteignent 11, 29% (exemple de la boucle 161 kV du Poste de Cotonou-Vêdoko au Bénin). Il devient alors impératif de synchroniser les réseaux TCN et VRA afin d'améliorer le niveau de stabilité du réseau CEB.

Dans sa thèse «interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée» [4], Miguel Angel FONTELA GARCIA a abordé le problème sous un autre angle afin d'aboutir au même résultat. Quant à HAMMOUD Asif, dans ses travaux de recherche « Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution » [5], il a surtout mis l'accent sur la protection lors de couplage des deux réseaux. Dans son mémoire intitulé « la conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore » [6] BENHALIMA Seghir a préconisé un système VSC-HVDS au lieu d'un simple système HVDS comme le nôtre.

2. Matériel et méthodes

2-1. Etude des paramètres électriques (fréquence et tension) des réseaux TCN et VRA

2-1-1. Evolution des tensions TCN et VRA au Poste de Sakété

Un suivi respectif de la tension TCN sur le jeu de barres et de la tension VRA sur les lignes L200 et L210 du réseau, nous a permis de tracer avec Excel les courbes de variation des tensions. A travers ces courbes, nous remarquons que la tension du réseau n'est pas fixe en tout point. Il faut que l'on entreprenne des actions pour maintenir constante cette tension.

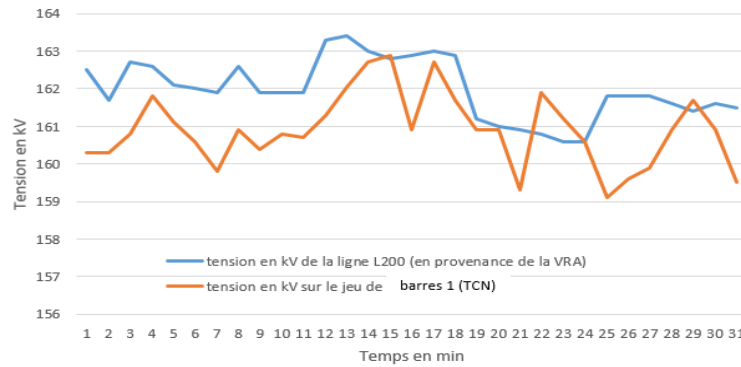


Figure 1 : Courbes de variation des tensions des réseaux TCN et VRA au Poste de Sakété

2-1-2. Evolution de la fréquence des réseaux TCN et VRA au Poste de Sakété

Une étude sur le terrain et précisément au secondaire des autotransformateurs et sur les lignes L200 et L210 nous a permis de faire une collecte de données qui nous a aidé à tracer avec Excel les courbes de variation des fréquences en fonction du temps présentées à la **Figure 2**.

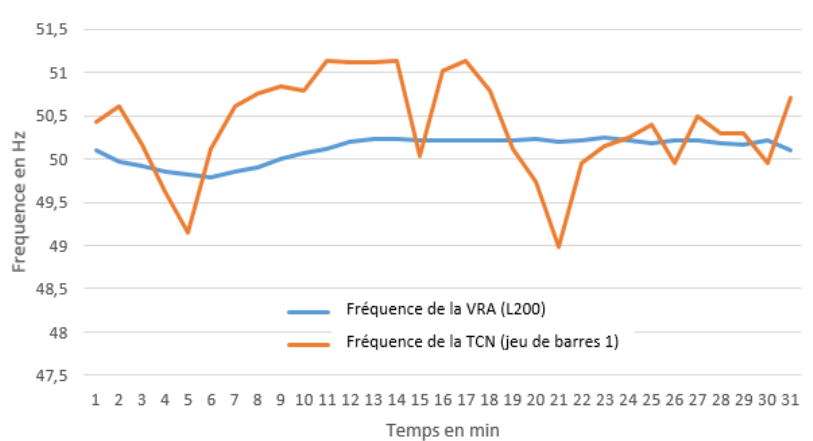


Figure 2 : courbes d'évolution de fréquence des réseaux TCN et VRA au Poste de Sakété

Nous pouvons constater à partir des courbes de la **Figure 2** que la fréquence du réseau de la CEB précisément à Sakété n'est pas stable; elle fluctue très rapidement et quelque fois celle du réseau TCN fluctue entre 48,5 Hz et 51,5 Hz.

2-2. Problèmes et insuffisances du réseau de la CEB

Le problème majeur d'insuffisance énergétique, pour la satisfaction de la demande des consommateurs, a amené la CEB à faire recours à l'importation de l'énergie électrique, en provenance des pays de la sous-région ouest africaine. Cependant, loin de satisfaire à cette demande accrue en énergie électrique, la CEB est aussi confrontée au problème de synchronisation entre les réseaux de la VRA et de la TCN, représentant ses principaux fournisseurs.

La synchronisation est la technique qui devrait permettre de coupler les deux réseaux électriques pour former un seul réseau interconnecté, nécessite le respect des conditions essentielles définies et implémentées dans les calculateurs de tranche de Sakété par AREVA à savoir [1]:

- ✓ La différence des tensions efficaces entre les deux réseaux qui doit être dans une marge de 2%;
- ✓ la différence des fréquences entre les deux réseaux doit être au plus égale à 50 mHz;
- ✓ la différence de phasage entre les deux réseaux doit être égale à 20 degrés;
- ✓ Et toutes ces conditions doivent être réunies pendant une durée de 200 ms

Ces conditions ne sont souvent pas réunies, puisque les réseaux VRA et TCN imposent grâce à leurs caractéristiques, des fréquences et phasages rendant impossible la synchronisation. En effet cette impossibilité de synchronisation crée beaucoup de difficultés à la CEB, à savoir :

- ✓ l'exploitation du réseau CEB en deux poches (poche VRA et poche TCN);
- ✓ des coupures répétées constatées au niveau des clients: des coupures dues au changement de fournisseurs à travers les manœuvres dans les Postes de transformation, ce qui n'assure pas la continuité du service et rend le réseau non fiable;
- ✓ d'énormes pertes en ligne dues au transport de l'énergie de la TCN vers le Nord des deux pays à travers un très long itinéraire à savoir: Sakété-Onigbolo-Bohicon-Nangbéto-Atakpame-Kara-Djougou et Parakou.

2-2-1. Présentation des systèmes HVDC

Défini en anglais comme High Voltage Direct current c'est-à-dire courant continu haute tension (CCHT), son principe de fonctionnement est résumé comme suit : la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) source (s) d'énergie est dans un premier temps transformée en une puissance continue; un convertisseur d'énergie CA/CC (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transite ensuite par une ligne ou un câble de transmission continue, et un autre convertisseur d'énergie CC/CA (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative.

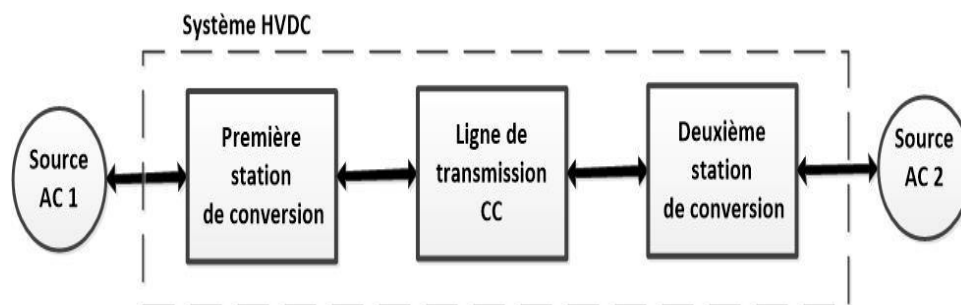


Figure 3 : Schéma simplifié de la configuration d'un système HVDC

2-2-2. Avantage d'un système de transmission à courant continu haute tension (CCHT)

L'établissement d'une liaison de transport d'énergie à grande distance en alternatif comporte des difficultés dues aux réactances de lignes et il est indispensable, plus la ligne est longue, de réaliser des compensations en divers points. En continu, jusqu'en 1950, il était impossible d'atteindre des tensions importantes. A partir des années 1960, avec l'apparition des convertisseurs statiques, passer de l'alternatif à haute tension à un courant continu à haute tension devenait possible de même que le cheminement inverse.

Dans un certain nombre d'applications, le système CCHT est plus efficace que celui du CA, cette évaluation est basée sur les données suivantes [1, 5]:

- ✓ liaison sous-marines par câbles pour l'alimentation en énergie des îles parfois non productrices;
- ✓ liaison entre deux réseaux de production à fréquences différentes (deux réseaux de 50 Hz et 60 Hz par exemple);
- ✓ interconnexion de deux réseaux de même fréquence. Toute obligation de synchronisme disparaît lorsque l'énergie est transmise par une liaison à courant continu;
- ✓ optimisation de conducteurs : deux conducteurs pour le système bipolaire et un conducteur pour le système mono-polaire;
- ✓ échange d'énergie aux heures de pointe entre deux réseaux non situés dans le même fuseau horaire;
- ✓ échange d'énergie, suite à une différence de conditions climatiques;

L'interconnexion des réseaux alternatifs nécessite la même fréquence, le synchronisme et l'égalité des tensions et des phases à l'interconnexion. L'interconnexion entre deux réseaux alternatifs doit pouvoir compter sur la stabilité de l'ensemble en cas de défaut. De même, le maintien du synchronisme de deux réseaux puissants pose des problèmes qui ne s'accommodent pas avec une simple interconnexion. Ces difficultés disparaissent avec les liaisons inter-réseaux en courant continu, car de telles liaisons ne transmettent pas les perturbations d'un réseau à l'autre [1].

2-2-3. Systèmes HVDC back-to-back

Une autre configuration intéressante des systèmes HVDC et qui a fait l'objet de notre étude est dénommée HVDC back to back (CCHT dos à dos pour la dénomination française). Cette configuration n'a pas de ligne courant continu qui relie les stations de conversion. Les deux stations de conversion sont situées au même endroit. Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes CA asynchrones, pouvant soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit en mode sans synchronisation, en couplant deux réseaux de la même fréquence nominale.

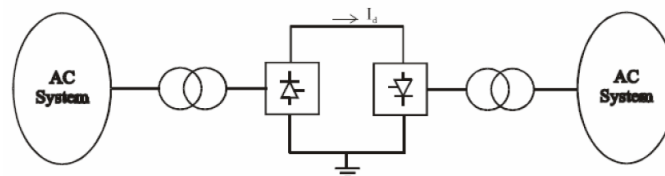


Figure 4 : *Système HVDC back to back* [4]

2-2-4. Les composants du système HVDC

Les composants qui constituent un système HVDC, sont les suivants [4]:

- ✓ les interrupteurs de puissance sont associés pour former des valves. Celles-ci effectuent la conversion AC-DC et elles sont l'élément principal de tout convertisseur HVDC. Chaque valve unique se compose d'un certain nombre de composants (thyristor, par exemple) connectés en série ;
- ✓ les transformateurs qui modifient le niveau de tension ;
- ✓ l'inductance de lissage, dont les principales fonctions sont :
 - limitation des courants de défauts continus ;
 - prévention de la résonance dans les circuits à courant continu
- ✓ les filtres d'harmoniques, du côté AC d'une station de conversion HVDC, qui ont deux fonctions principales:

- absorber les courants harmoniques générés par les convertisseurs HVDC;
- fournir de la puissance réactive.
- ✓ parafoudre dont la tâche principale est de protéger l'équipement des surtensions;
- ✓ circuit de transmission DC, qui comprend la ligne de transmission DC;
- ✓ système de contrôle et protection.

3. Résultats

3-1. Simulation

Le circuit de simulation comporte principalement:

- Les sources à courant alternatif : système AC côté redresseur (AC1) est paramétré à 50 Hz nominale 330 kV et celui du côté onduleur (AC2) à 50 Hz/ 161 kV
- Les convertisseurs: les blocs redresseurs et onduleur sont composés d'une partie transformation et du convertisseur à thyristors (redresseur ou onduleur). Le transformateur du côté redresseur est paramétré avec des valeurs de 412,5 MVA de puissance nominale, de fréquence 50 Hz et de tension 330 kV/100 kV, tandis que celui du côté onduleur est paramétré avec 278 MVA, 50 Hz et 161 kV / 100 kV.
- des filtres d'harmonique pour un total de 120 MVar

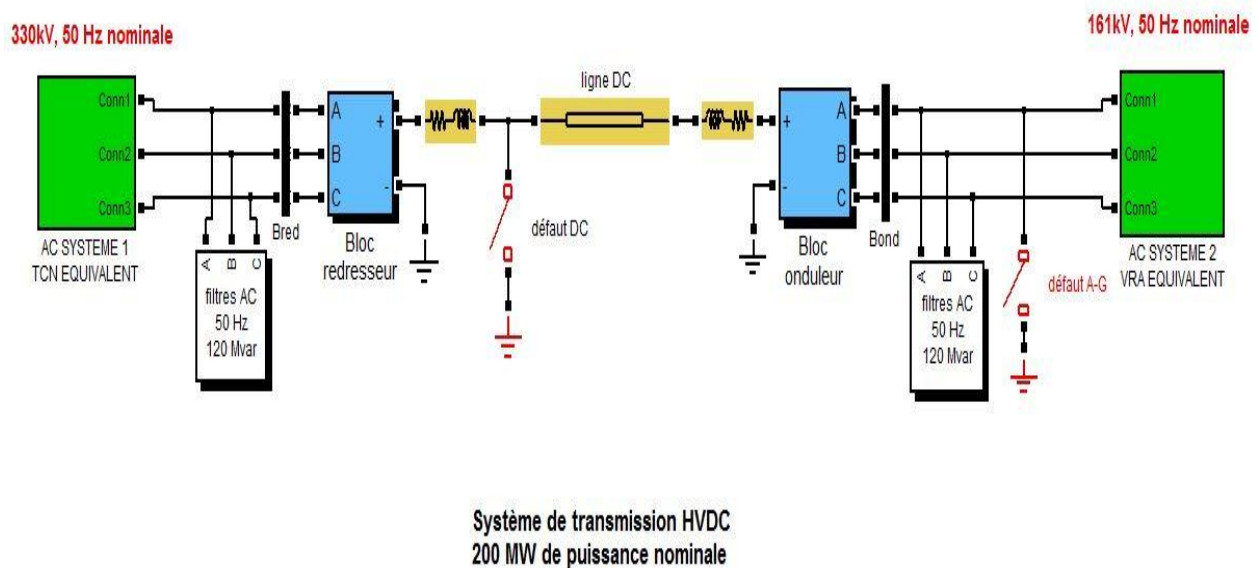


Figure 5 : Schéma bloc de simulation

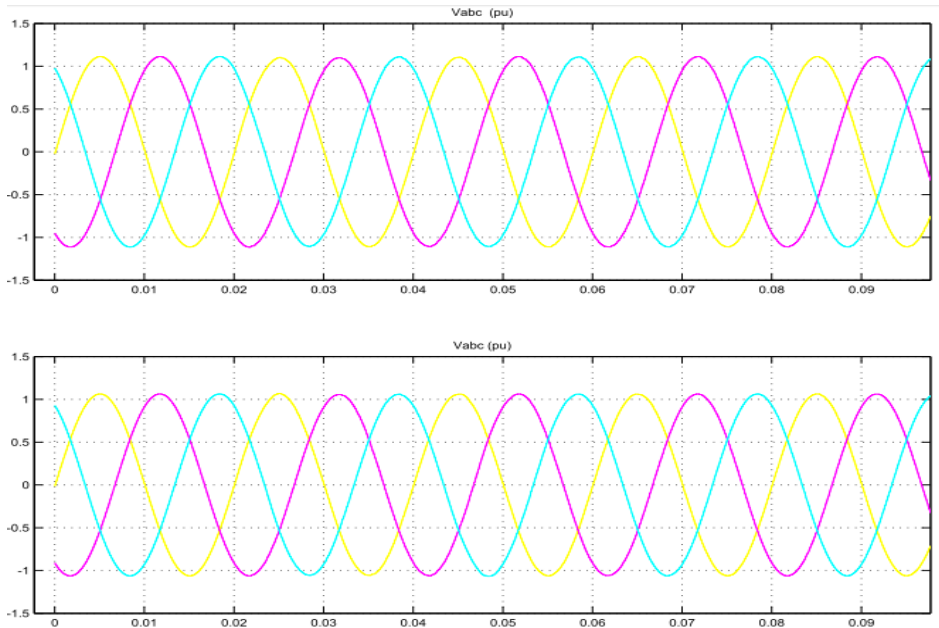


Figure 6 : *Courbes d'évolution des tensions alternatives respectivement à l'entrée du redresseur et à la sortie de l'onduleur*

La **Figure 6** permet de visualiser les conditions initiales en supposant AC1 configuré à 330 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A à 0 degré et AC2 configuré à 161 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A à 0 degré.

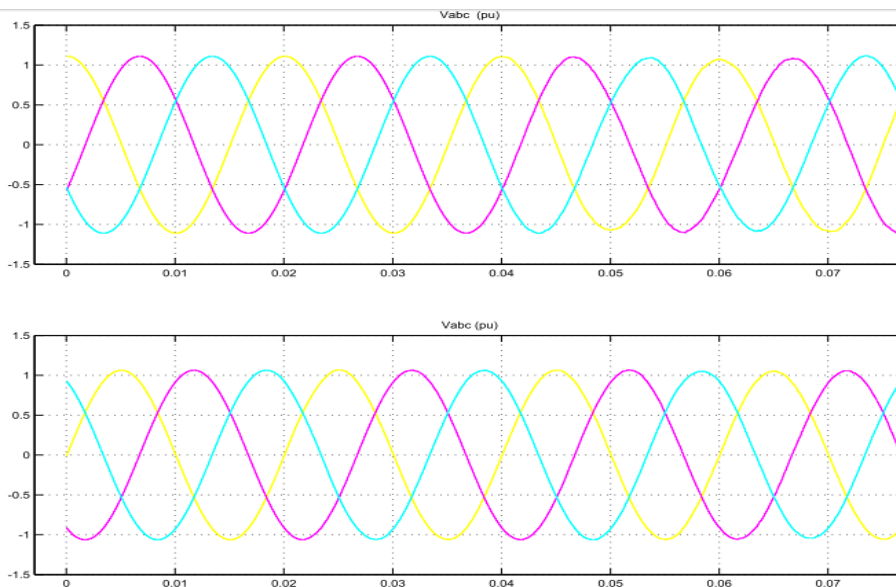


Figure 7 : *Courbes d'évolution de la tension alternative respective côté redresseur avec une phase de 90° et courbes d'évolution de la tension alternative côté onduleur*

A la **Figure 7**, on suppose AC1 configuré à 330 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A configuré à 90 degré et AC2 configuré à 161 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A à 0 degré. Le constat fait est qu'il n'y a aucun changement à la sortie du système malgré qu'il y ait eu une variation à l'entrée.

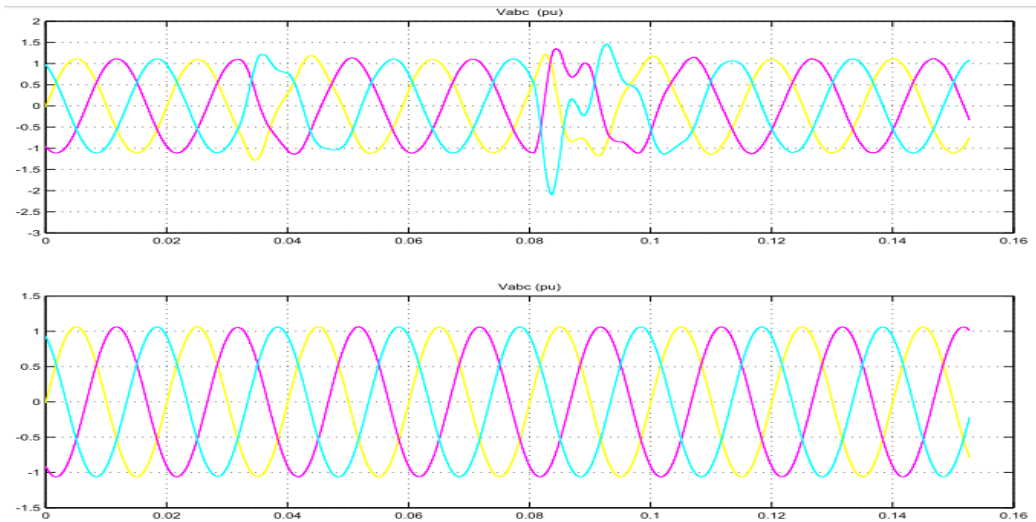


Figure 8 : *Courbes d'évolution des tensions alternatives côté redresseur et onduleur avec variation de phase du côté redresseur*

A la **Figure 8**, on a configuré AC1 à 330 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A respectivement à 0 degré, 20 degré, 90 degré à des instants différents et AC2 configuré à 161 kV 50 Hz avec l'angle de phase de la phase A à 0 degré. . Nous remarquons lors de la simulation que les variations de phase de la tension de la source AC1 n'ont aucune influence sur les signaux de sortie du côté AC2.

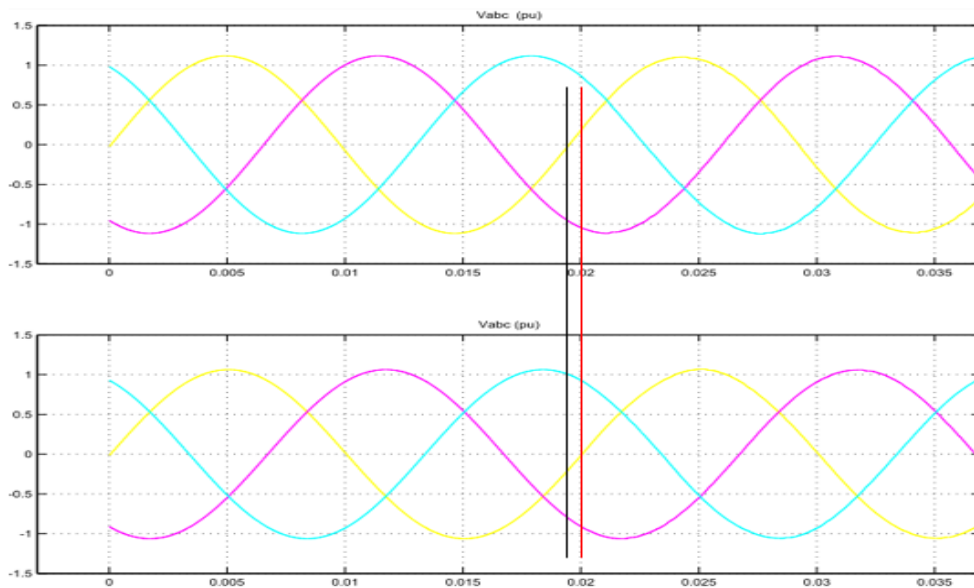


Figure 9 : *Courbes d'évolution des tensions alternatives respective du côté redresseur et onduleur avec 51,5 Hz de fréquence du côté redresseur*

On suppose AC1 configuré à une fréquence de 51,5 Hz et AC2 à 50 Hz. L'objectif de cette configuration est de voir l'impact de la variation de fréquence sur le système HVDC back to back. Après simulation, aucun changement n'est remarqué sur le signal de sortie AC2 et ce, quel que soit la variation de fréquence.

4. Discussion

Le problème de la synchronisation a été abordé par plusieurs auteurs, mais avec des outils et sous des aspects différents, mais avec des résultats similaires. En ce qui nous concerne, Dans le cas présent de TCN-VERA les fluctuations permanentes du réseau électrique de la TCN dues aux variations de tension (*Figure 1*), de fréquence (*Figure 2*) et de l'angle de phase empêchent le respect des conditions de synchronisation définies et implémentées dans les calculateurs de tranche de Sakété par AREVA. Ce qui rend alors impossible la synchronisation des réseaux électriques de la TCN et de la VRA. Notre système nous a permis d'aboutir à un résultat satisfaisant afin d'obtenir une synchronisation effective des deux réseaux ce qui n'était pas évident.

5. Conclusion

Les résultats des simulations obtenues nous confirment l'efficacité des systèmes HVDC à coupler deux réseaux non synchrones. Le système étant bien régulé, les fluctuations dues aux variations de phase, de fréquence et tension en provenance du réseau électrique de la TCN que nous avons simulé à travers les *Figures 7, 8* (variation de phase) et la *Figure 9* (variation de fréquence), sont corrigées à travers le système HVDC back to back et permettent de sortir une puissance électrique stable qui est couplé au réseau VRA. L'implantation de ce système par la CEB, lui permettra non seulement, d'éviter les pertes d'énergies dues aux permutations des sources VRA et TCN et d'optimiser son réseau électrique mais aussi de réduire au mieux les désagréments causés à ses clients.

Références

- [1] - MARTY Max, « Daniel DIXNEUF, Delphine Garcia GILABERT; Principes d'électrotechnique », Dunod, Paris, 2005
- [2] - AREVA, Service CEFER (Centre d'Etudes, de Formation et d'Expertise des Réseaux électriques); « EXPERTISE: ESE — 071 — 06, Révision A, Poste 330/161/20 kV — SAKETE »; 21/08/06
- [3] - AVILAR R. Hector Armando, « study of supplementary controls for embedded hvdc links in AC power systems; chalmers university of technology göteborg, sweden », 2008
- [4] - Miguel Angel FONTELA GARCIA, interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée, thèse de doctorat, soutenu le 10 juillet 2008
- [5] - HAMMOUD Asif, « Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution », thèse de doctorat soutenu le 21 octobre 2010
- [6] - BENHALIMA Seghir, « la conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore »; mémoire de maîtrise en génie électrique, Montréal 20 novembre 2012
- [7] - Abdelaàli ALIBI; Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission System), mémoire de magister.
- [8] - Pierre BORNARD, Michel PAVARD, Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement; Techniques de l'Ingénieur D 4 090
- [9] - Miguel Angel FONTELA GARCIA, interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée, thèse de doctorat, soutenu le 10 juillet 2008