

Gestion du réseau électrique : HVDC et services auxiliaires

Mémoire présenté par
Mohamed Amine SAKRAOUI

pour l'obtention du grade de master en
ingénieur civil électricien

Promoteur(s)
Emmanuel DE JAEGER

Lecteur(s)
Marc BEKEMANS, Noël JANSSENS

Année académique 2015-2016

Remerciements

Je tiens à remercier tous les intervenants et responsables du master « ingénieur civil électricien » de l'École Polytechnique de Louvain pour leur accueil durant les deux années du master, leur disponibilité et leurs efforts à former des ingénieurs compétents.

Je remercie tout particulièrement et je témoigne toute ma reconnaissance à mon promoteur Mr. Emmanuel De Jaeger pour son aide précieuse et les conseils qu'il m'a apportés lors des différentes étapes de ce travail.

Je tiens également à remercier Mr. Marc Bekemans et Mr. Noël Janssens d'avoir accepté d'être les lecteurs de mon mémoire.

Je voudrais aussi remercier ma famille pour leur soutien, leurs encouragements et sacrifices tout au long de mes études.

Enfin, j'adresse mes remerciements à l'ensemble des personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite de ce travail.

Table des matières

Introduction	7
1 Réglage de fréquence	10
1.1 Pourquoi le réglage de la fréquence	10
1.2 Inertie d'un réseau	11
1.3 Réglage primaire	13
1.4 Réglage secondaire	15
2 Système HVDC	16
2.1 Définition	16
2.2 Type des systèmes HVDC	17
2.2.1 Système HVDC Back-to-back	17
2.2.2 Système HVDC point-à-point	18
2.2.3 Système HVCD multi-terminal	18
2.3 Type des liaisons HVDC	19
2.3.1 Monopolaire	19
2.3.2 Bipolaire	20
2.4 Type de convertisseurs	20
2.4.1 Convertisseur CSC	20
2.4.2 Convertisseur VSC	20
2.5 Structure d'un convertisseur VSC	21
2.6 Description d'un lien VSC-HVDC	22
3 Modélisation et commande d'une liaison HVDC point-à-point	24
3.1 Mise en œuvre d'un système HVDC	24
3.1.1 Modélisation du convertisseur VSC	24
3.1.2 Modélisation d'un lien HVDC point-à-point	26
3.2 Commande d'un VSC	27
3.2.1 Principe générale de la commande d'un VSC	27
3.2.2 Commande d'une liaison HVDC point-à-point	28
3.2.3 Contrôle de la tension DC	29
3.2.4 Contrôle de la puissance active	32
3.2.5 Contrôle de la puissance réactive	33
3.3 Étude de cas	35
3.3.1 Synthèse des contrôleurs	36

3.3.2	Simulations	40
3.4	Conclusion	50
4	HVDC et réglage de fréquence	52
4.1	Type de contrôle	52
4.1.1	Statisme de fréquence	53
4.1.2	Statisme de fréquence et de tension	54
4.1.3	Choix des statismes de tension et de fréquence	55
4.2	Simulation	56
4.2.1	Scénario 1	59
4.2.2	Scénario 2	60
4.2.3	Scénario 3	61
4.2.4	Scénario 4	62
4.3	Lien HVDC connecté à un réseau à faible inertie	65
4.4	Ligne AC parallèle à un lien HVDC	68
5	Conclusion	71

Table des figures

1.1	Réglage de la fréquence en fonction du temps	11
1.2	Dynamique de la fréquence dans une machine tournante	12
1.3	Fréquence d'un système non régulé suite à une perte de production pour différente valeurs de constante d'inertie.	13
1.4	Schéma bloc d'un générateur prenant en charge le réglage primaire	14
1.5	Caractéristique statique de réglage primaire	14
1.6	Fréquence d'un système régulé suite à une perte de production pour différente valeurs de constante d'inertie.	15
2.1	Comparaison entre HVAC et HVDC	17
2.2	HVDC back-to-back	18
2.3	Liaison HVDC point à point	18
2.4	HVDC multi-terminal	19
2.5	Liaison monopolaire asymétrique avec retour métallique	19
2.6	Liaison monopolaire symétrique	19
2.7	Liaison bipolaire	20
2.8	Principaux composants d'un convertisseur VSC	21
2.9	Lien VSC-HVDC point-à-point	23
3.1	Modèle d'un convertisseur VSC	24
3.2	Lien HVDC point-à-point considéré dans ce travail	26
3.3	Stratégies de contrôle d'une liaison VSC-HVDC point-à-point	28
3.4	Caractéristique $U - P$ du contrôleur de la tension DC	29
3.5	Voltage margin control	30
3.6	Régulateur avec statisme la tension DC	31
3.7	Caractéristique $U - P$ du contrôle "droop voltage"	31
3.8	Contrôle de la puissance active	33
3.9	Caractéristique $U - P$ du contrôleur de la puissance active	33
3.10	Contrôle de la puissance réactive	34
3.11	Modes de fonctionnement d'un convertisseur VSC	35
3.12	Boucle de contrôle de la puissance active	36
3.13	Contrôleur de la puissance active	37
3.14	Boucle de contrôle de la tension DC	38
3.15	Lien HVDC point-à-point considéré dans ce travail	40
3.16	Scénario 1 : perte de production resp. de 300MW et 500MW dans la zone 1 à t=30s et la zone 2 à t=50s.	42

3.17	Scénario 1 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC2 de 10% à t=50s.	43
3.18	Scénario 1 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.1 pu à t=50s.	44
3.19	Scénario 2 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC2 de 10% à t=50s.	45
3.20	Scénario 2 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension DC du convertisseur VSC1 de 0.1 pu à t=50s.	46
3.21	Scénario 3 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC1 de 10% à t=50s.	47
3.22	Scénario 3 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.05 pu à t=50s.	48
3.23	Scénario 4 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC1 de 10% à t=50s.	49
3.24	Scénario 4 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.05 pu à t=50s.	50
4.1	Contrôle de puissance avec statisme de fréquence	53
4.2	Contrôle de la tension avec statisme de fréquence	54
4.3	Contrôle de puissance incluant un statisme de tension et de fréquence	55
4.4	Scénario 1 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour trois valeurs de statisme)	60
4.5	Scénario 2 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s, comparaison entre le lien HVAC et HVDC (HVDC sans réglage de fréquence et avec réglage -pour deux valeurs de statisme-)	61
4.6	Scénario 3 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour deux valeurs de statisme)	62
4.7	Scénario 4 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s et de de 500MW dans la zone 2 à t=60s, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour deux valeurs de statisme de fréquence)	63
4.8	Scénario 4 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s et de de 500MW dans la zone 2 à t=60s, comparaison entre la réponse du système pour différentes valeurs du statisme de tension et de fréquence	64
4.9	Schéma bloc du contrôleur de la tension DC avec réponse inertielle	66
4.10	Réponse d'un système à deux zones reliées par un lien HVDC suite à la perte de 100 MW de production dans la zone 1 pour différente constante d'inertie : zone 1 à 50% de production renouvelable et C=10mF.	67
4.11	Réponse d'un système à deux zones reliées par un lien HVDC suite à la perte de 100 MW de production dans la zone 1 pour différente constante d'inertie : zone 1 à 50% de production renouvelable et C=1mF.	68
4.12	Interconnexion entre deux réseaux via une ligne AC parallèle à un lien VSC-HVDC	68
4.13	Réponse d'un système à deux zones reliées par une ligne AC parallèle à un lien HVDC suite à la perte de 300 MW de production dans la zone 1 : comparaison entre HVDC sans réglage de fréquence et avec réglage.	69

Liste des tableaux

1.1	Paramètres du système de production	13
3.1	Paramètres du système VSC-HVDC	35
3.2	Paramètres des réseaux AC	40
3.3	Les différents scénarios de commande étudiés	41
4.1	Paramètres des deux réseaux AC	57
4.2	Les différents scénarios de réglage de la fréquence	58

Liste des abréviations

AC	Alternating current
CSC	Current Source Converter
DC	Direct current
DFIG	Double fed induction generator
DFIG	Permanent magnet synchronous generator
HVDC	High voltage direct current
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
IP	Integral Proportional
LCC	Line-commutated converters
MMC	Modular Multilevel Converter
MTDC	Multiterminal HVDC
PCC	Point de couplage commun
ROCOF	Rate of change of frequency
VSC	Voltage Source Converter
XLPE	Cross-linked polyethylene

Introduction

Présentation du travail

Le présent rapport entre dans le cadre de mon travail de fin d'étude (TFE) pour l'obtention du master "ingénieur civil électricien". L'objectif de ce travail est la conception d'un système de gestion des transferts de réserve primaire entre réseaux électriques non-synchrones à l'aide des lignes haute tension à courant continu HVDC en vue du réglage de fréquence.

Le développement d'un tel système de gestion s'avère très important dans le contexte actuel où les réseaux électriques tendent à incorporer plus d'énergies renouvelables et à se libéraliser. Par suite, le HVDC s'impose soit comme solution unique pour les liaisons sous-marines, soit comme solution très fiable notamment pour l'interconnexion entre pays.

Malgré la maturité des systèmes électriques triphasés et la maîtrise des différentes technologies liées au triphasé (transformateurs, compensateurs, réglage de fréquence, load flow ...), l'émergence des énergies renouvelables pose beaucoup de défis auxquels les systèmes triphasés traditionnels ne sont pas adaptés. En effet, le caractère fluctuant et imprévisible des énergies renouvelables augmente le besoin à des systèmes électriques plus flexibles pouvant encaisser le surplus de puissance en cas de sur-production ou fournir de la puissance en cas de sous-production. Un tel système ne peut exister sans multiplier les interconnexions entre les différents réseaux le constituant, ces interconnexions doivent être robustes et actives (en termes de contrôlabilité) afin d'acheminer l'énergie renouvelable là où il y a le besoin ou inversement se procurer des réserves de puissance pour compenser un déficit de production renouvelable sans se préoccuper des problèmes de congestion.

En outre, les sources d'énergie renouvelables installées récemment sont majoritairement raccordées aux réseaux électriques via des convertisseurs d'électronique de puissance. Tel est le cas pour les panneaux photovoltaïques qui sont raccordés via des onduleurs ou les génératrices éoliennes (DFIG ou PMSG) au moyen des "convertisseurs source de tension" (VSC "voltage source converter"). Dans le cas des sources éoliennes, ces interfaces d'électronique de puissance font découpler les génératrices du réseau. Ce découple diminue l'inertie du réseau et risque de rendre le système électrique vulnérable aux différentes perturbations qui peuvent avoir lieu. Par conséquent, les réseaux intégrant une grande part d'énergie éolienne ont intérêt à être fortement connectés à d'autres zones afin de profiter de leurs réserves dans les plus courts délais. D'autre part, les grands gisements d'énergie renouvelable se trouvent dans des zones très éloignées des centres de consommation. Par exemple le projet Desertec qui vise à importer vers l'Europe l'énergie solaire produite dans le désert de l'Afrique du Nord et du Moyen Orient (MENA). L'énergie éolienne qui représente la grande part des énergies renouvelables se trouve dorénavant dans les

zones offshore là où le vent est le moins fluctuant. En effet, en Europe les zones proches des côtes qui sont adéquates à une production éolienne sont presque toutes utilisées.

Par ailleurs, la libéralisation du marché de l'énergie électrique engendre des problèmes au niveau de la maîtrise des flux de puissance entre les différentes zones d'où la nécessité à renforcer les interconnexions entre les différents pays (nombre et capacité des liaisons).

La réalisation d'un tel réseau AC/DC nécessite par suite la maîtrise de la technologie HVDC en régime permanent ainsi qu'en régime dynamique. Dans cette perspective, plusieurs travaux de recherche ont été menés pour relever les défis techniques liés à l'HVDC tant sur le plan de la modélisation des convertisseurs [1] [2] [3], d'électronique de puissance et des techniques de conversion [4] [5], du contrôle des flux de puissance [6] [7] [8], de la protection, des technologies de raccordement et des câbles...

C'est dans cette optique que s'inscrit mon travail de fin d'étude, où nous avons participé à la compréhension de cette nouvelle technologie en étudiant les possibilités d'utiliser un lien HVDC pour des fins de réglage de la fréquence des zones AC connectées.

Services auxiliaires

Les services auxiliaires ou encore services système sont des services nécessaires pour tout gestionnaire de réseau et permettent d'assurer un fonctionnement fiable, stable et efficace du système électrique. Par suite, les services système sont un facteur déterminant pour la qualité et la robustesse d'un réseau électrique, ceux-ci comprennent [9] :

- Réglage de fréquence : gestion des réserves de puissance active, réglage primaire, réglage secondaire et réglage tertiaire
- Réglage de la tension
- Compensation des pertes de transport
- Démarrage autonome et à la marche en îlotage
- Coordination du système
- Mesure d'exploitation

Objectifs du travail

Ce travail de fin d'étude a pour objectifs de :

- Faire une recherche bibliographique détaillée permettant de comprendre la technologie HVDC et de mettre le point sur l'avancement technologique lié à la problématique étudiée
- Modéliser un lien HVDC point-à-point
- Simuler et comparer différentes stratégies de commande de ce lien
- Analyser les possibilités de contribution d'un lien HVDC au réglage de la fréquence et en particulier l'influence des différents modes de commande du lien.

Organisation du rapport

Ce rapport est composé de quatre chapitre. Le premier chapitre présente brièvement le réglage primaire de fréquence dans les réseaux AC. Le deuxième chapitre introduit la technologie HVDC et décrit le principe de fonctionnement d'un lien HVDC point-à-point. Ensuite, le troisième chapitre explique la modélisation et les différents mode de commande d'un lien HVDC. Le quatrième chapitre présente les différentes solution pour intégrer le réglage de la fréquence dans les convertisseurs d'un lien HVDC.

Chapitre 1

Réglage de fréquence

Ce chapitre présente les principaux aspects du réglage de fréquence dans les réseaux AC. Une considération particulière sera donnée à la modélisation dynamique de la fréquence ainsi qu'au réglage primaire. Ce chapitre est principalement basé sur les travaux [10], [11], [12] et [13].

1.1 Pourquoi le réglage de la fréquence

Dans les réseaux conventionnels la fréquence du signal électrique dépend de la vitesse de rotation des machines tournantes (principalement les machines synchrones) via la relation suivante :

$$f = p \frac{\omega}{2\pi} \quad (1.1)$$

avec ω est la vitesse de rotation en rad/s et p est le nombre de pôles de la machine.

La vitesse de rotation d'un générateur (ou le point de fonctionnement du système électrique) sera définie comme l'intersection entre le couple moteur qui entraîne l'arbre du rotor et le couple résistant qui est déterminé par la charge du réseau.

Le mouvement de rotation d'une machine électrique est décrit par l'équation suivante :

$$C_m - C_{em} = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (1.2)$$

Avec : C_m est le couple mécanique fourni par la turbine, C_{em} est le couple électromagnétique (ou résistant) et J le moment d'inertie.

D'après l'équation 1.2, tout déséquilibre entre ces deux couples se répercute immédiatement sur la vitesse de rotation des machines synchrones et par suite sur la fréquence du réseau. En effet, si la charge du réseau est très grande par rapport au couple moteur la vitesse de rotation diminue alors et les machines synchrones risqueront de décrocher (blackout). Inversement, si la charge du réseau est petite par rapport au couple moteur alors les générateurs risqueront de s'emballer.

Par conséquent, la stabilité de la fréquence est un élément critique dans le fonctionnement des réseaux électriques. C'est pour cela que les gestionnaire de réseaux ainsi que les grid-codes ont

prévu des plans d'actions à différente échelle de temps afin de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation.

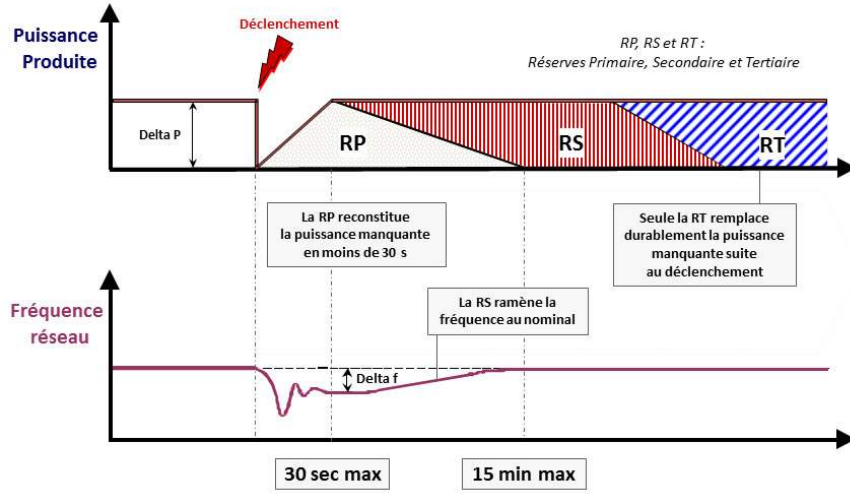


Figure 1.1 – Réglage de la fréquence en fonction du temps[14]

1.2 Inertie d'un réseau

L'inertie d'un réseau électrique décrit la capacité de ce réseau à résister et à ralentir une déviation de fréquence. A l'heure actuelle, cette inertie est assurée exclusivement par les générateurs synchrones du réseau à travers l'énergie cinétique emmagasinée dans leurs masses tournantes. Par suite, chaque réseau est caractérisé par une constante d'inertie H qui déterminera son comportement lors d'un déséquilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique (résistant). Cette constante est définie comme le rapport entre l'énergie cinétique stockée à la vitesse de rotation nominale et la puissance nominale de la machine :

$$H = \frac{E_c|_{\omega_m=\omega_N}}{S_N} \quad (1.3)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_N^2}{S_N} \quad (1.4)$$

Avec E_c : l'énergie cinétique à la vitesse nominale en J ou en W.s
et S_N : la puissance apparente nominale en VA.

En remplaçant l'équation 1.4 dans 1.2, on a :

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{\omega_N^2}{2HS_N}(C_m - C_{em}) \quad (1.5)$$

En écrivant cette équation en termes de puissance : $P = \omega_m C$ et en passant en p.u. on obtient ainsi :

$$\frac{d\omega_{m,pu}}{dt} = \frac{1}{2H}(P_{m,pu} - P_{e,pu}) \quad (1.6)$$

Avec : P_e la puissance électrique produite en sortie de l'alternateur.

Pour analyser les variations de la puissance mécanique et la puissance électrique associées à une déviation de la vitesse de rotation (ou de la fréquence), on définit ΔP_m , ΔP_e et $\Delta \omega_m$ tel que :

$$\begin{aligned} P_m &= P_{m,N} + \Delta P_m \\ P_e &= P_{e,N} + \Delta P_e \\ \omega_m &= \omega_{m,N} + \Delta \omega_m \end{aligned}$$

En fonctionnement normal sans perturbation les puissances mécanique et électrique sont égales : $P_{m,N} = P_{e,N}$, par suite l'équation 1.6 devient :

$$\frac{d\Delta \omega_{m,pu}}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu}) \quad (1.7)$$

Ou aussi en termes de fréquence :

$$\frac{d\Delta f_{pu}}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu}) \quad (1.8)$$

Pour les charges contenant des moteurs électriques, la puissance consommée dépend de la fréquence car la vitesse de rotation d'un moteur varie en fonction de la fréquence du signal électrique. Cette dépendance peut être décrite par l'équation suivante :

$$\begin{aligned} P_e &= P_c^{ind} + P_c^{dep} \\ &= P_c^{ind} + P_{c,N}F(f) \\ &= P_c^{ind} + P_{c,N}(1 + D(f - f_N)) \end{aligned}$$

Où : P_c^{ind} est la puissance appelée par les charges qui ne dépendent pas de la fréquence, $P_{c,N}$ est la puissance des charges dépendante de la fréquence à la fréquence nominale du réseau et D une constante appelé "coefficient d'amortissement" en W/Hz, cette constante décrit la variation de la consommation de la charge suite à une déviation de la fréquence.

Par suite, la dynamique de la fréquence d'une machine tournante est décrite par l'équation :

$$\begin{aligned} \Delta P_e &= \Delta P_c^{ind} + D\Delta f \\ \frac{d\Delta f_{pu}}{dt} &= \frac{1}{2H}(\Delta P_{m,pu} - \Delta P_c^{ind} - D\Delta f_{pu}) \end{aligned} \quad (1.9)$$

Cette équation peut être représentée sous forme du schéma bloc de la figure 1.2.

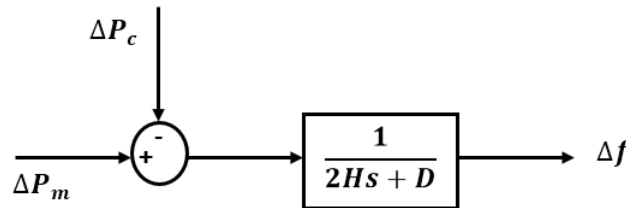


Figure 1.2 – Dynamique de la fréquence dans une machine tournante

La figure 1.3 montre l'évolution de la fréquence d'un système électrique (dont les paramètres sont dans le tableau 1.1) suite à une perte de 1000 MW de production pour différentes valeurs de la constante d'inertie. On remarque que l'inertie améliore la dynamique du système suite à un déséquilibre entre production et consommation. En effet, elle ralentit la décélération (ou l'accélération) des machines tournantes ce qui donne plus de temps au réseau pour réagir et enclencher le réglage de fréquence.

Paramètre	Valeur
Puissance nominale	20 <i>GW</i>
Fréquence nominale	50 <i>Hz</i>
Coefficient d'amortissement	1

Tableau 1.1 – Paramètres du système de production

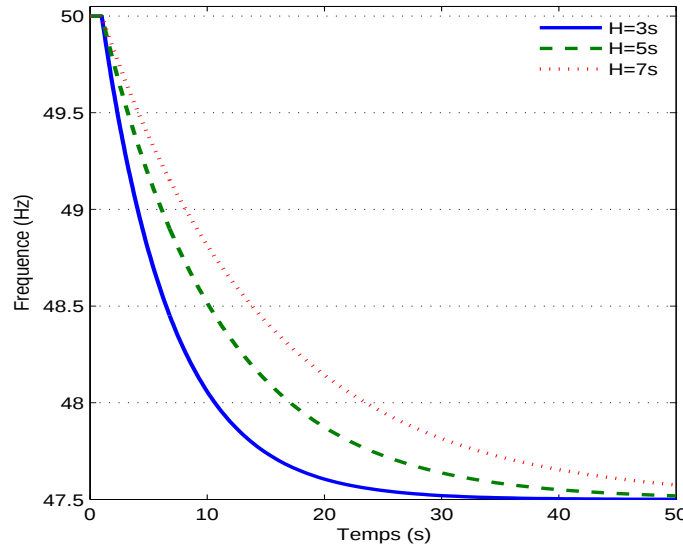


Figure 1.3 – Fréquence d'un système non régulé suite à une perte de production pour différentes valeurs de constante d'inertie.

1.3 Réglage primaire

Le réglage primaire agit dans les secondes qui suivent une perturbation, il permet d'arrêter la déviation et de stabiliser la fréquence à une valeur différente de la valeur nominale.

Ce réglage est réalisé via une action proportionnelle, où en fonction de la déviation de la fréquence le régulateur applique une consigne d'ouverture des soupapes de la turbine afin d'augmenter/diminuer la production :

$$P_m^{ref} - P_m = -\sigma(f_{ref} - f) \quad (1.10)$$

Le facteur proportionnel σ est appelé statisme et la quantité d'énergie maximale correspondante à ce statisme est appelé réserve primaire. Les grid-codes décrivent les modalités de ce réglage, la

valeur de statisme, les réserves primaire et leurs rémunérations, les conditions de participation au réglage La figure 1.4 présente le schéma bloc de la dynamique d'un générateur qui prend en considération le réglage primaire de fréquence.

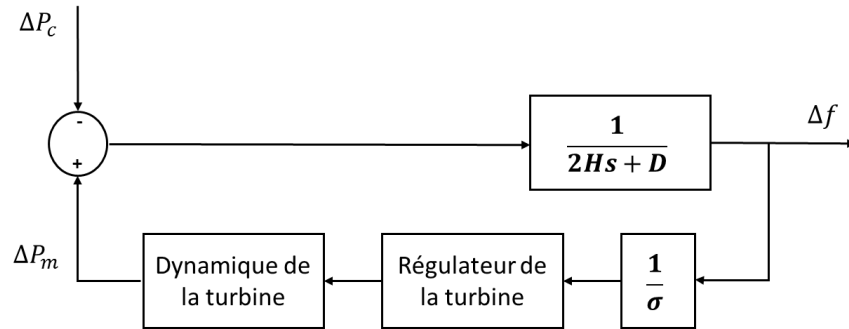


Figure 1.4 – Schéma bloc d'un générateur prenant en charge le réglage primaire

Ainsi chaque générateur participant au réglage doit réagir face à un déséquilibre de production-consommation suivant une caractéristique statique de réglage comme illustré dans la figure 1.5 [13]. Une déviation de la fréquence de $\sigma\%$ causera alors une variation de 100% de la puissance en sortie de la turbine.

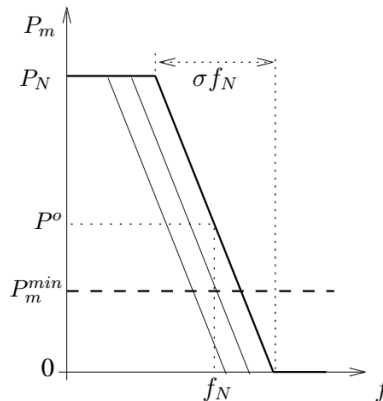


Figure 1.5 – Caractéristique statique de réglage primaire

La figure 1.6 présente l'évolution de la fréquence d'un système suite à une perte de 1000MW de production. Grâce au réglage primaire, la diminution de la fréquence du système est arrêtée et l'écart entre la fréquence après réglage et la valeur nominale est largement inférieur à celui du système non régulé de la figure 1.3. On remarque qu'une erreur statique de fréquence persiste vu que le réglage primaire est une simple action proportionnelle.

Pour les réseaux électriques synchrones interconnectés, quand une perturbation se produit dans l'un des réseaux alors toutes les autres zones participent au réglage de la fréquence en libérant leurs propres réserves primaires. C'est le cas de la zone ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) regroupant tous les pays de l'Europe continentale, cet organisme définit la réserve primaire européenne à 3000 MW et précise ainsi pour chaque

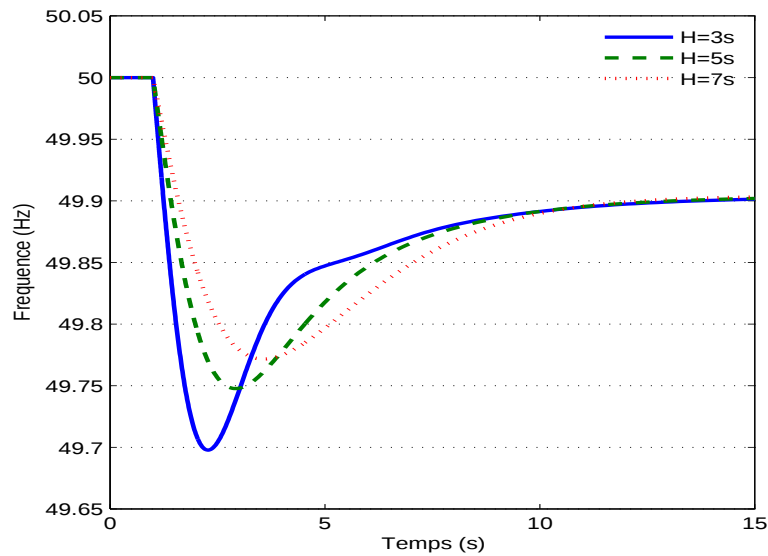


Figure 1.6 – Fréquence d'un système régulé suite à une perte de production pour différentes valeurs de constante d'inertie.

pays la part qu'il doit fournir de cette réserve (par exemple 100 MW pour la Belgique dont la moitié à fournir dans les 15 s qui suivent un incident et l'autre moitié après 30 s).

1.4 Réglage secondaire

Le réglage primaire stabilise le système électrique à un nouveau point de fonctionnement où demeure une erreur statique de fréquence.

D'autre part, le réglage primaire modifie les flux de puissance échangés entre les différentes zones d'un grand système synchrone.

Par conséquent, les gestionnaires de réseaux ont mis en place un deuxième niveau de réglage de la fréquence appelé réglage secondaire. Il agit localement dans la zone de perturbation et permet de libérer des réserves de puissance dite "secondaires". Les générateurs engagés dans le réglage primaire peuvent alors récupérer leurs réserves et se préparer à une éventuelle nouvelle perturbation.

Le réglage secondaire modifie les consignes de puissance des générateurs via une action proportionnelle-intégrale "PI" afin d'éliminer l'erreur statique et de ramener les échanges de puissances entre la zone de perturbation et ses zones voisines aux valeurs contractuelles (pré-perturbation).

Le réglage secondaire peut être activé manuellement ou de façon automatique auquel cas il est appelé AGC "Automatic Generation Control".

Chapitre 2

Système HVDC

Ce chapitre présente les aspects généraux du transport de puissance en haute tension à courant continu, nous allons décrire les deux types de technologies HVDC à savoir les convertisseurs sources de courant commutés en ligne "LCC" et les convertisseurs à sources de tension "VSC".

2.1 Définition

Avec la croissance du taux de pénétration des énergies renouvelables tel que les grands parcs éoliens offshore, la distance entre les lieux de production et ceux de consommation a considérablement augmenté. Transporter cette énergie sur ces longues distances avec un minimum de pertes est l'un des plus grands défis pour les gestionnaires de réseaux de transport.

Les systèmes haute tension à courant continu (High voltage direct current, HVDC) s'imposent par suite comme solution fiable pour le transport d'énergie sur les longues distances. Leurs coûts d'investissement élevés par rapport aux systèmes AC sont compensés par la diminution des pertes résistives pour une distance suffisamment grande.

La figure 2.1 illustre le seuil de rentabilité entre le transport en HVAC (High voltage alternating current) et HVDC, c'est à dire le point d'égalité entre les coûts de construction et de mise en fonctionnement des lignes aériennes HVDC et ceux des lignes HVAC, c'est typiquement 500-800 km [15]. Cependant, le seuil de rentabilité pour les câbles est souvent moins de 50 km [16].

La technologie HVDC peut être utilisée dans les cas suivants :

- Transport d'énergie électrique sur de longues distances : c'est le cas d'utilisation principal de la technologie HVDC.
- Les câbles souterrains et sous-marins
- Interconnexion des zones asynchrones : puisque la puissance DC sert d'intermédiaire entre les systèmes AC, ces derniers peuvent être asynchrones. Un tel lien HVDC asynchrone agit comme un véritable «pare-feu» contre la propagation de pannes en cascade d'un réseau à un autre. Souvent cette application utilise une connexion back-to-back.
- Le transport offshore : un système VSC-HVDC peut alimenter une île isolée ou une plateforme offshore, et élimine donc le besoin à une production locale. Pour une production

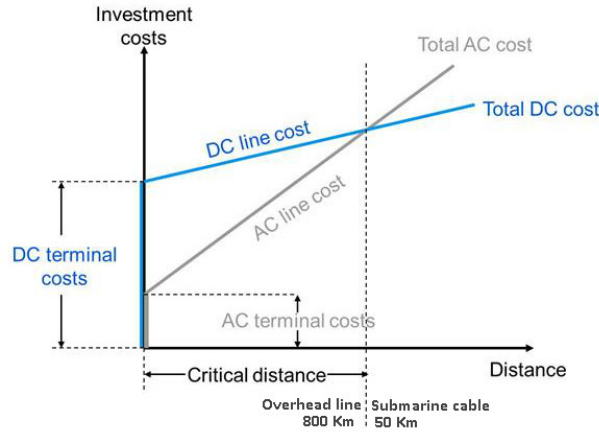


Figure 2.1 – Comparaison entre HVAC et HVDC

éolienne distante, le système HVDC fournit un soutien de puissance réactive.

- Les systèmes multi-terminal (MTDC) : c'est un système HVDC qui lie plus de deux réseaux AC. A travers une coordination sophistiquée entre les convertisseurs, un tel système MT-HVDC peut atteindre plus de flexibilité en terme du flux d'énergie entre les systèmes AC. Cette application a de nombreux avantages par rapport à une combinaison de liens HVDC point à point, notamment la minimisation des pertes de transport, une disponibilité réseau plus grande, un nombre inférieur de convertisseurs, et une facilité de connexion d'une nouvelle charge/production offshore.
- Distribution d'énergie à de grandes zones urbaines : les liens VSC-HVDC souterrains peuvent être utilisés pour transmettre de l'énergie à des zones urbaines où les exigences en terme de support de tension doivent être respectées.

2.2 Type des systèmes HVDC

Le choix de la configuration des systèmes HVDC dépend principalement du fonctionnement attendu et de la localisation des stations de conversion.

2.2.1 Système HVDC Back-to-back

Dans ce type de système, deux stations de conversion sont localisées sur un même site et la chute de tension sur le lien est négligeable. Un lien back-to-back peut être utilisé pour interconnecter deux systèmes voisins asynchrones. La tension DC est moins élevée dans ce cas (50kV-150kV) [17].

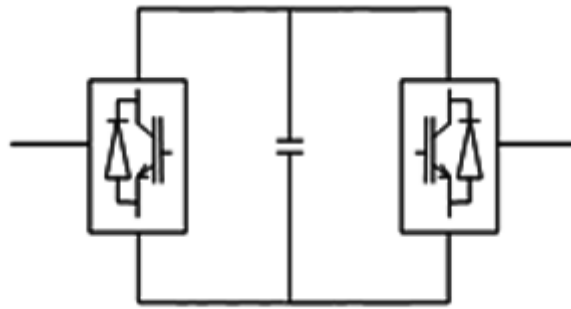


Figure 2.2 – HVDC back-to-back

2.2.2 Système HVDC point-à-point

La transmission HVDC point à point est utilisée pour lier des convertisseurs situés dans des zones géographiques éloignées. Par conséquent, la puissance DC est transportée à partir d'une station de conversion fonctionnant en tant que redresseur vers l'autre station fonctionnant en onduleur. C'est le type de système HVDC qu'on retrouve le plus.

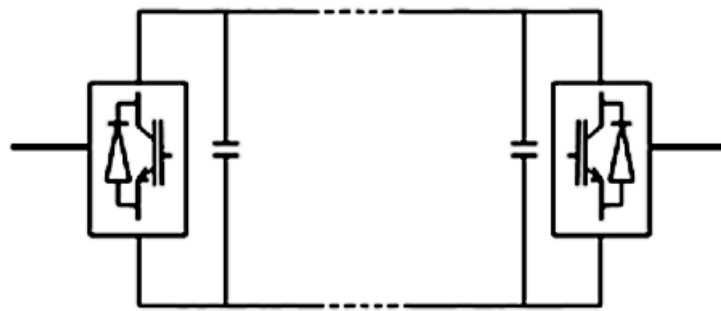


Figure 2.3 – Liaison HVDC point à point

2.2.3 Système HVCD multi-terminal

Quand trois ou plusieurs stations HVDC sont séparées géographiquement et interconnectées via des lignes ou des câbles alors le système HVDC est dit multi-terminal "MTDC". Si toutes les stations sont connectées à la même tension alors il s'agit d'un système multi-terminal parallèle. Si un ou plusieurs convertisseurs sont ajoutés en séries à l'un des pôles ou aux deux, alors le système est multi-terminal série. Une combinaison de connections de convertisseurs parallèle et séries est un système multi-terminal hybride.

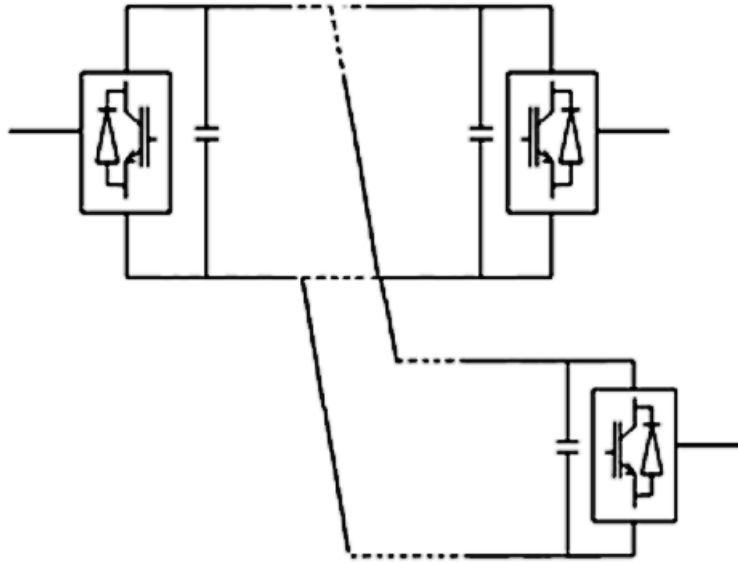


Figure 2.4 – HVDC multi-terminal

2.3 Type des liaisons HVDC

2.3.1 Monopolaire

Dans un lien HVDC monopolaire, une seule station de conversion se trouve de chaque coté du lien. On distingue deux type de liaisons HVDC monopolaires : les liaisons asymétriques et les liaisons symétriques.

Liaison monopolaire asymétrique : les convertisseurs sont connectés entre un conducteur à haute tension et soit la terre ou un conducteur à moyenne tension.

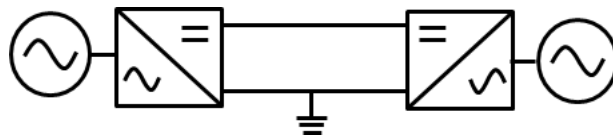


Figure 2.5 – Liaison monopolaire asymétrique avec retour métallique

Liaison monopolaire symétrique : dans ce type de liaison les convertisseurs sont connectés via deux conducteurs à haute tension de polarité opposée.

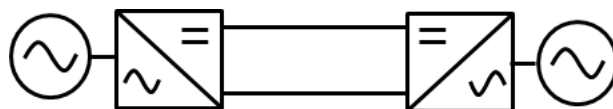


Figure 2.6 – Liaison monopolaire symétrique

2.3.2 Bipolaire

Dans une configuration bipolaire, il y a deux convertisseurs sur chaque coté du lien HVDC. L'une des deux convertisseurs est connecté entre le pôle positif et la terre (ou le retour métallique de moyenne tension) et l'autre convertisseur est connecté entre la terre (ou le retour métallique de moyenne tension) et le pôle négatif.

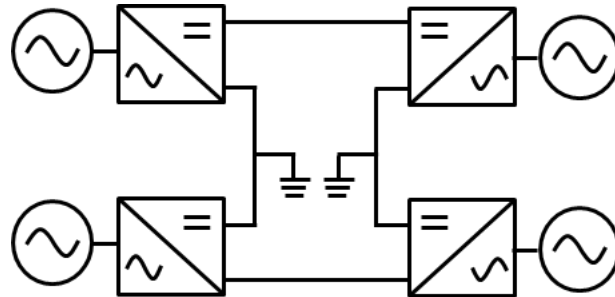


Figure 2.7 – Liaison bipolaire

2.4 Type de convertisseurs

La technologie HVDC peut être classée en deux catégories selon le type de la commutation utilisée dans le convertisseur à savoir les systèmes CSC-HVDC et VSC-HVDC.

2.4.1 Convertisseur CSC

Un convertisseur source de courant CSC "Current source converter" utilise des thyristors pour la commutation, c'est un type de Line Commutated Converter (LCC) parce que le thyristor peut seulement s'éteindre quand le courant passe par zero, par conséquent, il requiert une ligne de tension pour la commutation. CSC-HVDC convient pour les projets de transport de très grande puissance avec une tension DC très élevée et à travers de longues distances sans effet de capacité le long de la ligne de transport. Les convertisseurs CSC-HVDC peuvent transmettre à peu près 6000 MW avec une tension DC de ± 800 kV [18].

Jusqu'à présent, la plupart des systèmes HVDC installés à travers le monde sont des systèmes LCC utilisant des thyristors. Cependant, cette technologie présente une faiblesse inhérente, la commutation dans les convertisseurs dépend de la rigidité de la tension AC. Un convertisseur CSC ne peut pas fonctionner correctement si le système AC connecté est faible.

2.4.2 Convertisseur VSC

Un convertisseur VSC "Voltage source converter" est un convertisseur source de tension à commutation forcée qui utilise des transistors IGBT "Insulated Gate Bipolar Transistor" et qui peut librement s'allumer et s'éteindre via un signal de commande bien élaboré. Un tel convertisseur peut produire son propre signal sinusoïdal en utilisant la modulation en largeur d'impulsion MLI (PWM, Pulse-width modulation) indépendamment du système AC. Une nouvelle technologie

VSC dite multi-niveaux, Modular Multilevel Converter (MMC), est plus intéressante notamment pour la forme d'onde de la tension sinusoïdale de sortie et les faibles pertes de commutation.

Un VSC n'a pas besoin d'un support de tension AC du côté réseau pour la commutation. Les convertisseurs VSC-HVDC ont une puissance nominale jusqu'à 1200 MW avec une tension dc de $\pm 320\text{ kV}$ pour les câbles et jusqu'à 2400 MW avec une tension DC de $\pm 320\text{ kV}$ pour les lignes aérienne [18].

Avec la diminution des pertes dans les systèmes VSC (qui restent tout de même supérieurs à ceux des systèmes CSC) et la réduction des coûts d'investissement, la technologie VSC s'est avérée plus avantageuses particulièrement dans les applications suivantes :

- connecter les sources d'énergie renouvelable tels que des parcs éolien offshore au réseau principale.
- fournir la puissance à un système indépendant comme un îlot ou une plate-forme pétrolière.
- fournir de la puissance à des zones urbaines avec qui connaissent une croissance rapide de la charge.

Le système VSC HVDC présente les avantages suivants par rapport au système CSC HVDC :

- contrôle indépendants des puissances active et réactive
- inversement du flux de puissance plus simple (polarité des tensions ne change pas)
- alimenter des réseaux passifs et capacité de démarrer en black-start
- réseaux DC multi-terminaux
- temps de réponse rapide grâce à une fréquence de commutation élevée avec la commande PWM
- les harmoniques d'ordre inférieur sont significativement réduits par la grande vitesse de commutation. Alors, la taille des filtres requis peut être relativement petite

2.5 Structure d'un convertisseur VSC

La figure 3.1 présente les principaux éléments associés à un convertisseur VSC.

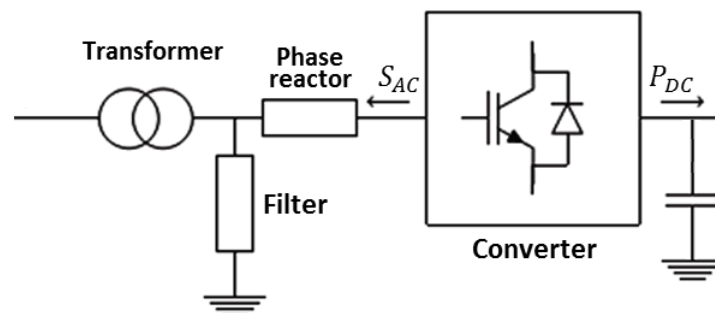


Figure 2.8 – Principaux composants d'un convertisseur VSC [19]

Transformateur

Le transformateur permet d'adapter la tension AC de sortie du convertisseur qui dépend de la tension sur le côté DC du convertisseur à la tension au point de couplage commun (PCC) du

réseau AC.

Le transformateur peut être représenté par son impédance complexe qui est principalement inductive.

Filtre AC

Il s'agit d'un filtre passe-bas permettant d'arrêter la propagation des harmoniques d'ordre supérieur créés par les éléments d'électronique de puissance du convertisseur VSC vers le réseau AC. Le filtre permet aussi de protéger le transformateur contre ces harmoniques ainsi éviter les surcoûts dus au déclassement du transformateur.

Le filtre passe-bas peut être représenté par une capacité shunt.

Réactance de phase

C'est l'élément AC le plus important dans le fonctionnement d'un convertisseur VSC. D'une part, elle contribue avec la capacité shunt à la définition du filtre passe-bas. D'autre part, il permet de réguler le flux de puissance active et réactive entre le convertisseur et le PCC.

La réactance de phase peut être représentée principalement par une inductance à qui on peut ajouter une résistance en série pour représenter les pertes joules.

Capacité DC

La capacité shunt au côté DC du convertisseur est le deuxième élément indispensable au fonctionnement d'un système HVDC. D'une part, elle permet de stabiliser la tension de la liaison DC en agissant sur l'énergie emmagasinée. D'autre part, la taille de cette capacité définit la dynamique du lien HVDC.

2.6 Description d'un lien VSC-HVDC

Un lien VSC-HVDC est composé de deux convertisseurs de type "source de tension" VSC, l'un fonctionnant en redresseur injectant de la puissance active dans le système DC. L'autre convertisseur fonctionne en onduleur ; en extrayant de la puissance active à partir du lien HVDC et en l'injectant dans le réseau AC (ces rôles peuvent être inversés en changeant la direction du courant DC). De la même façon, le VSC peut fonctionner de façon capacitive, injectant de la puissance réactive dans le système AC, ou de façon inductive, en absorbant la puissance réactive du système AC. Le VSC peut fonctionner de façon capacitive ou inductive dans les deux modes, onduleur ou redresseur.

La figure 2.9 présente un lien VSC point-à-point composé de deux convertisseurs VSC interconnectés via une ligne à courant continu. L'une des caractéristiques des terminaux VSC est que la polarité de la tension DC ne change pas. Par suite, la direction du flux de puissance est déterminé par la direction du courant continu. Dans la figure 2.5 le courant et le flux de puissance circulent de la station VSC1 (terminal émetteur ou redresseur) vers la station VSC2 (terminal récepteur

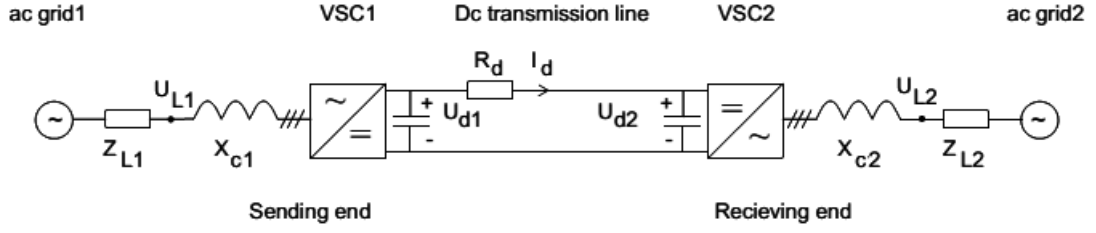


Figure 2.9 – Lien VSC-HVDC point-à-point [20]

ou onduleur).

Le courant continu circule toujours de la tension la plus grande vers le niveau de tension le plus bas. Par suite, la tension DC au niveau du redresseur doit être supérieure à celle au niveau de l'onduleur. La valeur du courant est déterminée par la loi d'Ohm comme étant la différence entre les tensions aux deux extrémités du lien divisée par sa résistance $I_d = (U_{d1} - U_{d2})/R_d$.

Chapitre 3

Modélisation et commande d'une liaison HVDC point-à-point

Dans ce troisième chapitre, nous expliquerons le modèle du convertisseur et du lien HVDC que nous avons adopté dans notre implémentation. Ensuite, nous analyserons différentes stratégies de commande d'un lien HVDC afin d'identifier les méthodes les plus adaptées au réglage de fréquence.

3.1 Mise en œuvre d'un système HVDC

3.1.1 Modélisation du convertisseur VSC

Un convertisseur VSC peut échanger avec le réseau AC directement connecté la puissance active et réactive. En mode redresseur, la puissance active que le VSC extrait à partir de son côté AC est égale à la puissance active injectée dans son côté DC plus les différentes pertes dans le convertisseur (de conduction et de commutation). Dans le reste de ce travail, nous choisissons pour les puissances actives la convention mentionnée dans la figure 3.1 (le convertisseur fournit de la puissance).

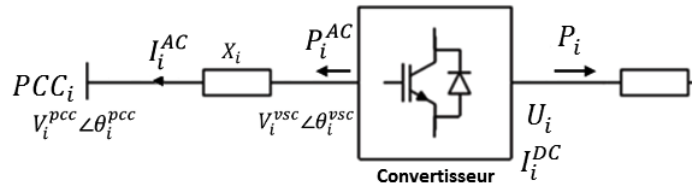


Figure 3.1 – Modèle d'un convertisseur VSC

Pour un convertisseur à deux niveaux, ces pertes sont une fonction quadratique du courant AC parcourant le convertisseur [21]. Nous pouvons négliger dans ce travail ces pertes tant que nous n'implémentons pas un modèle détaillé contenant tous les éléments d'électronique de puissance

associés au VSC.

Ainsi, nous pouvons écrire :

$$\begin{aligned} P^{AC} &= P^{loss} + P \\ &= P \end{aligned}$$

Avec : P^{AC} la puissance active échangée entre le PCC et le VSC et P la puissance transmise sur le lien HVDC. La puissance active au côté AC du convertisseur est égale à :

$$P^{AC} = \frac{V^{vsc}V^{pcc}}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

Avec : V^{pcc} la tension au point de couplage commun au coté AC, V^{vsc} la tension AC de sortie du convertisseur et δ la différence entre les angles de phase de ces deux tensions $\delta = \phi^{vsc} - \phi^{pcc}$.

Dans le présent travail, nous nous intéressons au réglage de fréquence qui dépend uniquement des flux de puissance active. Par suite nous considérerons que l'amplitude de la tension V^{vsc} est bien régulé à une valeur constante (par exemple elle égale à la tension au PCC pour qu'il n'y a pas d'échange de puissance réactive).

Ainsi, l'équation 3.1 peut être écrite sous la forme :

$$P^{AC} = P^0 \sin \delta \quad (3.2)$$

Avec $P^0 = \frac{V^{vsc}V^{pcc}}{X_i} = cste$.

La puissance active au côté DC du convertisseur est égale à :

$$\begin{aligned} P &= UI^{DC} \\ &= P_c + P \\ &= UI_c + P \\ &= UC \frac{dU}{dt} + P \end{aligned}$$

Avec : P_c la puissance fournie ou absorbée par la capacité associée au VSC, cette puissance est nulle en régime permanent. P est la puissance transmise vers le deuxième convertisseur à travers la résistance du lien HVDC.

A tout instant le convertisseur VSC va assurer la conservation de puissance tel que :

$$\begin{aligned} P^{AC} &= P \\ P_i^0 \sin \delta_i &= UC \frac{dU}{dt} + P \end{aligned} \quad (3.3)$$

Cette dernière équation montre ainsi que la dynamique d'un système HVDC est déterminée par les tensions aux bornes des capacités DC du lien.

La dynamique du convertisseur VSC peut être prise en compte en l'assimilons à un système du premier ordre de gain unitaire et d'une constante de temps $T_{vsc} = \frac{1}{2f_s}$, tel que f_s est la fréquence de commutation du VSC.

3.1.2 Modélisation d'un lien HVDC point-à-point

Pour analyser de façon détaillée le comportement du système HVDC en régime transitoire il faut considérer un modèle de ligne de transmission ou du câble incluant tous les éléments séries (inductance + résistance) et tous les éléments shunt (susceptance + conductance).

Pour simplifier la modélisation du lien HVDC et avoir un nombre réduit de variables d'état, nous ne considérons dans ce travail que la résistance série R qui est indispensable pour avoir un flux de puissance dans le lien. Cependant, la capacité associée au convertisseur VSC est suffisante dans notre contexte pour décrire le comportement dynamique du système HVDC. Ainsi, la figure 3.2 présente le système HVDC point-à-point retenu pour le reste de ce travail.

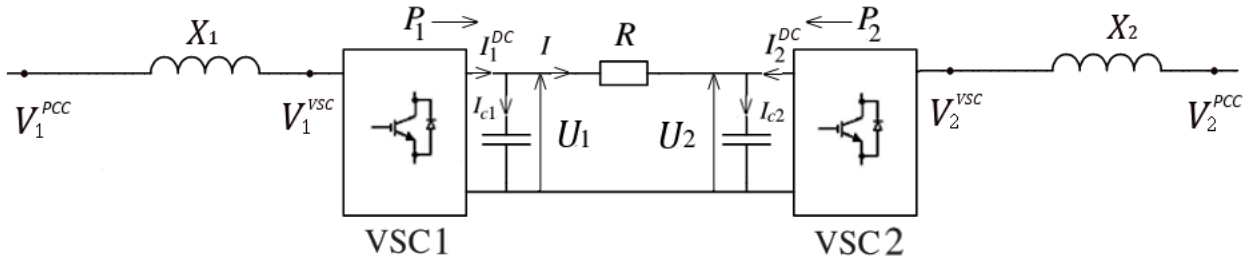


Figure 3.2 – Lien HVDC point-à-point considéré dans ce travail

En appliquant les lois de Kirchhoff pour le courant et la tension, on a :

$$I_1^{DC} = I_{c1} + I \quad (3.4)$$

Avec :

$$I_1^{DC} = \frac{P_1}{U_1}, \quad I_{c1} = \frac{1}{C_1} \frac{dU_1}{dt} \quad \text{et} \quad I = \frac{U_1 - U_2}{R}$$

En remplaçant par l'expression de puissance DC de l'équation 3.3, On obtient donc le modèle non-linéaire du lien HVDC suivant :

$$\begin{cases} \frac{dU_1}{dt} = \frac{1}{C_1} \left(\frac{P_1^0 \sin \delta_1}{U_1} - \frac{U_1 - U_2}{R} \right) \\ \frac{dU_2}{dt} = \frac{1}{C_2} \left(\frac{P_2^0 \sin \delta_2}{U_2} - \frac{U_1 - U_2}{R} \right) \end{cases} \quad (3.5)$$

La linéarisation de ce système d'équations autour d'un point de fonctionnement défini par les valeurs $(\delta_1^*, U_1^*, \delta_2^*, U_2^*)$ donne :

$$\dot{U} = A.U + B.\delta \quad (3.6)$$

Avec :

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}, \quad \delta = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix},$$

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{C_1} \left(\frac{P_1^0 \sin \delta_1^*}{U_1^{*2}} + \frac{1}{R} \right) & \frac{1}{RC_1} \\ \frac{1}{RC_1} & \frac{-1}{C_2} \left(\frac{P_2^0 \sin \delta_2^*}{U_2^{*2}} + \frac{1}{R} \right) \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_1^0 \cos \delta_1^*}{C_1 U_1^*} & 0 \\ 0 & \frac{P_2^0 \cos \delta_2^*}{C_2 U_2^*} \end{bmatrix}$$

3.2 Commande d'un VSC

3.2.1 Principe générale de la commande d'un VSC

D'après la littérature [22] [20] [23], la commande d'un convertisseur VSC peut se faire selon deux approches : la commande directe et la commande vectorielle.

La commande directe régule les flux de puissances à travers le convertisseur en agissant directement sur l'amplitude et la phase de la tension V_i^{vsc} de sortie du VSC.

La commande vectorielle principalement utilisée dans la commande des convertisseurs électromécaniques a montré sa performance en termes de vitesse de réponse et de stabilité pendant le changement de consigne et pendant les défauts par rapport à la commande directe. Par suite, la commande vectorielle est largement adoptée dans les VSCs pour contrôler de façon indépendante et bidirectionnelle la puissance active et réactive [22] [24] [25] [26] [3].

Dans la commande vectorielle, les tensions et courants triphasés AC sont transformés en leurs composantes directe "d" et en quadrature "q" via la transformée de Park. Cette commande utilise deux étages de régulation.

Le premier étage est un contrôleur rapide appelé "contrôleur interne" (inner controller) pour le courant AC, le deuxième étage est composé d'un ou plusieurs contrôleurs moins rapide appelés "contrôleurs externes" (outer controllers) qui calculent les valeurs de référence du courant AC (dans un référentiel dq) qui doivent être fournies au "contrôleur interne".

Les "contrôleurs externes" peuvent inclure un contrôleur de puissance active, un contrôleur de la tension DC, un contrôleur de la puissance réactive, un contrôleur de la tension AC ou un contrôleur de la fréquence.

La figure 3.3 illustre différentes possibilités de réglage d'un lien VSC-HVDC. Évidemment, on ne peut pas utiliser en même temps tous les contrôleurs. Par exemple, le contrôleur de la tension AC est utilisée en principe lorsque le système alimente un réseau faible (weak AC grid) afin de garantir la stabilité de la tension AC. Si la charge est un système passif, alors le VSC-HVDC peut contrôler la fréquence et la tension AC. Si la charge est un système AC autonome, alors le VSC-HVDC peut contrôler les flux de puissance active et réactive.

Comme nous l'avons précisé au début de ce chapitre, la problématique étudiée dans ce travail est le réglage de la fréquence qui dépend uniquement des flux de puissance active. Alors, pour se focaliser sur ce problème nous considérons que nos convertisseurs n'échangent pas de puissance réactive avec les réseaux AC voisins et que les tensions V_i^{vsc} de sortie des VSCs sont égales en amplitude aux tensions aux PCCs.

Sous ces considérations, on peut réguler la puissance active transmise à travers le VSC ou la tension DC aux bornes de la capacité du VSC via la "commande directe" de l'angle de phase de la tension V_i^{vsc} de sortie du VSC.

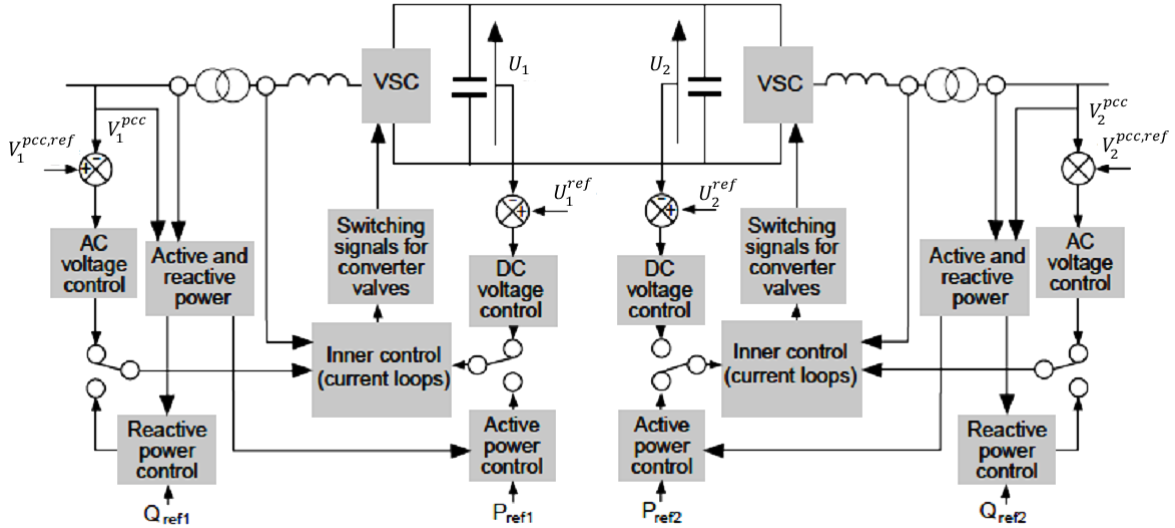


Figure 3.3 – Stratégies de contrôle d'une liaison VSC-HVDC point-à-point [27]

3.2.2 Commande d'une liaison HVDC point-à-point

Le stabilité d'un système HVDC (point-à-point ou multi-terminal) repose sur le fait que la puissance active injectée dans la liaison DC par le convertisseur redresseur doit être égale à la puissance active fournie au réseau AC par le convertisseur onduleur moins les pertes dans le système. Tout déséquilibre entre ces deux puissances signifierait que la tension de la liaison DC va être sujette à des variations très rapide.

Pour garantir cette stabilité, un des deux convertisseurs doit réguler la puissance active injectée/absorbée dans/à partir du tant HVDC tandis que l'autre convertisseur régule la tension DC de la liaison. Cette stratégie de commande est appelée réglage "maître/esclave".

Le convertisseur qui régule la tension DC est appelé maître ou noeud balancier (slack converter), l'autre convertisseur (ou les autres dans le cas d'un réseau DC) qui régule la puissance est appelé esclave.

Contrairement aux systèmes LCC-HVDC où la puissance réactive ne peut pas être contrôlée indépendamment de la puissance active, les systèmes VSC-HVDC ont un degré de liberté additionnel grâce à l'utilisation de la commande PWM séparant ainsi le contrôle des puissance active et réactive.

Par suite, la puissance réactive peut être contrôlée séparément au niveau de chaque convertisseur en agissant sur l'amplitude de la tension de sortie du VSC ou en imposant manuellement une valeur de consigne et cela sans toucher à la tension DC. De même, la puissance active peut être contrôlée via la tension DC, ou en fonction de la déviation de la fréquence du réseau AC ou en imposant manuellement une valeur de consigne.

Par conséquent, un terminal VSC peut être considéré équivalent à un générateur synchrone sans inertie mécanique et qui a la capacité de contrôler séparément la puissance active et réactive.

3.2.3 Contrôle de la tension DC

Comme expliqué précédemment, la stabilité de la tension DC est l'élément déterminant pour le fonctionnement d'un système HVDC. Par suite, un des convertisseurs du système DC (qu'on a appelé maître) doit se charger de réguler et maintenir cette tension constante.

En effet, le contrôle de cette tension se fait en agissant sur le flux de puissance traversant le convertisseur VSC de façon à ce que l'énergie emmagasinée dans la capacité associée à ce convertisseur soit toujours constante.

Comme nous expliquerons dans la section 3.2.4, la quantité de puissance active qui peut être injectée (ou extraite à partir du) dans le réseau AC dépend principalement de l'angle de phase δ_i de la tension V_i^{vsc} de sortie du VSC :

$$P_i^{AC} = \frac{V_i^{pcc} V_i^{vsc}}{X} \sin \delta_i$$

Par conséquent, la "commande directe" de la tension DC est réalisé en agissant sur cet angle δ_i . Dans la littérature [20] [24] [28] [29] [30], trois méthodes de contrôle de la tension DC sont principalement considérées :

- Constant voltage control
- Voltage margin control
- Voltage droop control

Constant DC voltage control

La tension DC U aux borne de la capacité est mesurée puis elle est comparée avec une valeur de consigne $U_{d,ref}$. Ensuite, l'erreur est passée a un correcteur proportionnel-intégral (PI) afin de calculer une consigne d'angle de phase δ_{ref} ou encore une consigne de puissance P_{ref} afin de maintenir la tension DC constante.

La caractéristique statique reliant la tension DC U et la puissance P transmise par un convertisseur VSC pour cette méthode de contrôle est représentée dans la figure 3.4.

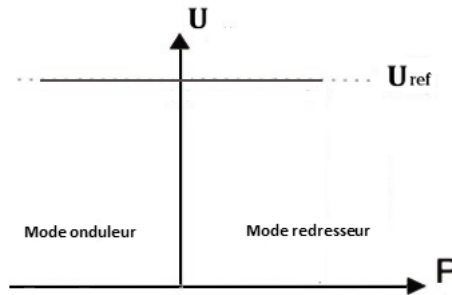


Figure 3.4 – Caractéristique $U - P$ du contrôleur de la tension DC

Voltage margin control

C'est une combinaison entre le contrôle de la puissance active et celui de la tension DC. En effet, en fonction de l'état du système (en termes des limites de fonctionnement) chaque convertisseur peut contrôler soit la tension DC ou le flux de puissance active.

La figure 3.5 illustre les caractéristiques $U - P$ d'un lien HVDC point-à-point équipé d'un "voltage margin control". Un convertisseur VSC1 contrôle la tension DC pour qu'elle suive la valeur de consigne tant qu'il fonctionne dans ses limites de la puissance active. Une fois ces limites de puissance sont atteintes, le convertisseur VSC1 ne sera plus en mesure de contrôler la tension DC mais il commencera à contrôler le flux de puissance. Cependant, c'est le convertisseur VSC2 qui s'occupera du contrôle de la tension DC pour qu'elle suive une nouvelle valeur de consigne. La différence entre les deux valeurs de consignes est appelée "marge de tension" (voltage margin).

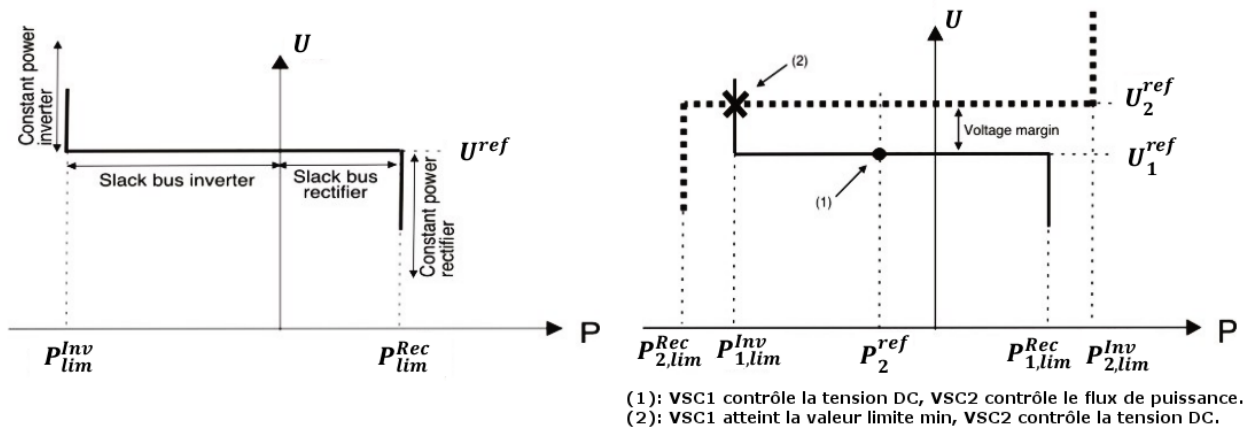


Figure 3.5 – Voltage margin control [31]

Statisme de tension DC

La méthode appelée "statisme de tension" ou "voltage droop control" est inspirée du réglage primaire de la fréquence dans les réseaux AC.

En effet, cette analogie est correcte du fait que tout déséquilibre entre les puissances produite et consommée dans un réseau AC se répercute sur la stabilité de la fréquence du réseau. Et comme nous l'avons montré dans les sections précédentes, tout déséquilibre entre les puissances en entrée et en sortie du lien HVDC affecte la stabilité de la tension DC du lien.

En considérant le lien HVDC de la figure 3.2, on peut écrire le bilan de puissance active dans le système HVDC comme suit :

$$\begin{aligned} P_1 + P_2 &= P_{c1} + P_{c2} + P_{loss} \\ &= CU_1 \frac{dU_1}{dt} + CU_2 \frac{dU_2}{dt} + P_{loss} \end{aligned}$$

En négligeant les pertes ainsi que la différence de tension entre les deux convertisseurs, le bilan de puissance dans le lien HVDC devient :

$$P_1 + P_2 = 2CU \frac{dU}{dt} \quad (3.7)$$

L'équation 3.7 est similaire à l'équation de mouvement qui décrit la dynamique de la fréquence dans un réseau AC (l'équation 1.2).

D'où l'utilité de considérer ce même principe de statisme pour les systèmes HVDC. On définit ainsi un statisme de tension DC " σ_u " et une caractéristique tension-puissance permettant d'adapter le flux de puissance transmis par le convertisseur en fonction du niveau de la tension DC.

Ce réglage fonctionne de la façon suivante : le convertisseur avec statisme de tension contrôle initialement sa puissance active à une valeur de référence. Si une déviation de la tension DC a eu lieu, le régulateur change alors le flux de puissance transitant à travers ce convertisseur afin d'arrêter la déviation de la tension DC. Ce changement du flux de puissance est une fonction linéaire de la déviation de la tension DC tel que :

$$\Delta P = \frac{\Delta U}{\sigma_u} \quad (3.8)$$

Avec : σ_u le statisme en V/W , ΔP est la déviation de puissance en W et ΔU est la déviation de la tension DC en V . Par suite la puissance transmise par un convertisseur après une déviation de tension est :

$$P = P_{ref} + \frac{1}{\sigma_u}(U_{ref} - U) \quad (3.9)$$

Avec : P_{ref} la puissance de référence du contrôleur avec statisme de tension.

La figure 3.6 montre un schéma bloc du contrôleur avec "statisme de tension" et la figure 3.7 montre sa caractéristique dans le plan $U - P$.

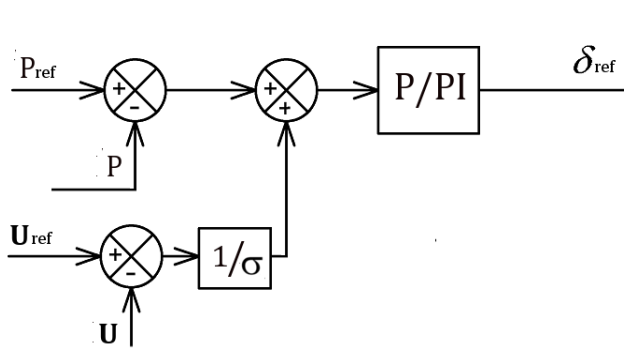


Figure 3.6 – Régulateur avec statisme la tension DC

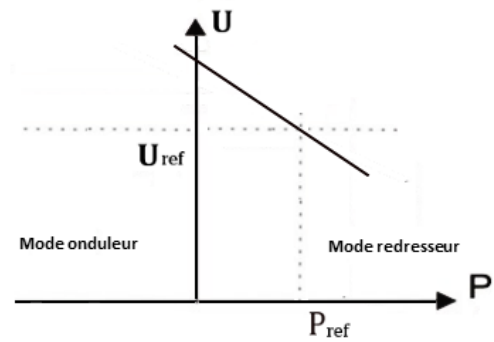


Figure 3.7 – Caractéristique $U - P$ du contrôle "droop voltage"

Comparaison des méthodes de contrôle de la tension DC

- La méthode "constant DC voltage control" est la plus simple à mettre en place. Il s'agit d'un simple correcteur PI qui va fournir soit une consigne de "courant directe" (i_d) dans le cas de la commande vectorielle ou une consigne d'angle de phase dans le cas de la commande directe.

Cependant, un convertisseur qui implémente cette méthode correspond au noeud balancier (slack). Il doit alors compenser d'une part toutes les pertes dans le système HVDC et d'autre part compenser la perte d'un convertisseur ou d'une ligne. Dans ce dernier cas, il sera forcé de faire transiter des flux de puissance très grands qui peuvent dépasser sa capacité et ainsi l'endommager. Dans une telle situation, le système HVDC ne pourra fonctionner vu qu'aucun convertisseur ne tient la tension DC.

- La méthode "voltage margin control" était proposée pour corriger le défaut du "constant DC voltage control" quand le convertisseur qui contrôle la tension DC est hors-service. L'inconvénient majeur de cette méthode est la complexité de la mettre en oeuvre. En effet, le problème se pose quand les deux convertisseurs changent leurs rôles (le contrôle de la tension DC et le contrôle de la puissance active), pendant ce temps là aucun convertisseur ne régule la tension ce qui risque de déstabiliser l'entièreté du système HVDC.
- La méthode "voltage droop control" est une solution très intéressante pour palier aux inconvénients des deux premières méthodes où la fonction du balancier est partagée entre plusieurs convertisseurs. Par suite, si un convertisseur implémentant ce mode de contrôle est hors-service, la tension DC sera tenue par les autres convertisseurs. La difficulté de cette méthode est de trouver la valeur de statisme de tension qu'il faut affecter à chaque convertisseur (aucune méthode standardisée n'est disponible actuellement).

3.2.4 Contrôle de la puissance active

La puissance active échangée entre le convertisseur VSC et le réseau AC est décrite par l'équation (en gardant les notations de la figure 3.2) :

$$P = \frac{V^{vsc}V^{pcc}}{X} \sin(\delta^{vsc} - \delta^{pcc}) \quad (3.10)$$

Avec : δ l'angle de phase entre les tensions V^{pcc} et V^{vsc} .

Dans un fonctionnement normal, l'amplitude de la tension DC reste presque constante. Ainsi, la puissance active est liée à la différence entre les angles de phase des tensions V^{pcc} et V^{vsc} .

Le principe de contrôle de la puissance active est montrée à la figure 3.8, où le flux de la puissance active à travers l'inductance est contrôlée via l'angle de phase de la tension de sortie du convertisseur V^{vsc} .

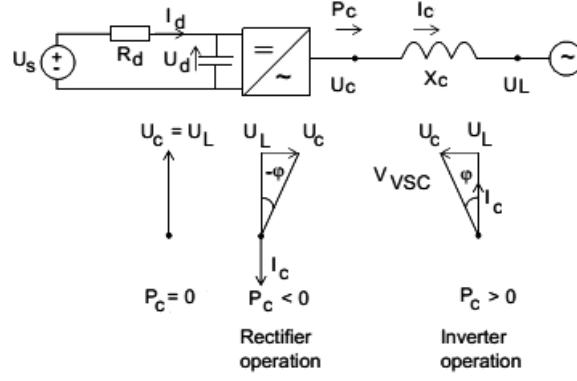


Figure 3.8 – Contrôle de la puissance active [20]

Si la tension du convertisseur et la tension au PCC sont en phase ($\delta^{vsc} - \delta^{pcc} = 0$), alors aucun flux de puissance n'aura lieu dans cette branche.

Si la tension V^{vsc} est en avance de phase par rapport à la tension du PCC ($\delta^{vsc} - \delta^{pcc} > 0$), alors le VSC va injecter de la puissance active dans le réseau AC (fonctionnement en onduleur).

Si la tension V^{vsc} est en retard de phase par rapport à la tension du PCC ($\delta^{vsc} - \delta^{pcc} < 0$), alors le VSC va extraire de la puissance active à partir du réseau AC et l'injecter dans le lien HVDC (fonctionnement en redresseur).

La figure 3.9 présente la caractéristique tension-puissance d'un régulateur de la puissance active.

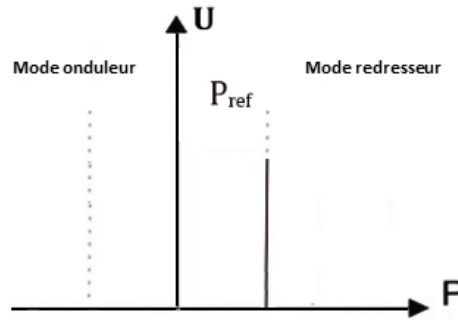


Figure 3.9 – Caractéristique $U - P$ du contrôleur de la puissance active

3.2.5 Contrôle de la puissance réactive

La puissance réactive échangée entre le convertisseur VSC et le réseau AC est décrite par l'équation :

$$Q = \frac{V^{vsc}(V^{vsc} - V^{pcc} \cos(\delta^{vsc} - \delta^{pcc}))}{X} \quad (3.11)$$

Dans un fonctionnement normal, la différence entre les angles de phases des tensions en deux noeuds d'un réseau AC est très petite par suite $\cos(\delta^{vsc} - \delta^{pcc}) \simeq 1$ et l'équation 3.11 devient :

$$Q \simeq \frac{V^{vsc}(V^{vsc} - V^{pcc})}{X} \quad (3.12)$$

Ainsi, la puissance réactive dépend principalement de la différence entre les amplitudes des tensions V^{vsc} et V^{pcc} . Le principe de contrôle de la puissance réactive est présenté dans la figure 3.10, où le flux de puissance réactive à travers l'inductance est contrôlé en agissant sur l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur V^{vsc} .

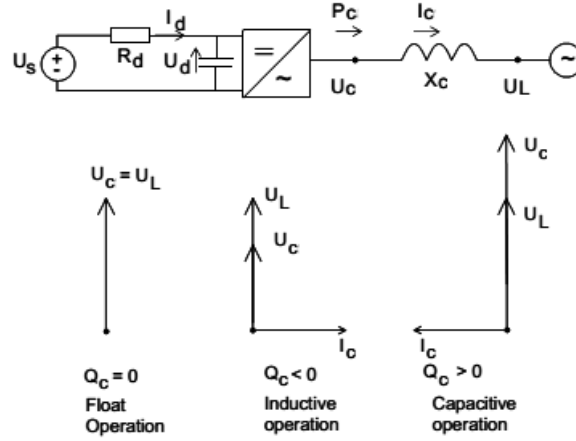


Figure 3.10 – Contrôle de la puissance réactive [20]

Si cette la tension du convertisseur et la tension au PCC sont égales en amplitude $V^{pcc} - V^{vsc} = 0$ alors aucun flux de puissance réactive n'aura lieu dans cette branche (c'est le cas considéré dans le présent travail).

Si l'amplitude de la tension V^{vsc} est plus grande que celle de la tension au PCC, alors le convertisseur VSC va injecter de la puissance réactive dans le système AC (le VSC fonctionne en mode capacitif).

Inversement, si l'amplitude de la tension V^{vsc} est inférieure à celle de la tension au PCC, alors le VSC va absorber de la puissance réactive à partir du réseau AC (le VSC fonctionne en mode inductif).

Par conséquent, un système VSC peut fonctionner dans les quatre quadrants du plan P-Q comme illustré dans la figure 3.11. Cela implique qu'un convertisseur VSC peut produire ou absorber de la puissance réactive indépendamment de l'amplitude et la direction de la puissance active transmise sur le lien DC.

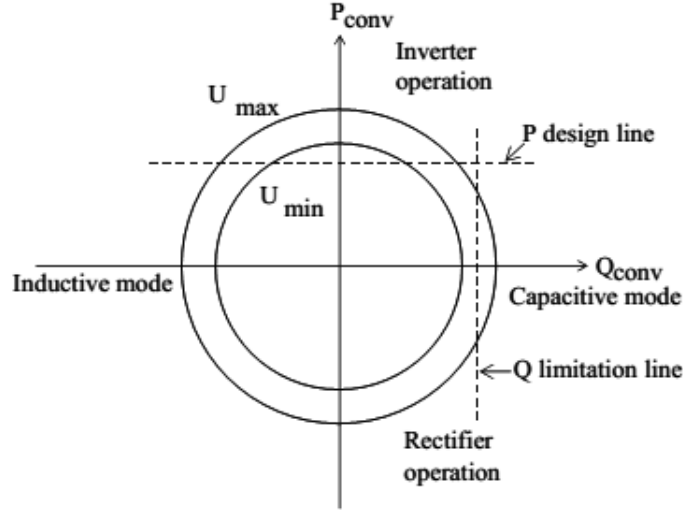


Figure 3.11 – Modes de fonctionnement d'un convertisseur VSC [20]

3.3 Étude de cas

Pour analyser le fonctionnement des systèmes de transport HVDC, nous avons considéré un lien HVDC point-à-point tel que celui récemment installé entre Santa Llogaia en Espagne et Baixas en France sur une distance d'environ 65Km . Le système HVDC installé utilise deux convertisseurs VSC basées sur la technologie Modular Multilevel Converter MMC de une puissance nominale 1GW et de tension nominale $\pm 320\text{ kV}$ (monopôle symétrique). La liaison HVDC utilise des câbles XLPE à isolation en polyéthylène réticulé de section 2500mm^2 [32].

Les paramètres du système HVDC sont résumés dans le tableau tableau 3.1 :

Paramètre	Valeur nominale
Puissance nominale du VSC	1000 MW
Tension DC	$\pm 320\text{ KV}$
Distance entre stations VSC	65 Km
Capacité DC (VSC1 et VSC2)	10 mF
Résistance du câble	$0.0072\ \Omega/\text{Km}$
Inductance du câble	$0.15\ \Omega/\text{Km}$
Capacité du câble	$0.27\ \mu\text{F}/\text{Km}$

Tableau 3.1 – Paramètres du système VSC-HVDC [32] [33]

Pour la conversion des grandeurs électriques (puissances, tensions, impédances) de leurs unités physiques en per unit, nous avons considéré les valeurs nominales de puissance et de tension comme bases de conversion : $P_b = P_N$ et $U_b = U_N$.

Le point de fonctionnement considéré dans cette étude de cas correspond à la puissance $P^{ref}=700\text{ MW}=0.7\text{ pu}$ et à la tension $U^{ref} = U_N=1\text{ pu}$.

Le flux de puissance peut être soit de la zone 1 vers la zone 2 ou l'inverse. Dans le reste de ce chapitre, nous étudierons les deux stratégies de commande décrites dans la section 3.2 à savoir :

le réglage maître/esclave et le statisme de tension afin d'analyser leur comportement dynamique et savoir ainsi la méthode la plus adaptée au réglage de fréquence.

3.3.1 Synthèse des contrôleurs

Comme déjà expliqué dans ce chapitre, uniquement les puissances actives sont associées au réglage de la fréquence, par suite nous considérons que les amplitudes des tensions de sorties de chaque convertisseur restent constantes. Cette hypothèse nous permettra de simplifier la commande des convertisseurs, en faisant du "contrôle direct" de l'angle de phase entre la tension au PCC et la tension de sortie du VSC.

Contrôleur de la puissance active

La figure 3.14 montre la boucle de contrôle de la puissance active.

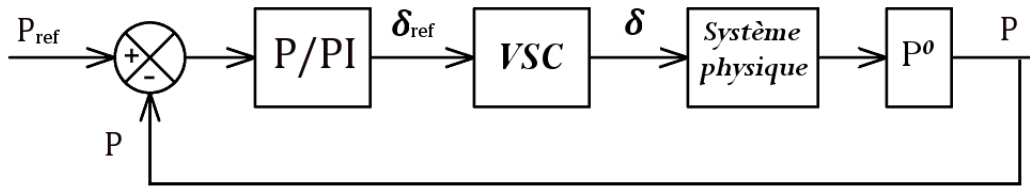


Figure 3.12 – Boucle de contrôle de la puissance active

Nous avons utilisé un correcteur PI afin d'annuler l'erreur statique, le correcteur est de la forme :

$$C^p(s) = K^p \left(1 + \frac{1}{sT_i^p} \right)$$

Avec : K^p le gain proportionnel et T_i la constante de temps de l'action intégrale.

Le correcteur PI va alors calculer une valeur de consigne de l'angle de phase δ_{ref} de la tension V^{vsc} .

Le convertisseur va appliquer ce nouvel angle après un temps de retard qui dépend de plusieurs éléments :

- d'une part, il dépend de la fréquence de commutation des interrupteurs électronique $T_{vsc} = \frac{1}{2f_{vsc}}$
- d'autre part, il dépend d'autres boucles de commande bas niveau tel que celles utilisées pour les convertisseurs multi-niveaux T_{ctrl}
- enfin il dépend de la constante de temps T_{AC} du système physique dans lequel la puissance active se transmet. Ce système est constitué principalement de la réactance de phase (une inductance en plus à une petite résistance) et du transformateur (également une inductance et une petite résistance). Par suite, $T_{AC} = \frac{L}{r}$ avec L et r respectivement l'inductance totale et la résistance totale de la branche AC (réactance de phase + transformateur)

Le temps de retard total dans le VSC et la branche AC est donc :

$$T_{retard} = T_{vsc} + T_{ctrl} + T_{AC} \quad (3.13)$$

Ainsi, le système composé du VSC et la branche AC peut être vu en régime transitoire comme une fonction du premier ordre dont la constante de temps est égale à T_{retard} :

$$F(s) = \frac{1}{1 + sT_{retard}}$$

Après le temps T_{retard} , la puissance active transmise entre le convertisseur VSC et le PCC sera modifiée selon l'équation suivante :

$$\begin{aligned} P &= P^0 \sin \delta \\ &\simeq P^0 \delta \end{aligned}$$

Avec $P^0 = \frac{V_{vsc}V_{pcc}}{X} = cste$.

La boucle de commande peut être maintenant représentée comme illustré dans la figure 3.13.

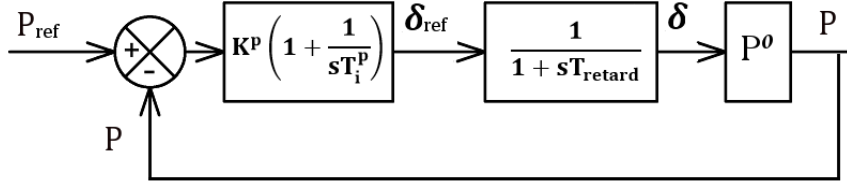


Figure 3.13 – Contrôleur de la puissance active

Par suite, la fonction de transfert en boucle fermée du régulateur de la puissance active est :

$$T_{pa}(s) = \frac{P^0 C^p(s) F(s)}{1 + P^0 C^p(s) F(s)}$$

$$T_{pa}(s) = \frac{\frac{K^p P^0}{T_i^p T_{retard}} (1 + sT_i^p)}{s^2 + \frac{1}{T_{retard}} (1 + K^p P^0) s + \frac{K^p P^0}{T_i^p T_{retard}}}$$

C'est une fonction du second ordre, donc on peut déterminer les paramètres K^p et T_i^p en comparant le dénominateur avec la fonction de transfert canonique du second ordre. Les performances attendues de cette boucle de réglage doivent satisfaire les spécifications suivantes :

- Temps de réponse à 95% de la valeurs de consigne : $t_r = 100ms$,
- Dépassement maximal de 2% : $\xi = 0.7$,
- Retard dans le VSC et la branche AC : $T_{retard} = 100ms$,

Enfin, les paramètres du correcteur PI peuvent être calculés en utilisant les deux expressions suivantes :

$$K^p = \frac{2\xi\omega_n T_{retard} - 1}{P^0}$$

$$T_i^p = \frac{K^p P^0}{\omega_n^2 T_{retard}}$$

Les valeurs de K^p et T_i^p doivent cependant respecter les conditions de stabilité des pôles ainsi que des zéros, c'est à dire :

- Critère de Routh pour les pôles : $K^p > \frac{-1}{P^0}$ et K^p et T_i^p tous deux positifs ou tous deux négatifs
- Avoir un système à réponse directe (à minimum de phase) : $T_i^p > 0$.

Contrôleur de la tension DC

Selon l'équation 3.6, on a :

$$\dot{U}_i = a_{ii}U_i + a_{ij}U_j + b_{ii}\delta_i \quad (3.14)$$

Avec : i et $j=1,2$ les indices des convertisseurs VSC.

On considère que c'est le convertisseur i qui régule la tension DC alors que le convertisseur j régule la puissance active.

Ainsi, la tension U_j peut être vue comme une perturbation qu'on peut annuler afin de synthétiser un contrôleur qui suit la valeur de consigne de la tension U_i ("setpoint tracking") :

$$sU_i = a_{ii}U_i + b_{ii}\delta_i$$

$$U_i = \frac{b_{ii}}{s - a_{ii}}\delta_i \quad (3.15)$$

En prenant en considération les retards dûs au système physique et au VSC, la fonction de transfert du système à réguler :

$$G(s) = \frac{b_{ii}}{s - a_{ii}} \frac{1}{1 + sT_{retard}} \quad (3.16)$$

Cette fonction du second ordre peut être commandée par un correcteur PID comme représenté dans la figure 3.14.

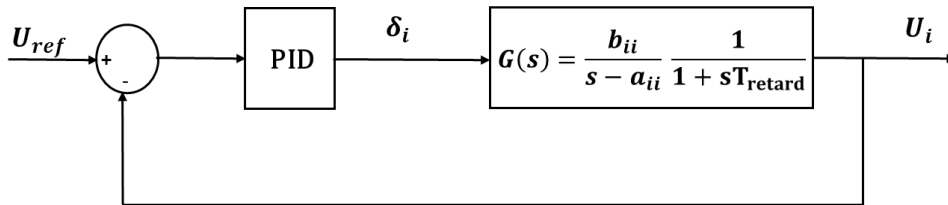


Figure 3.14 – Boucle de contrôle de la tension DC

Par suite, la fonction de transfert en boucle fermée de la tension DC est :

$$T_{DC}(s) = \frac{\frac{b_{ii}}{s-a_{ii}} K_P \frac{\tau_I \tau_D s^2 + \tau_I s + 1}{\tau_I s} \frac{1}{1+sT_{retard}}}{1 + \frac{b_{ii}}{s-a_{ii}} K_P \frac{\tau_I \tau_D s^2 + \tau_I s + 1}{\tau_I s} \frac{1}{1+sT_{retard}}} \quad (3.17)$$

Nous pouvons choisir les paramètres K_P , τ_I et τ_D du correcteur PID de façon à avoir une fonction de transfert $T_{DC}(s)$ du premier ordre :

$$T_{DC}(s) = \frac{1}{1 + \tau_{dc}s} \quad (3.18)$$

Par identification on trouve les trois paramètres du PID :

$$\begin{aligned} \tau_I &= \frac{-1}{a_{ii}} + T_{retard} \\ \tau_D &= \frac{T_{retard}}{1 - T_{retard}a_{ii}} \\ K_P &= \frac{1 - T_{retard}a_{ii}}{b\tau_{dc}} \end{aligned}$$

Les paramètres τ_I et τ_D sont calculés directement. Par contre, le paramètre K_P peut être déterminé en choisissant convenablement la constante de temps τ_{dc} . En pratique, on associe un filtre passe-bas au régulateur PID pour éviter d'avoir un contrôleur non-propre :

$$C(s) = K_P \frac{\tau_I \tau_D s^2 + \tau_I s + 1}{\tau_I s(1 + \tau_f s)}$$

Dans ce dernier cas, on peut choisir les paramètres K_P , τ_I et τ_D de façon à obtenir une fonction de transfert $T_{DC}(s)$ du second ordre.

Statisme de tension DC

Cette méthode est adaptée aux réseaux DC multi-terminaux MTDC, où à chaque terminal est affecté une valeur de statisme (droop) en fonction de la taille du convertisseur et la robustesse du réseau AC auquel il est connecté.

Généralement, la valeur du statisme de tension considérée dans la littérature est de 4% ou 5% de façon similaire au statisme de fréquence dans les réseaux AC. Cependant, certains articles [34] [35] [36] proposent des méthodes pour calculer la valeur du statisme. Ces méthodes peuvent être séparées en deux catégories : des méthodes avec statisme constant et ceux avec statisme variable en fonction de l'état du système de transport.

Dans notre cas, nous définissons la valeur du statisme de la tension DC de tel façon à ce que pour une déviation maximale de ΔU^{max} de la tension DC la puissance transmise par le convertisseur passe à sa valeur maximale permise.

Nous définissons alors la réserve de puissance du convertisseur P^{res} comme la différence entre sa puissance nominale (maximale) P_N et sa puissance de référence P_{ref} :

$$P^{res} = P_N - P_{ref} \quad (3.19)$$

Par suite, le statisme de la tension DC correspondant à la réserve de puissance du convertisseur ainsi qu'à la déviation maximale de la tension DC est calculé tel que :

$$\begin{aligned}\sigma^u &= \frac{\frac{\Delta U^{max}}{U_N}}{\frac{\Delta P^{max}}{P_N}} \\ &= \frac{\frac{\Delta U^{max}}{U_N}}{\frac{P^{res}}{P_N}}\end{aligned}$$

Avec : P_N et U_N respectivement la tension DC nominale et la puissance active nominale du convertisseur. ΔU^{max} et ΔP^{max} respectivement la déviation maximale de la tension DC et la déviation maximale de puissance qui lui correspond.

Au cours des simulations, nous allons comparer entre différentes valeurs de statisme de tension DC.

3.3.2 Simulations

Dans cette partie, nous considérons le système HVDC point-à-point de la figure 3.15.

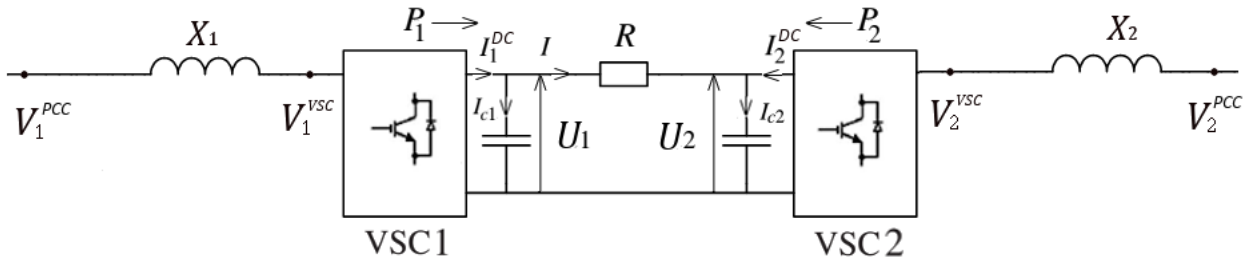


Figure 3.15 – Lien HVDC point-à-point considéré dans ce travail

Chacune des zones AC implémente le réglage primaire de fréquence tel que expliqué dans le chapitre 1. Les paramètres des deux zones AC sont résumés dans le tableau 4.1.

Paramètre	Valeur
Puissance nominale - zone 1	20 GW
Puissance nominale - zone 2	60 GW
Fréquence - zone 1 et 2	50 Hz
Constante d'inertie - zone 1 et 2	5 s
Statisme - zone 1	$4\% = 0.04 \frac{f_1}{P_1} = 0.1 \text{ mHz/MW}$
Statisme - zone 2	$4\% = 0.04 \frac{f_2}{P_2} = 3.34.10^{-2} \text{ mHz/MW}$

Tableau 3.2 – Paramètres des réseaux AC

Nous avons simulé différentes stratégies de réglage du lien HVDC comme le montre le tableau 3.3, le flux de puissance active circule de la zone 1 vers la zone 2.

Scénario	Convertisseur 1	Convertisseur 2
Scénario 1	Réglage de la tension DC	Réglage de la puissance active
Scénario 2	Réglage de la tension DC	Statisme de la tension DC
Scénario 3	Statisme de la tension DC	Réglage de la puissance active
Scénario 4	Statisme de la tension DC	Statisme de la tension DC

Tableau 3.3 – Les différents scénarios de commande étudiés

Pour les scénarios qui utilisent la stratégie de commande "statisme de la tension DC", nous comparons le comportement du système pour deux valeurs de statisme de tension tel que la totalité de la réserve de puissance soit libérée pour :

- une déviation maximale de la tension DC $\Delta u^{max} = 0.05\text{pu}$ ainsi

$$\sigma_1^u = 17\% = 0.17 \frac{640 \text{ kV}}{1000 \text{ MW}} = 0.071 \text{ kV/MW}$$

- une déviation maximale de la tension DC $\Delta u^{max} = 0.1\text{pu}$ ainsi

$$\sigma_2^u = 34\% = 0.34 \frac{640 \text{ kV}}{1500 \text{ MW}} = 0.142 \text{ kV/MW}$$

Scénario de commande 1

Dans ce premier scénario, le lien HVDC est contrôlé via une stratégie "maître/esclave" qui est la méthode classique de commande largement utilisée dans les liaisons VSC-HVDC point-à-point. Le convertisseur VSC1 (redresseur) commande la tension U_{DC1} tandis que le convertisseur VSC2 régule la puissance active P_2 injectée dans la zone 2.

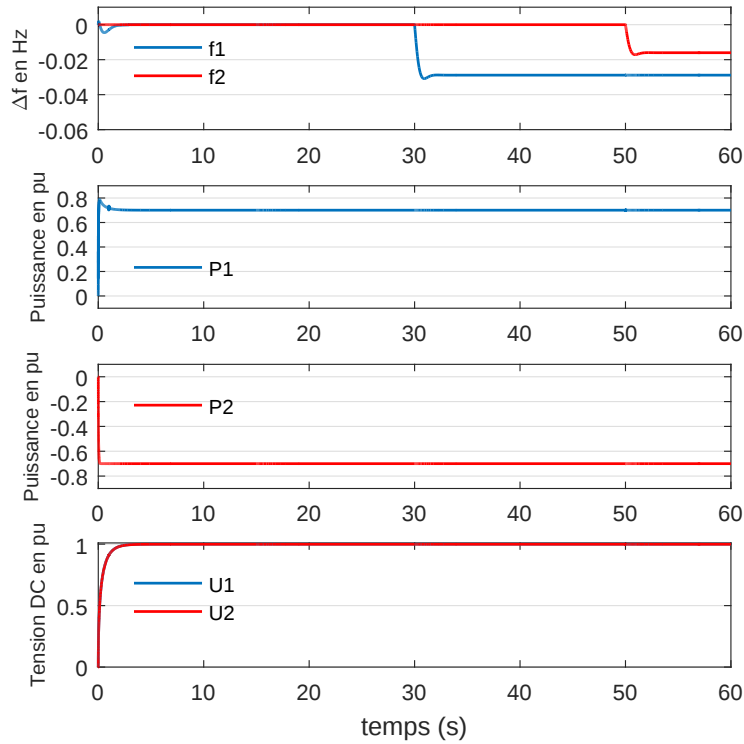


Figure 3.16 – Scénario 1 : perte de production resp. de 300MW et 500MW dans la zone 1 à $t=30s$ et la zone 2 à $t=50s$.

Dans la figure 3.16, nous avons simulé une perte de production respectivement de 300MW à l’instant $t=30s$ dans la zone 1 et 500MW à l’instant $t=50s$ dans la zone 2.

Les deux perturbations n’ont aucun impact sur la stabilité du lien HVDC (la tension DC ainsi que la puissance transmise sont constantes) vu que les convertisseurs HVDC n’intègrent aucun contrôle de la fréquence AC.

En outre, à cause du lien HVDC les deux zones AC sont totalement découplées l’une de l’autre. Une perturbation de puissance qui a eu lieu dans une zone AC n’est absolument pas perçue par l’autre zone AC.

A cause de la robustesse et notamment l’énergie réglante de chaque zone, la déviation de fréquence n’est pas identique dans chaque zone AC.

Le transitoire fort et relativement long au début de la courbe de la puissance P_1 est dû à la mise en marche du système HVDC afin de charger les capacités associées aux convertisseurs ainsi que la capacité propre à la ligne DC (nous démarrons en premier le convertisseur VSC1 qui contrôle la tension puis le convertisseur VSC2 qui imposera le flux de puissance).

La figure 3.17 présente les résultats de la diminution de la consigne de puissance active $P_{2,ref}$ du VSC2 de 10% à l’instant $t=50s$.

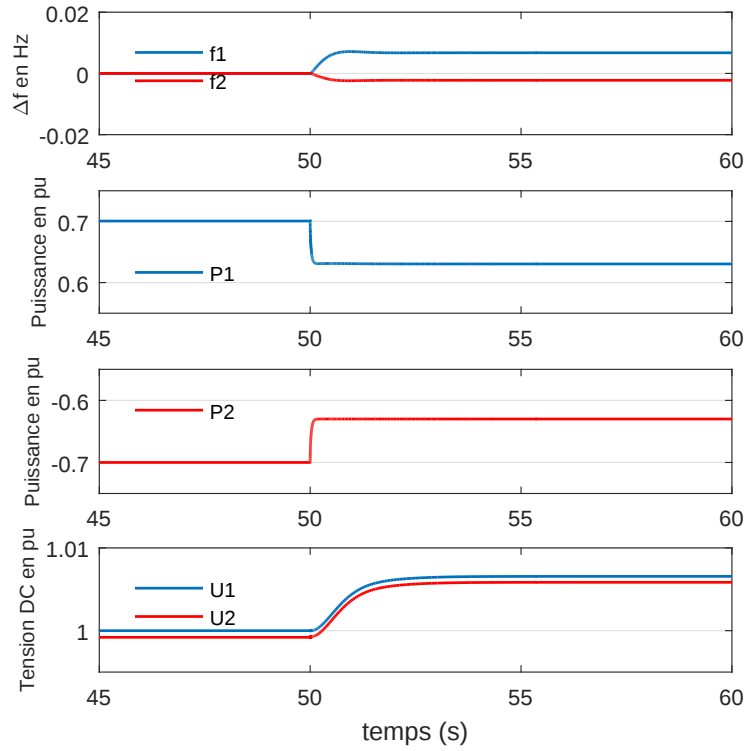


Figure 3.17 – Scénario 1 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC2 de 10% à $t=50s$.

Vu que le convertisseur VSC2 commence à extraire moins de puissance à partir du lien HVDC, alors la tension DC du lien va augmenter.

En réponse à cela, le convertisseur VSC1 va essayer de garder la tension DC constante en diminuant la puissance active qu'il injecte dans le lien HVDC.

Par suite, la fréquence de la zone 1 va augmenter (excès de production) tandis que la fréquence de la zone 2 va diminuer.

La figure 3.18 illustre les résultats obtenus lors de la diminution de la consigne de tension DC $U_{1,ref}$ du VSC1 de $0.1 pu$ à l'instant $t=50s$.

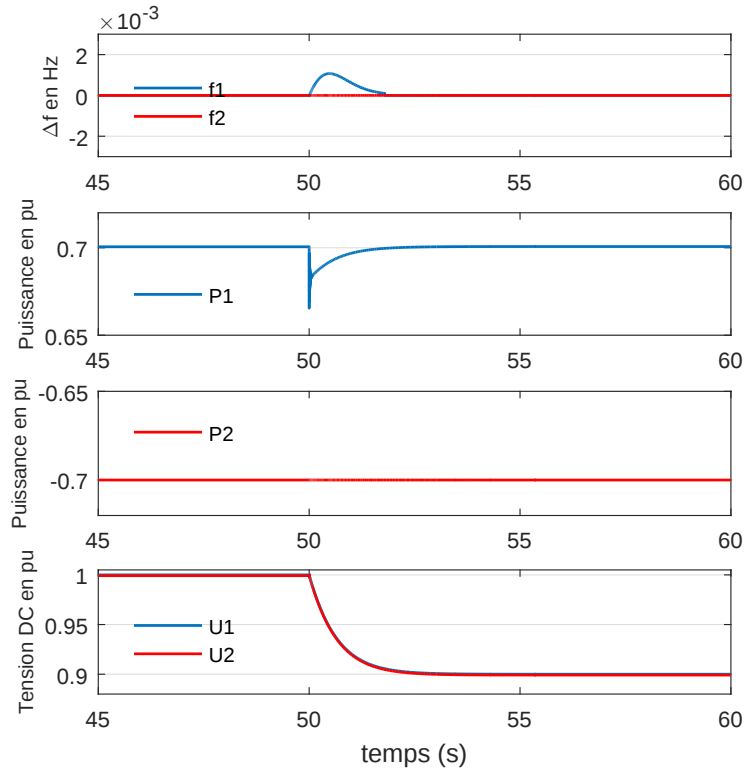


Figure 3.18 – Scénario 1 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.1 pu à $t=50$ s.

Afin de diminuer la tension DC, la capacité associée au convertisseur VSC1 doit se décharger. Ainsi, VSC1 doit injecter moins de puissance dans le lien HVDC. Ce qui crée par suite un transitoire au niveau de la zone 1 et la fréquence f_1 dévie un peu par rapport à sa valeur nominale.

Une fois que la tension DC atteint la nouvelle valeur de référence, le correcteur PI de la tension DC imposera un nouvel flux de puissance P_1 (légèrement plus grand que celui avant le changement de la consigne de tension). Ce nouveau flux va ainsi garantir l'équilibre avec la puissance P_2 (qui est restée toujours constante) extraite par le convertisseur VSC2.

De même, le courant i_{DC} augmentera légèrement pour contrebalancer la diminution de la tension DC (la différence entre les tensions aux deux extrémités du lien a augmenté).

En conclusion, la méthode de contrôle "maître/esclave" permet de changer le flux de puissance transmis tout en garantissant la stabilité de la tension DC. Cependant, cette stabilité est très fragile du fait que si le convertisseur maître tombe en panne, tout le système HVDC sera en défaillance.

Scénario de commande 2

Dans ce deuxième scénario, le convertisseur VSC1 régule la tension DC U_1 tandis que le convertisseur VSC2 implémente un contrôle "DC voltage droop".

Dans la figure 3.19, nous avons simulé une diminution de 10% de la puissance de référence $P_{2,ref}$

du régulateur "DC voltage droop" au niveau du VSC2.

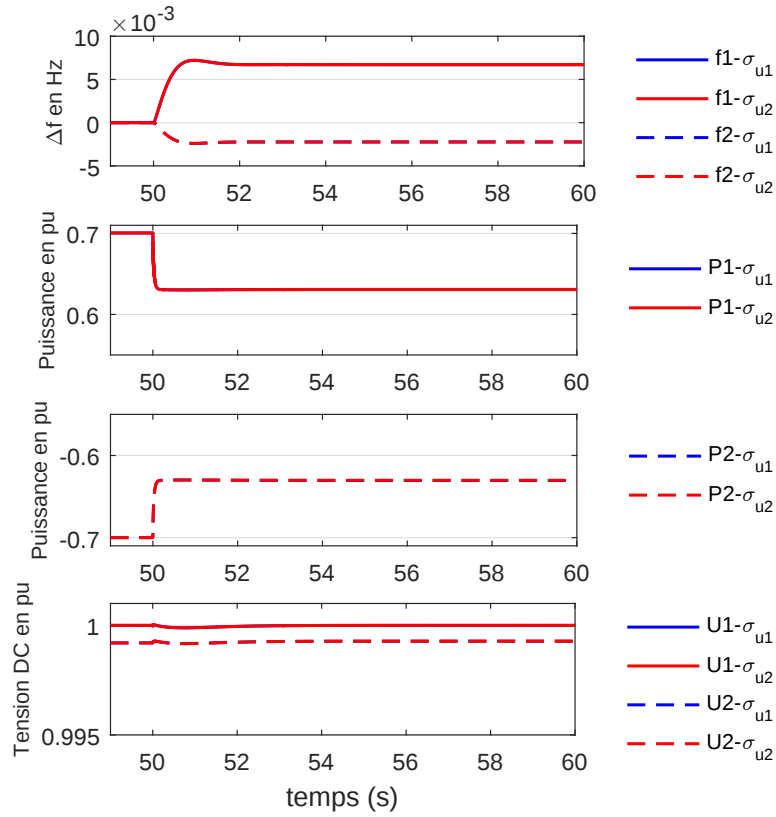


Figure 3.19 – Scénario 2 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC2 de 10% à $t=50s$.

Vu que la puissance extraite par le VSC2 a diminué, alors pour éviter que la tension DC augmente, le contrôleur de la tension DC au niveau du convertisseur VSC1 diminue également la puissance injectée dans le lien HVDC.

Dans la figure 3.20, nous avons simulé une diminution de $0.1 pu$ de la tension de référence $U_{1,ref}$ du contrôleur du VSC1.

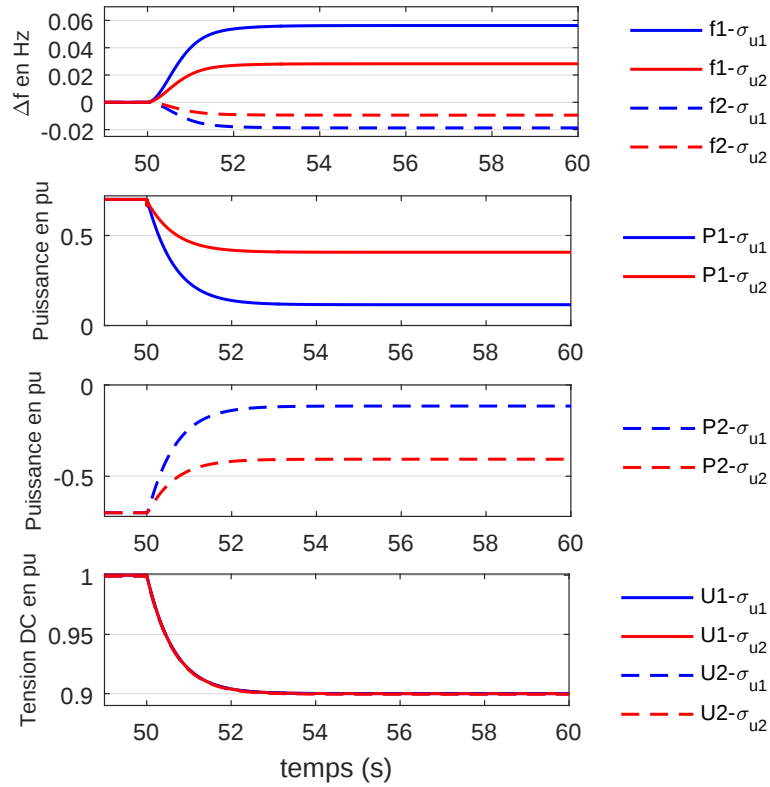


Figure 3.20 – Scénario 2 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension DC du convertisseur VSC1 de 0.1 pu à $t=50s$.

Quand la tension du lien HVDC diminue, le convertisseur VSC2 adapte la puissance qu'il extrait à partir du lien en fonction de sa valeur du statisme de tension (à la plus petite valeur de statisme de tension correspond la plus grande déviation de puissance).

Cela permet d'éviter le transitoire qui a eu lieu au premier scénario quand le VSC2 devait maintenir la puissance à une valeur constante. Par suite, le convertisseur VSC1 diminue la puissance qu'il injecte et un nouveau point de fonctionnement s'établit.

Cependant, la variation du flux de puissance à travers le lien HVDC est très grande vu que les valeurs de statisme de tension (1MW de puissance pour chaque variation de la tension DC de 0.071kV pour un statisme de $\sigma_1^u = 17\%$ ou 0.142 kV pour un statisme de $\sigma_2^u = 34\%$) n'étaient pas dimensionner pour une telle diminution de la tension DC ($\Delta U = 0.1pu$).

Comme le montre les deux figures 3.19 et 3.20, la fréquence dans les deux zones AC fluctue chaque fois qu'une variation du flux de puissance a eu lieu dans le lien HVDC.

En conclusion, deux remarques sont à considérer pour ce scénario. D'une part, le choix de la valeur de statisme a un grand impact sur le comportement et la stabilité du système AC/DC lors de la variation de la tension DC. En effet, le choix du statisme va imposer des flux de puissance qui peuvent mettre en danger les convertisseurs VSC et déstabiliser les systèmes AC voisins.

D'autre part, un système HVDC doit faire en sorte à ce que la tension DC reste constante dans une petite marge de valeur surtout dans le cas où un convertisseur implémente le "droop voltage control".

Scénario de commande 3

Dans ce scénario, le convertisseur VSC1 fait le réglage de la puissance active via un statisme de la tension DC ("DC voltage droop") tandis que le convertisseur VSC2 régule la puissance active P_2 . La figure 3.21 présente les résultats de la diminution de la consigne de puissance du VSC2 de 10% à l'instant $t=50s$.

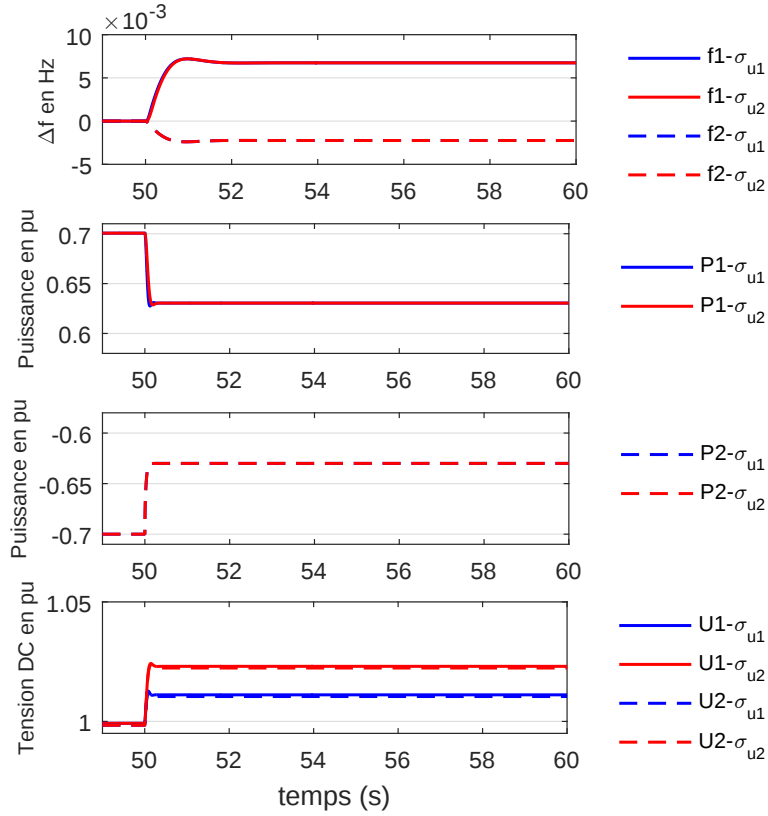


Figure 3.21 – Scénario 3 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC1 de 10% à $t=50s$.

Une fois que la puissance active extraite par le convertisseur VSC2 à partir du lien HVDC diminue, la tension DC va augmenter. En réponse à cela, le VSC1 implémentant le "DC voltage droop" va aussi diminuer la puissance qu'il injecte dans le lien afin d'arrêter la déviation de tension.

La variation de la puissance P_1 est proportionnelle à la valeur du statisme de la tension DC. Ainsi plus cette valeur est petite plus importante sera la contribution du convertisseur VSC1 en termes de puissance.

La figure 3.22 illustre les résultats obtenus lors de la diminution de la consigne de tension DC $U_{1,ref}$ du VSC1 de $0.05 pu$ à l'instant $t=50s$.

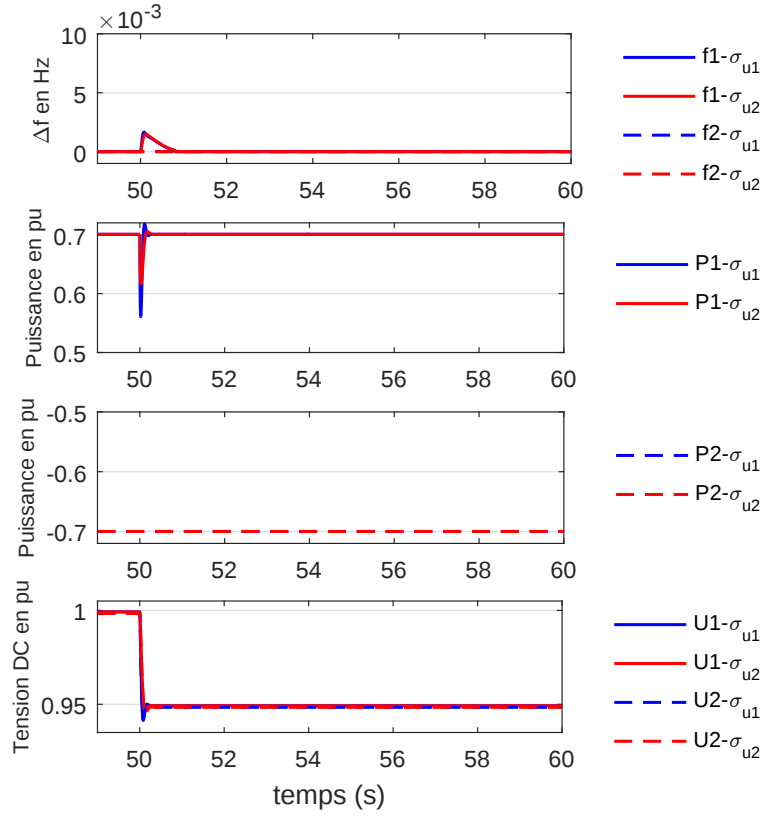


Figure 3.22 – Scénario 3 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.05 pu à $t=50$ s.

A l'instant où la consigne de tension change, le contrôleur "DC voltage droop" au niveau du VSC1 se retrouve avec un $\Delta U_1 = U_1^{ref} - U_1 < 0$ très grand qui va imposer un nouvel flux de puissance à travers ce convertisseur en fonction de la valeur du statisme.

Cela explique le transitoire fort de puissance au niveau de la zone 1 (une importante déviation de fréquence). Une fois que la tension DC atteint la nouvelle valeur de consigne, la déviation ΔU_1 s'annulera et le flux de puissance à travers VSC1 reviendra à nouveau à sa valeur de référence.

Scénario de commande 4

Dans ce dernier scénario, les deux convertisseurs régulent le flux de puissance active via un statisme de tension DC.

La figure 3.23 présente les résultats de la diminution de la référence de puissance active du VSC1 de 10% à l'instant $t=50$ s.

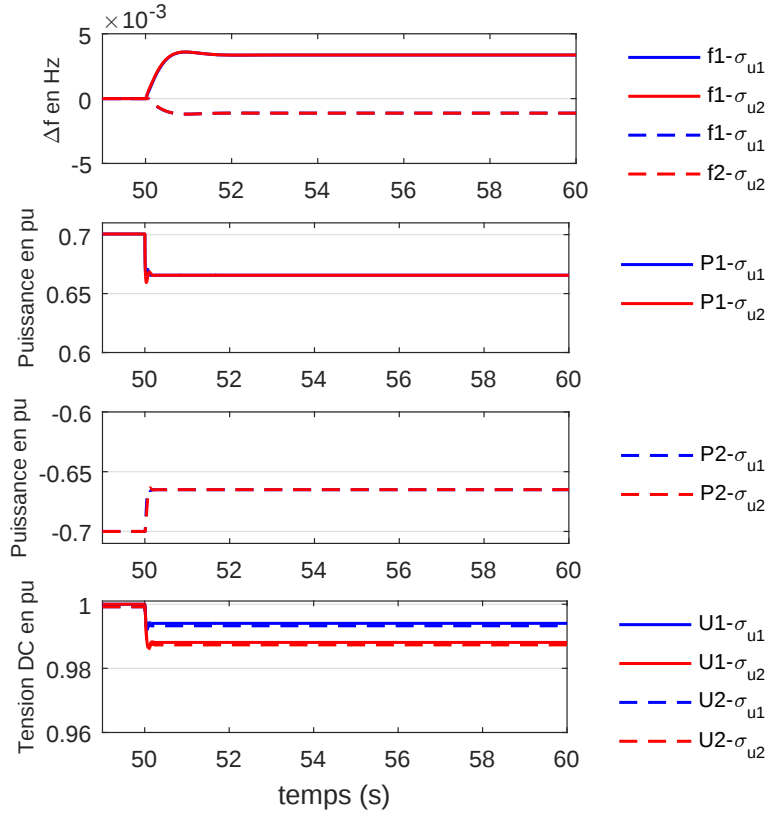


Figure 3.23 – Scénario 4 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de puissance du convertisseur VSC1 de 10% à $t=50s$.

Quand la puissance injectée par le convertisseur VSC1 diminue, la tension DC va aussi diminuer. Le convertisseur VSC2 va arrêter cette diminution de tension en extrayant alors moins de puissance à partir du lien HVDC. La nouvelle valeur autour de laquelle va se stabiliser la tension DC est proportionnelle à la valeur du statisme ($\Delta U = 0.005pu$ pour un statisme de $\sigma_1^u = 17\%$ et $\Delta U = 0.011pu$ pour un statisme de $\sigma_2^u = 34\%$).

La figure 3.24 montre la réponse du système lors de la diminution de la référence de tension DC au niveau du VSC1 de $0.05 pu$ à l'instant $t=50s$.

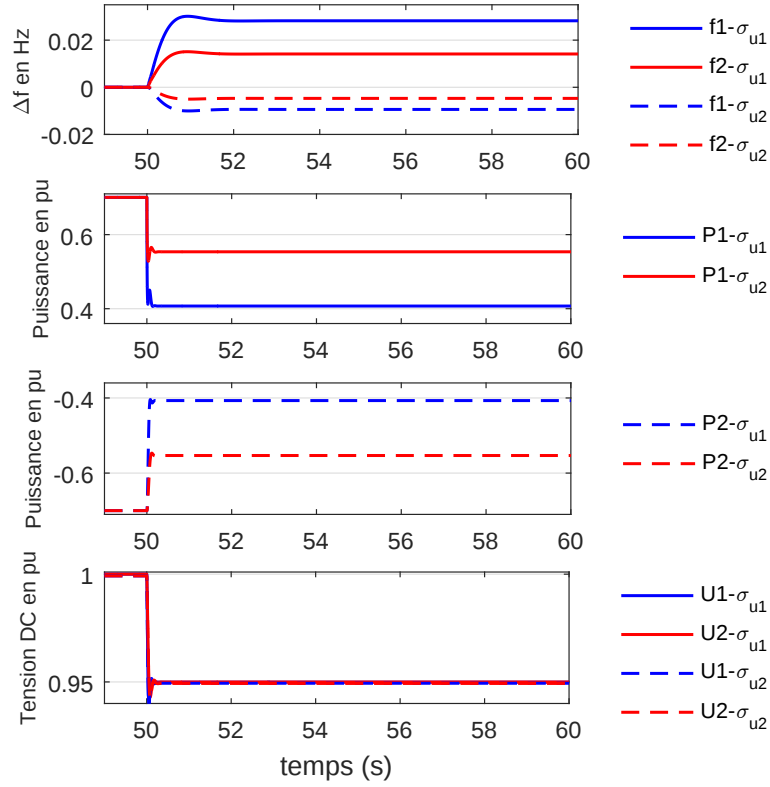


Figure 3.24 – Scénario 4 : comportement du système AC/DC lors de la diminution de la consigne de tension du convertisseur VSC1 de 0.05 pu à $t=50s$.

Quand la nouvelle consigne de tension DC est appliquée, le statisme va obliger le convertisseur VSC1 à diminuer la puissance injectée dans le lien HVDC selon l'équation suivante :

$$P = P^{ref} + \frac{1}{\sigma}(U^{ref} - U)$$

Avec : $U^{ref} - U < 0$ dans les instants qui suivent le changement de la consigne de tension. Par suite, la puissance transmise par le convertisseur VSC1 diminuera $P < P_1^{ref}$ de façon à réduire la différence entre la tension DC actuelle et la nouvelle tension DC de référence.

Le flux de puissance à travers le VSC résultant de l'action du statisme sera très important et pourra avoir des conséquences nocives sur les composants électroniques du convertisseur.

3.4 Conclusion

– Démarrage du système : le démarrage d'un système HVDC est une opération délicate vu les puissances nécessaires pour charger les capacités et mettre la tension DC à la valeur de référence. Ces grandes puissances appelées au démarrage du système HVDC peuvent avoir des conséquences néfastes sur les réseaux AC voisins et sur les convertisseurs VSC. Par suite, il faut envisager une procédure particulière pour mettre en marche un lien HVDC.

- Synthèse des contrôleurs : pour avoir un comportement rapide et réaliste, il faut que la synthèse des contrôleurs prenne en considération toutes les constantes du temps, les délais dans les convertisseurs, les délais de mesure... D'autre part, une intention particulière doit être donnée au choix de la valeur du statisme de la tension DC vu les conséquences de ce choix sur les flux de puissance à travers les convertisseurs.
- Réglage de la tension DC : d'après les quatre scénarios de commande, la tension DC dans un système HVDC est un paramètre critique, elle doit être toujours maintenue dans une marge très petite autour de sa valeur de référence. Sinon de grandes fluctuations de puissance auront lieu, ce qui peut mettre en danger la stabilité des réseaux AC voisins et du lien (ou réseau) DC.
- Dans une stratégie de commande maître/esclave, il conviendra que le convertisseur qui régule la tension DC (maître) soit sur-dimensionner (peut être définir un facteur de déclassement comme pour les transformateurs en AC). Il convient aussi que ce convertisseur soit associé à la zone AC la plus robuste pour qu'elle soit capable de supporter les grands appels de puissances en cas de fluctuations de la tension DC par exemple lors de la perte d'un convertisseur ou d'une ligne DC.

Chapitre 4

HVDC et réglage de fréquence

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté les principales techniques pour contrôler le flux de puissance sur une liaison point-à-point HVDC. A l'heure actuelle, la plupart des systèmes HVDC sont ne réagissent pas vis-à-vis des perturbations de puissances qui peuvent avoir lieu dans les réseaux AC qu'ils interconnectent, par suite tout déséquilibre dans l'un des réseaux ne sera pas senti par les autre.

Nous avons aussi étudié quatre scénarios afin de voir comment combiner les différents modes de contrôle. Pour chaque scénario, nous avons simulé un changement de la consigne de puissance active et de la consigne de tension afin d'analyser le comportement du système HVDC si le contrôle de celui-ci prend en considération d'autres paramètres tel que la fréquence.

Dans ce chapitre, nous traiterons les points suivants :

- comment un système HVDC pourra être utilisé pour le réglage primaire de la fréquence des zones AC qu'il interconnectent.
- le réglage de fréquence pour des zones AC à forte pénétration d'énergie renouvelable.
- le réglage de fréquence dans le cas d'une interconnexion via HVDC parallèle a une ligne de transmission AC.

A présent, les liens HVDC font en sorte à transférer un flux de puissance constant sans tenir compte de l'état des réseaux interconnectés. De ce fait, ces liens créent un découplage entre les systèmes AC.

Un tel mode de fonctionnement n'est pas adapté aux réseaux électriques qui intègrent de plus en plus d'énergie renouvelable. En effet, l'inertie de tels réseaux devient plus faible et par suite leurs besoins en un soutien rapide et suffisant augmente. La technologie HVDC parait une bonne solution pour maintenir la stabilité en fréquence de ce type de réseaux.

4.1 Type de contrôle

Pour qu'un lien HVDC puisse aider les zones AC voisines à maintenir leur stabilité en fréquence, chaque convertisseur doit moduler le flux de puissance en fonction de la déviation de fréquence. Cette déviation de fréquence permettra de calculer un nouvel angle de phase de la tension de sortie du VSC afin d'adapter le flux de puissance sortant/entrant de/dans la zone AC.

4.1.1 Statisme de fréquence

Si un convertisseur équipé d'un statisme de fréquence détecte une déviation de fréquence, alors le contrôleur du VSC va générer une variation linéaire de la consigne de puissance. De cette façon, si le convertisseur fonctionne en redresseur il injectera moins de puissance dans le lien HVDC si la fréquence diminue ou plus de puissance si la fréquence augmente.

Le changement de la consigne de puissance du contrôleur est donné par l'expression suivante :

$$\Delta P^f = -\frac{\Delta f}{\sigma^f} \quad (4.1)$$

Avec : ΔP^f la déviation de puissance qui correspond à la déviation de fréquence Δf , σ^f le statisme de fréquence que nous considérons dans ce travail strictement positif. Par suite la puissance injectée par un convertisseur après une déviation de fréquence est :

$$P = P_{ref} - \frac{1}{\sigma^f}(f_{ref} - f) \quad (4.2)$$

La figure 4.1 présente le schéma de commande du flux de puissance en fonction de la déviation de la fréquence.

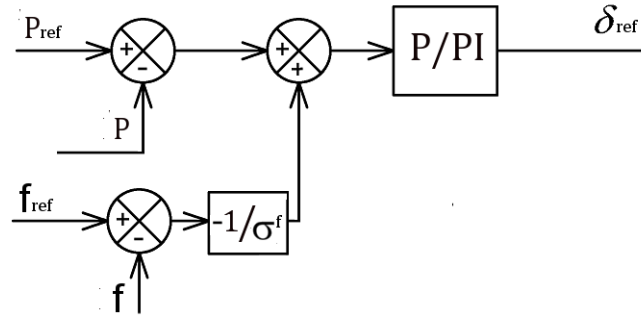


Figure 4.1 – Contrôle de puissance avec statisme de fréquence

La figure 4.2 présente une autre alternative du contrôle où on associe un statisme de fréquence au convertisseur qui régule la tension du lien HVDC. Comme expliqué au chapitre précédent, la tension DC est l'indicateur de l'équilibre de puissance dans une liaison DC. On peut donc déséquilibrer la tension DC de façon à ce que le convertisseur qui régule cette tension modifie la puissance active qu'il injecte dans le lien HVDC afin de soutenir la fréquence de la zone AC voisine.

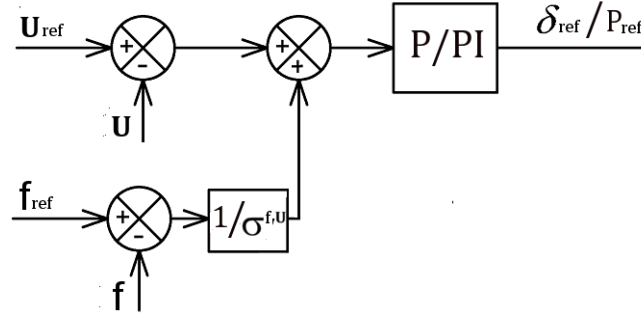


Figure 4.2 – Contrôle de la tension avec statisme de fréquence

En effet, si la fréquence d'une zone AC connectée à un convertisseur (par exemple le redresseur) contrôlant la tension DC diminue, le statisme de fréquence dans ce cas agira de façon à diminuer la tension DC pour qu'il y aura moins de puissance injectée par le VSC. Cela aidera donc à stabiliser la fréquence de la zone AC.

Par suite, en réponse à une déviation de la fréquence du réseau AC la tension DC changera selon l'équation suivante :

$$U = U_{ref} - \frac{1}{\sigma^{fu}}(f_{ref} - f) \quad (4.3)$$

Avec : σ^{fu} le statisme de fréquence associé au contrôleur de la tension DC (qui est considéré dans ce travail positif).

Bien que ce raisonnement paraît correct, en pratique le deuxième convertisseur de la liaison DC contrôle le flux de puissance et essaiera de maintenir ce flux constant quelque soit la tension du lien HVDC. Par conséquent, la puissance P_1 injectée par le premier convertisseur (redresseur) ne diminuera que le temps nécessaire pour que la tension DC diminue et arrive à la nouvelle valeur de consigne.

Une cette consigne de tension est atteinte, la puissance P_1 devra augmenter à nouveau pour que l'équilibre entre la puissance en entrée du lien HVDC et la puissance en sa sortie soit maintenue. Ce qui limite la marge de manœuvre et l'utilité de cette méthode.

4.1.2 Statisme de fréquence et de tension

Cette méthode de contrôle utilise en même temps un statisme de tension ; pour limiter la déviation de la tension du lien HVDC ; et un statisme de fréquence pour aider les zones AC à limiter le déséquilibre entre leurs productions et leurs consommations.

Par suite, à chaque déviation de la tension DC ou de la fréquence de la zone AC directement connectée au VSC, la consigne de puissance du convertisseur sera changée d'une valeur ΔP :

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P^u + \Delta P^f \\ \Delta P &= -\frac{\Delta U}{\sigma^u} + \frac{\Delta f}{\sigma^f} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Avec : σ^u le statisme de la tension DC et σ^f le statisme de la fréquence associé au contrôleur de la puissance active.

La puissance transistante à travers le convertisseur sera donc :

$$P = P_{ref} + \frac{1}{\sigma_u}(U_{ref} - U) - \frac{1}{\sigma_f}(f_{ref} - f) \quad (4.5)$$

La figure 4.3 présente le schéma bloc de la commande du flux de la puissance en fonction de la déviation de la fréquence et la déviation de la tension DC.

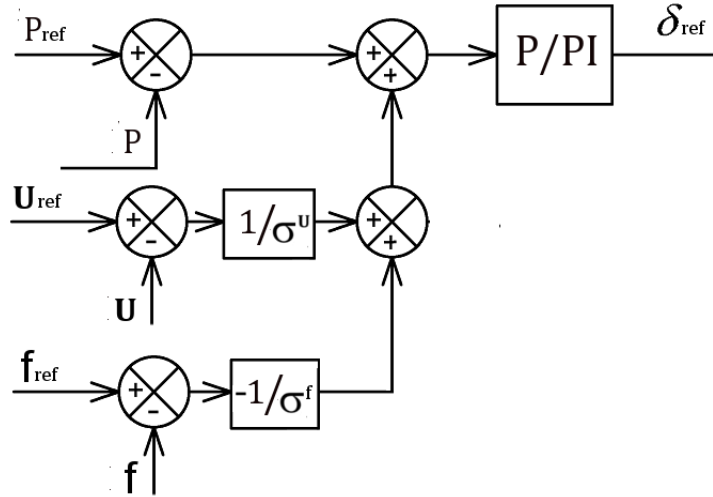


Figure 4.3 – Contrôle de puissance incluant un statisme de tension et de fréquence

La mise en œuvre d'un tel système de contrôle est délicate du fait que les deux statismes agissent d'une façon opposée ce qui risque de dégrader le réglage du système HVDC. En effet, pour un convertisseur fonctionnant en redresseur, pour toute diminution de la tension DC la puissance injectée dans le lien HVDC augmente. Si cette puissance est importante, la fréquence de la zone AC va diminuer, et le statisme de fréquence au niveau du même convertisseur (redresseur) agira de telle sorte à diminuer la consigne de puissance. Pour éviter ainsi d'entrer dans une boucle d'augmentation/diminution de la puissance injectée, il faut absolument que les deux statismes ne donnent pas lieu à des déviations de puissance égales ($\Delta P^u \neq \Delta P^f$).

Une solution est de considérer un paramètre de priorité qui, selon la robustesse du réseau AC et du lien HVDC, donne la priorité à un réglage sur l'autre.

4.1.3 Choix des statismes de tension et de fréquence

En principe, il n'y a pas de méthodes analytiques permettant de déterminer précisément les statismes de fréquence ou de tension. C'est au gestionnaire du réseau de fixer leurs valeurs en fonction du rôle qu'il veut donner au convertisseur VSC lors d'une perturbation dans une zone AC.

En effet, si le VSC est considéré comme l'un des générateurs du réseau alors il aura une valeur de statisme pareille au reste des générateurs. Par contre, pour que le VSC aura un rôle plus important dans le réglage de la tension ou de la fréquence, le gestionnaire du réseau doit lui affecter une valeur de statisme nettement différente du statisme des générateurs conventionnels.

Dans cette section, nous expliquerons la méthode que nous avons choisi pour le choix des statismes de tension et de fréquence tout en respectant pour le statisme de fréquence la valeur minimale $\sigma_{min}^f = 0.1\text{mHz/MW}$ imposée par la commission européenne [37].

Lors d'une déviation de la fréquence du réseau AC ou une déviation de la tension DC, le flux de puissance à travers un convertisseur VSC va changer de façon à arrêter cette déviation. Vu que le VSC a une limite de puissance, nous définissons alors la réserve de puissance du convertisseur P^{res} comme la différence entre sa puissance nominale (maximale) P_N et sa puissance de référence P_{ref} :

$$P^{res} = P_N - P_{ref} \quad (4.6)$$

Pour chacune des deux perturbations (de la fréquence AC ou de la tension DC), la part de cette réserve qui sera libérée dépend de deux facteurs :

- la priorité accordée à chaque type de perturbation par le gestionnaire du réseau.
- la valeur du statisme associé à chacune des deux grandeurs.

En définissant un coefficient de priorité α_{res} , la réserve de puissance sera ainsi :

$$P^{res} = P_u^{res} + P_f^{res} \quad (4.7)$$

Où : $P_u^{res} = \alpha_{res}P^{res}$ est la part de la réserve de puissance dédiée à une déviation de la tension DC et $P_f^{res} = (1 - \alpha_{res})P^{res}$ est la part de la réserve dédiée à une déviation de la fréquence AC. Les statismes de tension DC et de fréquence AC seront choisis de façon à ce que la totalité de la réserve de puissance soit libérée quand la déviation atteint une valeur limite :

$$\sigma^u = \frac{\frac{\Delta U^{max}}{U_N}}{\frac{\Delta P^{max}}{P_N}} = \frac{\frac{\Delta U^{max}}{U_N}}{\frac{\alpha_{res}P^{res}}{P_N}} \quad (4.8)$$

$$\sigma^f = \frac{\frac{\Delta f^{max}}{f_N}}{\frac{\Delta P^{max}}{P_N}} = \frac{\frac{\Delta f^{max}}{U_N}}{\frac{(1-\alpha_{res})P^{res}}{P_N}} \quad (4.9)$$

Par suite, le choix du coefficient de priorité ainsi que les déviations maximale de la tension DC et de la fréquence AC permet de déterminer les valeurs des statismes : σ^u et σ^f .

Concernant le statisme de fréquence associé au réglage de la tension DC, nous le choisissons de façon à ce que la variation de la tension DC liée à une déviation de fréquence reste toujours dans la marge de $\pm 5\%$ de la tension nominale :

$$\sigma^{fu} = \frac{\frac{\Delta f^{max}}{f_N}}{\frac{\Delta U^{max}}{U_N}} = \frac{\frac{\Delta f^{max}}{f_N}}{0.05 pu} \quad (4.10)$$

4.2 Simulation

Afin d'analyser les performances du réglage de fréquence basé sur des systèmes VSC-HVDC, nous avons simulé les trois méthodes de réglage de fréquence présentées dans la section précédente. Nous avons considéré comme étude de cas le même système HVDC point-à-point décrit dans le chapitre 3 (figure 3.2 et tableau 3.1). Chaque zone AC fait son propre réglage primaire comme nous l'avons expliqué au chapitre 1. Les paramètres de chaque zone sont résumés dans le tableau

4.1.

Paramètre	Valeur
Puissance nominale - zone 1	20 GW
Puissance nominale - zone 2	60 GW
Fréquence - zone 1 et 2	50 Hz
Constante d'inertie - zone 1 et 2	5 s
Statisme - zone 1	4% = $0.04 \frac{f_1}{P_1} = 0.1 \text{ mHz/MW}$
Statisme - zone 2	4% = $0.04 \frac{f_2}{P_2} = 3.34.10^{-2} \text{ mHz/MW}$

Tableau 4.1 – Paramètres des deux réseaux AC

La puissance nominale des convertisseurs VSC est 1000 MW tandis que le point de fonctionnement correspond à la puissance $P^{ref}=700$ MW=0.7 pu et à une tension $U^{ref} = U_N=1$ pu.

Statisme de fréquence associé au contrôle de la tension DC : Pour ce contrôle, nous avons comparé la réponse du système pour les trois valeurs de statisme suivantes :

- si une déviation de fréquence $\Delta f^{max} = 0.2\text{Hz}$ correspond à la déviation maximale de la tension DC $\Delta U^{max} = 0.05\text{pu}$ alors on a

$$\sigma_1^{fu} = 8\% = 0.08 \frac{50 \text{ Hz}}{640 \text{ kV}} = 6.3 \text{ mHz/kV}$$

- si la déviation maximale de fréquence est $\Delta f^{max} = 0.1\text{Hz}$ alors on a

$$\sigma_2^{fu} = 4\% = 0.04 \frac{50 \text{ Hz}}{640 \text{ kV}} = 3.15 \text{ mHz/kV}$$

- si la déviation maximale de fréquence est $\Delta f^{max} = 0.025\text{Hz}$ alors on a

$$\sigma_3^{fu} = 1\% = 0.01 \frac{50 \text{ Hz}}{640 \text{ kV}} = 0.78 \text{ mHz/kV}$$

Statisme de fréquence associé au contrôle de la puissance : Nous avons considéré les deux valeurs de statisme :

- pour que la totalité de la réserve de puissance $\Delta P^{max} = P_N - P_{ref} = 0.3\text{pu}$ soit fournie quand la déviation de fréquence atteint $\Delta f^{max} = 0.15\text{Hz}$ on a

$$\sigma_2^f = 1\% = 0.01 \frac{50 \text{ Hz}}{1000 \text{ MW}} = 0.5 \text{ mHz/MW}$$

- pour que le convertisseur contribue de façon plus importante dans le réglage de la fréquence, nous choisissons que la totalité de la réserve de puissance soit fournie pour une déviation maximale de fréquence de $\Delta f^{max} = 0.03\text{Hz}$ on a

$$\sigma_2^f = 0.2\% = 0.002 \frac{50 \text{ Hz}}{1000 \text{ MW}} = 0.1 \text{ mHz/MW}$$

Statisme de fréquence et de tension Quand ces deux statismes sont utilisés au niveau du même convertisseur, nous considérons que la stabilité de la tension du lien HVDC est prioritaire

sur le réglage de la fréquence vu que les deux zones AC sont relativement robuste et possèdent déjà leurs propres réserves primaires contrairement au lien HVDC où le convertisseur VSC est le seul moyen qui peut maintenir la tension DC proche de sa valeur nominale.

Par suite, nous choisissons le coefficient de priorité :

$$\alpha_{res} = \frac{2}{3}$$

Nous comparons ainsi le comportement du système pour deux valeurs de statisme de fréquence tel que la totalité de la réserve de puissance associée à la fréquence doit être libérée pour :

- une déviation maximale de fréquence $\Delta f^{max} = 0.11\text{Hz}$ ainsi

$$\sigma_1^f = 1\% = 0.01 \frac{50\text{ Hz}}{1000\text{ MW}} = 0.5\text{ mHz/MW}$$

- une déviation maximale de fréquence $\Delta f^{max} = 0.022\text{Hz}$ ainsi

$$\sigma_2^f = 0.2\% = 0.002 \frac{50\text{ Hz}}{1000\text{ MW}} = 0.1\text{ mHz/MW}$$

Également, nous comparons le comportement du système pour deux valeurs de statisme de tension DC tel que la totalité de la réserve de puissance associée à la tension DC doit être libérée pour :

- une déviation maximale de la tension DC $\Delta u^{max} = 0.1\text{pu}$ ainsi

$$\sigma_1^u = 45\% = 0.45 \frac{640\text{ kV}}{1000\text{ MW}} = 0.288\text{ kV/MW}$$

- une déviation maximale de la tension DC $\Delta u^{max} = 0.05\text{pu}$ ainsi

$$\sigma_2^u = 22.5\% = 0.225 \frac{640\text{ kV}}{1000\text{ MW}} = 0.144\text{ kV/MW}$$

Le tableau 4.2 récapitule les quatre différentes configurations de réglage de fréquence que nous avons considéré dans ce chapitre.

Scénario	Convertisseur 1	Convertisseur 2	Statisme
Scénario 1	Réglage de la tension DC et la fréquence	Réglage de la puissance active	$\sigma_1^{fu} = 8\%$, $\sigma_2^{fu} = 4\%$ et $\sigma_2^{fu} = 1\%$
Scénario 2	Réglage de la puissance active et la fréquence	Réglage de la tension DC	$\sigma_1^f = 1\%$ et $\sigma_2^f = 0.2\%$
Scénario 3	Statisme de la tension DC et réglage de la fréquence	Réglage de la tension DC	$\sigma_1^f = 1\%$, $\sigma_2^f = 0.2\%$ et $\sigma^u = 45\%$
Scénario 4	Statisme de la tension DC et réglage de la fréquence	Statisme de la tension DC et réglage de la fréquence	$\sigma_1^f = 1\%$, $\sigma_2^f = 0.2\%$, $\sigma_1^u = 45\%$ et $\sigma_2^u = 22.5\%$

Tableau 4.2 – Les différents scénarios de réglage de la fréquence

Pour chacun des scénarios ci-dessous, nous avons simulé une perte de production de 300MW dans la zone 1 à l'instant $t=50s$, puis une perte de génération de 500MW dans la zone 2 à l'instant $t=60s$.

4.2.1 Scénario 1

Dans ce scénario, le premier convertisseur régule la tension DC et la fréquence du réseau 1 tandis que le deuxième convertisseur contrôle le flux de puissance.

La figure 4.4 montre les résultats de la perte de 300 MW de production dans la zone 1 à l'instant $t=50s$.

Cette perte génère une déviation de fréquence $\Delta f_1 = 0.029Hz$ qui, à son tour, fait diminuer la consigne de tension respectivement de $\Delta U_1 = 0.0075pu$ pour un statisme de $\sigma_1^{fu} = 8\%$, de $\Delta U_1 = 0.015pu$ pour un statisme de $\sigma_2^{fu} = 4\%$ et de $\Delta U_1 = 0.055pu$ pour un statisme de $\sigma_2^{fu} = 1\%$. Malgré que la dernière déviation de tension est très grandes (à noter que la déviation de tension maximale tolérable sur un réseau DC est 10% de la tension nominale) la puissance P_1 a changé (temporairement pour moins de 2s) de $0.005pu=5MW$. Par suite, la déviation de fréquence résultante avec ou sans contrôle est presque similaire

Nous avons expliqué dans la section 4.1.1 la cause d'un tel comportement et que cela est dû au deuxième convertisseur VSC2 qui maintient le flux de puissance P_2 constant. Ainsi le convertisseur VSC1 se trouve contraint d'injecter une puissance qui va garantir l'équilibre de puissance sur le lien HVDC et par suite maintenir la stabilité de la tension DC.

La zone 2 ne sentira aucune perturbation vu que le convertisseur VSC2 injecte toujours la même puissance.

En conclusion, ce mode de contrôle n'avait pas d'intérêt considérable pour le soutien de la fréquence vu que les flux de puissance sur le lien HVDC sont maintenus constants. De plus, ce mode peut créer une grande variation de la tension DC et par suite le système peut être forcé à fonctionner à sa limite de stabilité ($\Delta U_1 = 0.1pu$).

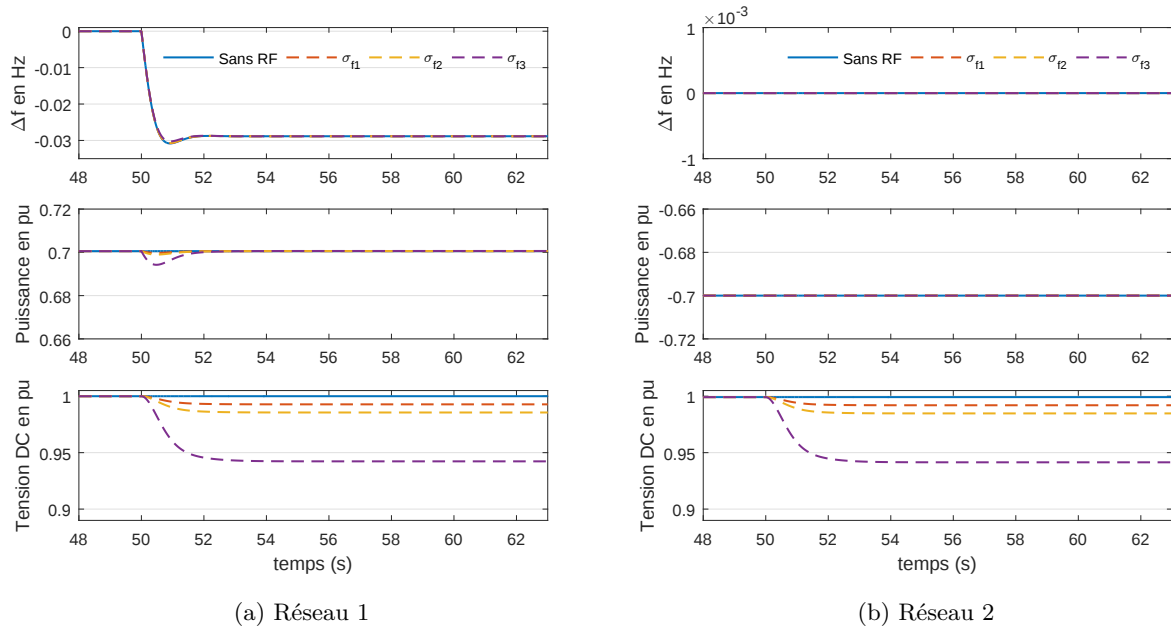


Figure 4.4 – Scénario 1 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à $t=50s$, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour trois valeurs de statisme)

4.2.2 Scénario 2

Dans ce scénario, nous considérons une stratégie de contrôle maître/esclave. Vu que le deuxième réseau AC est plus robuste que le premier, il convient alors que le convertisseur VSC2 régule la tension DC du lien (maître) tandis que le premier convertisseur contrôle le flux de puissance (esclave) ainsi que la fréquence de la zone 1.

La figure 4.5 présente les résultats de la perte de 300 MW de génération à $t=50s$ dans la zone 1. Cette perte de production crée une déviation de fréquence dans le réseau 1. En réponse à cela, le convertisseur VSC1, qui prend en charge le réglage de la fréquence, diminue la puissance P_1 injectée dans le lien HVDC de $\Delta P_1 = 0.05pu$ pour un statisme de fréquence de $\sigma_1^f = 1\%$ et de $\Delta P_1 = 0.15pu$ pour un statisme de $\sigma_2^f = 0.2\%$. Cette diminution de puissance a permis au réseau 1 de mieux tenir sa fréquence. En effet, la déviation de fréquence a diminué de $\Delta f_1 = 0.03Hz$ dans le cas où le convertisseur VSC1 ne prend pas en considération le réglage de la fréquence à $\Delta f_1 = 0.025Hz$ (réglage avec le statisme $\sigma_1^f = 1\%$) ou $\Delta f_1 = 0.015Hz$ (réglage avec le statisme $\sigma_2^f = 0.2\%$).

En réponse à ce changement du flux de puissance sur le lien HVDC, le convertisseur VSC2 qui régule la tension DC diminue aussi la puissance qu'il injecte dans le réseau 2 de façon à ce que la tension DC U_2 reste constante. Par suite, le réseau sera perturbé par la perte de production qui a eu lieu dans le réseau 1. Mais, vu que le deuxième réseau est plus robuste que le premier la diminution de la puissance injectée P_2 n'a pas un grand impact sur la fréquence f_2 .

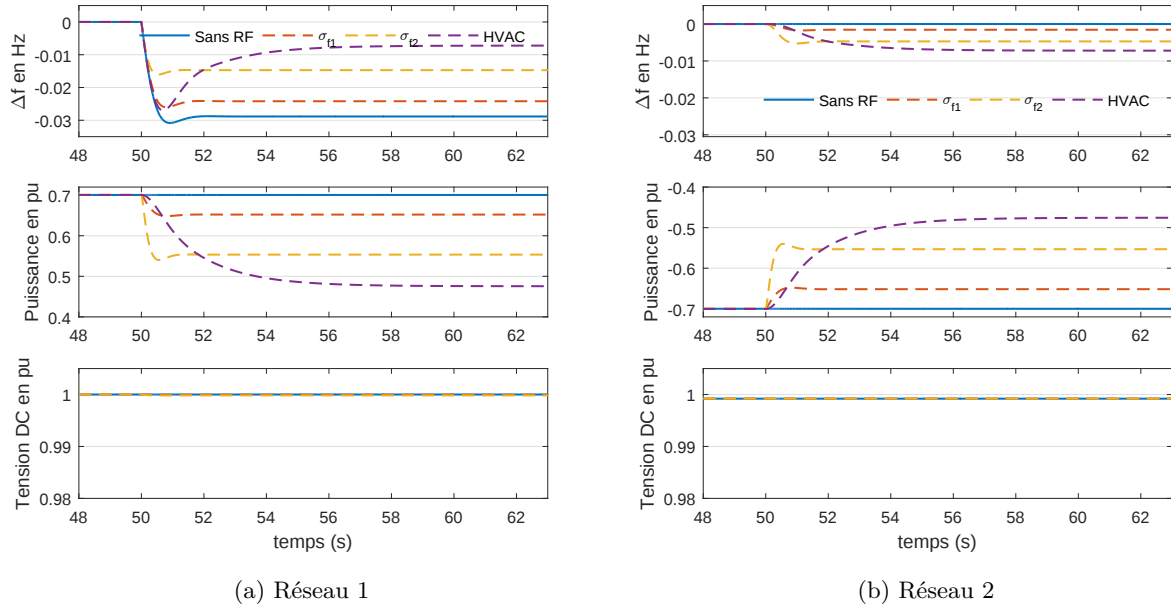


Figure 4.5 – Scénario 2 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à $t=50s$, comparaison entre le lien HVAC et HVDC (HVDC sans réglage de fréquence et avec réglage -pour deux valeurs de statisme-)

Dans la figure 4.5, nous avons aussi comparé le réglage de la fréquence via le système HVDC et le réglage conventionnel via les lignes AC haute tension (HVAC). La différence principale est qu'un lien HVDC offre aux gestionnaires de réseau un degré de liberté sur la puissance échangée entre les différentes zones AC et par suite ils ont la possibilité de choisir le niveau de soutien mutuel en précisant simplement la valeur de statisme de fréquence σ^f . Cependant, avec le réglage de fréquence conventionnel, la puissance échangée entre les différentes zones AC est imposée par les lois de la physique et dépend principalement de la différence entre les angles de phase.

En conclusion, cette stratégie de contrôle maître/esclave où le convertisseur esclave prend en charge le réglage de la fréquence permet d'améliorer la tenue en fréquence dans la zone liée à ce convertisseur. L'inconvénient est que le soutien ne peut être fait que dans une seule direction.

4.2.3 Scénario 3

Pour ce scénario, le convertisseur VSC1 implémente un "voltage droop control" avec réglage de la fréquence de la zone 1 tandis que le deuxième convertisseur contrôle la tension DC.

La figure 4.6 présente la réponse du système AC/DC lors de la perte de 300MW de production dans le premier réseau.

Ce scénario de commande ne présente aucune différence par rapport au cas précédent "maître/esclave avec réglage de la fréquence au niveau du convertisseur esclave". En effet, un régulateur "statisme de tension" (voltage droop) contrôle à la base la puissance active et quand il détecte une déviation de la tension DC il change alors la puissance qu'il transmet. Vu que dans ce troisième scénario, le deuxième convertisseur a le rôle du maître (slack converter) et régule la tension DC à une valeur

constante alors le "voltage droop" n'a plus d'intérêt significatif.

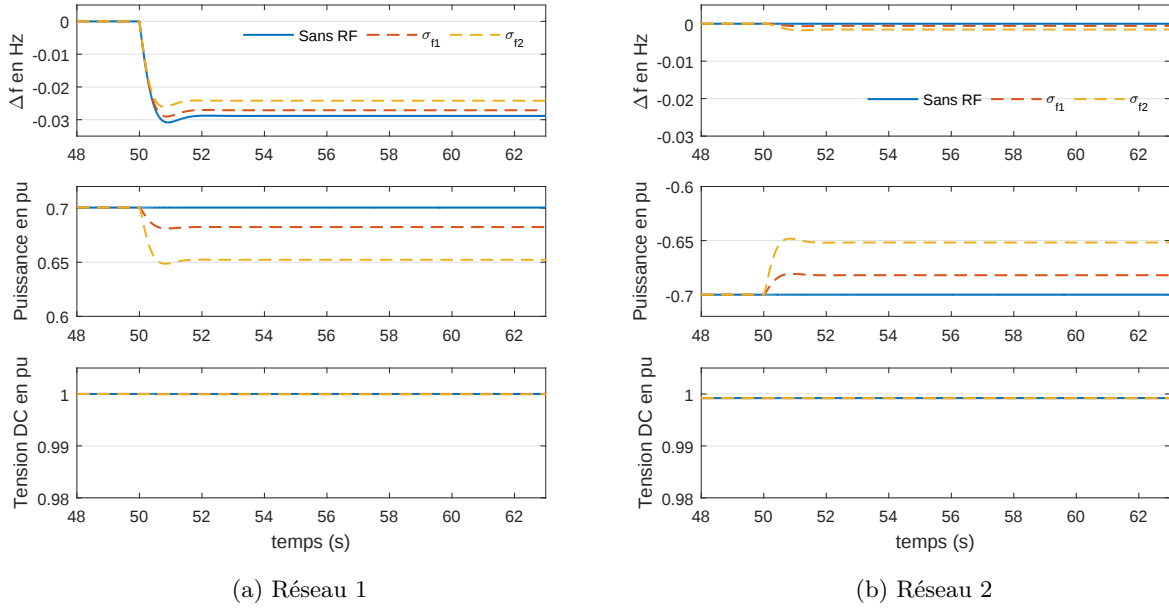


Figure 4.6 – Scénario 3 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à $t=50s$, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour deux valeurs de statistique)

4.2.4 Scénario 4

Dans ce dernier scénario, chacun des deux convertisseurs implémente un "voltage droop control" et chacun d'eux prend en charge le réglage de la fréquence.

Nous avons simulé une perte de 300 MW de production dans la zone 1 à l'instant $t=50s$ et une perte de 500MW de production dans la zone 2 à l'instant $t=60s$.

La figure 4.7 montre une comparaison entre la réponse du système avec et sans réglage de fréquence pour une valeur du statistique de tension $\sigma_u = 45\%$ et pour deux valeurs de statistique de fréquence ($\sigma_1^f = 1\%$ et $\sigma_2^f = 0.2\%$).

La perte de 300MW dans le premier réseau génère une déviation de fréquence, à cause de laquelle le convertisseur VSC1 diminue la puissance qu'il injecte dans le lien HVDC en fonction de la valeur du statistique de fréquence. Ainsi, la déviation sans réglage de fréquence est de $\Delta f_1 = 0.03Hz$ et qui diminue. Quand le convertisseur VSC1 prend en considération le réglage de la fréquence la déviation diminue à $\Delta f_1 = 0.026Hz$ pour $\sigma_1^f = 1\%$ et à $\Delta f_1 = 0.02Hz$ pour $\sigma_1^f = 0.2\%$.

Cependant, à cause de la diminution de la puissance injectée par le convertisseur VSC1, la tension DC diminue également (pour $\sigma_1^f = 0.2\%$ la déviation de tension est grande $\Delta U_1 = 0.05pu$). Pour arrêter la diminution de la tension, le convertisseur VSC2 diminue aussi la puissance qu'il injecte dans le réseau 2. Par suite, la fréquence du réseau 2 va diminuer mais légèrement ($\Delta f_2 \leq 0.005Hz$).

A l'instant $t=60s$, le réseau 2 perd 500MW de production. Ainsi, la fréquence diminue et le statistique de fréquence au niveau du convertisseur VSC2 lui impose d'augmenter la puissance qu'il injecte dans le réseau 2. Par suite, la tension DC diminue encore (risque d'instabilité du système

HVDC par exemple dans le cas où $\sigma_2^f = 0.2\%$).

Afin d'arrêter la déviation de tension, le statisme de tension au niveau du convertisseur VSC1 lui impose donc d'augmenter la puissance qu'il injecte dans le lien HVDC. Cela diminue à nouveau la fréquence du réseau 1.

Dans ce scénario, l'utilisation d'un convertisseur avec une valeur de statisme de fréquence σ_f plus petite améliore bien sûr la tenue en fréquence dans la zone AC où la perturbation a eu lieu. En contre partie, il y aura une grande variation du flux de puissance sur le lien HVDC. La variation du flux va causer également une grande déviation de la tension DC. Cette dernière peut nuire à la stabilité du lien (si elle dépasse la valeur critique de 0.1pu).

Une solution pour améliorer le réglage de la fréquence sans perdre la stabilité du lien HVDC (en termes de tension DC) est d'affecter à chaque convertisseur une valeur de statisme de fréquence différente en fonction de la robustesse du réseau AC voisin. Dans notre exemple, vu que la zone 2 est la plus robuste alors il convient de donner au convertisseur VSC2 une grande valeur de statisme de fréquence et à la zone 1 un petit statisme.

Dans la figure 4.7, la quatrième courbe " $\sigma_{f1}\&\sigma_{f2}$ " correspond à cette solution. Quand le réseau 1 perd 300MW de production, le statisme $\sigma_2^f = 0.2\%$ impose au convertisseur VSC1 de diminuer la puissance qu'il injecte dans le lien HVDC par suite la tension DC diminue. Cependant, à l'instant $t=60s$ quand la perte au niveau du réseau 2 a eu lieu, le statisme $\sigma_2^f = 1\%$ impose à ce que le convertisseur VSC2 augmente légèrement sa puissance injectée dans le réseau 2. Par suite, la tension DC n'est pas très affectée par cette augmentation.

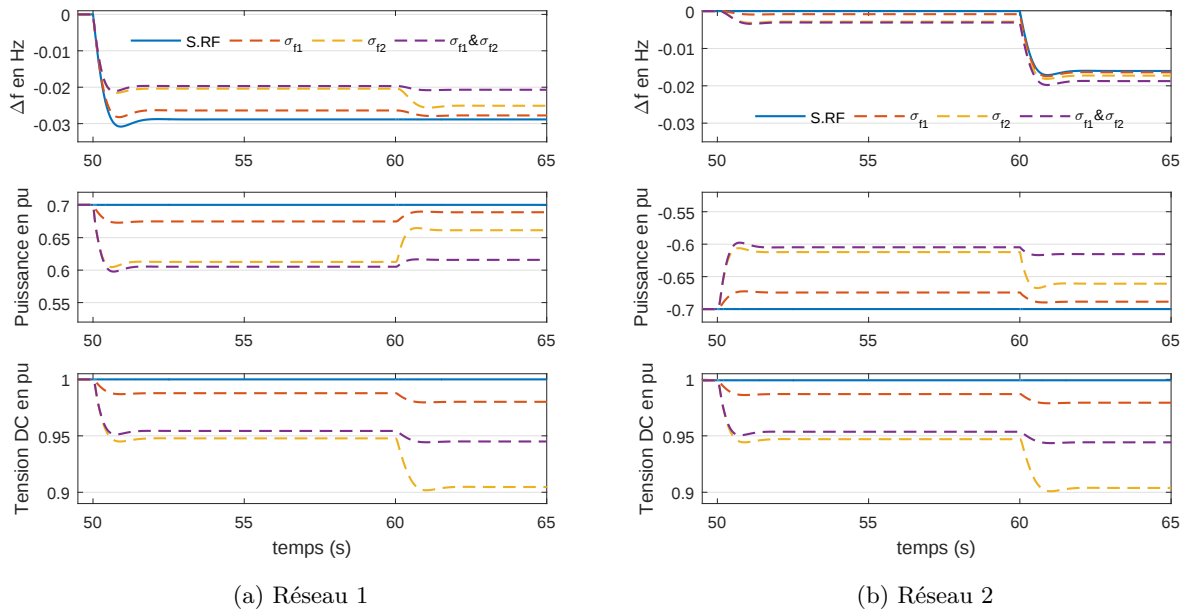


Figure 4.7 – Scénario 4 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à $t=50s$ et de 500MW dans la zone 2 à $t=60s$, réponse du système sans réglage de fréquence et avec réglage (pour deux valeurs de statisme de fréquence)

Dans la figure 4.8, nous considérons les perturbations, à savoir la perte de 300MW de production dans le réseau 1 à $t=50s$ et la perte de 500MW dans le réseau 2 à $t=60s$. L'objectif est d'évaluer

l'impact du statisme de tension sur le réglage de la fréquence.

Nous comparons ainsi la réponse du système avec réglage de fréquence pour une valeur du statisme de fréquence $\sigma_2^f = 0.2\%$ et pour deux valeurs de statisme de tensions ($\sigma_1^u = 45\%$ et $\sigma_2^u = 22.5\%$).

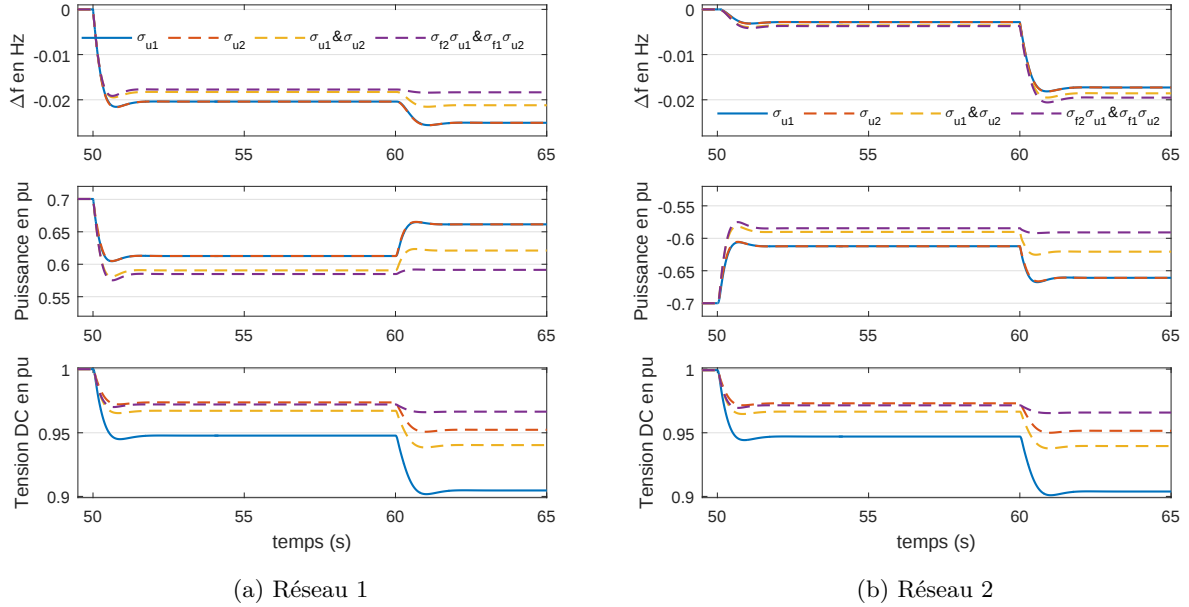


Figure 4.8 – Scénario 4 : perte de production de 300MW dans la zone 1 à t=50s et de 500MW dans la zone 2 à t=60s, comparaison entre la réponse du système pour différentes valeurs du statisme de tension et de fréquence

En utilisant la même valeur de statisme de tension DC sur les deux convertisseurs VSC, la réponse du système en fréquence ne change pas. En effet, puisque le statisme de fréquence est le même alors la diminution de la puissance résultante sera égale.

Par contre, pour compenser cette diminution de puissance, la tension DC va aussi diminuer mais en fonction de la valeur du statisme de tension. Ainsi, pour le même $\Delta f_1 = 0.02\text{Hz}$, la tension DC diminue de $\Delta U = 0.05\text{pu}$ pour $\sigma_1^u = 45\%$ et $\Delta U = 0.025\text{pu}$ pour $\sigma_2^u = 22.5\%$.

La situation devient plus grave si une autre perturbation se passe soit dans le même réseau 1 ou dans le réseau 2. Effectivement à l'instant t=60s, pour les mêmes déviations de fréquences (f_1 et f_2) et de puissances (P_1 et P_2) la tension DC diminue de façon différente ($\Delta U_1 = 0.1\text{pu}$ qui est la limite de stabilité pour $\sigma_1^u = 45\%$ et $\Delta U_1 = 0.06\text{pu}$ pour $\sigma_2^u = 22.5\%$).

Une solution est d'affecter pour chaque convertisseur un statisme de tension différent. Il convient alors d'attribuer au convertisseur VSC2 la valeur du statisme de tension la plus petite vu qu'il est connecté au réseau AC le plus robuste. De cette façon, si une déviation de la tension DC a eu lieu, c'est le convertisseur VSC2 qui va contribuer le plus.

La courbe " $\sigma_1^f \& \sigma_2^f$ " représente le comportement du système pour ce dernier cas. Nous remarquons alors que pour une déviation de la fréquence légèrement plus petite $\Delta f_1 = 0.018\text{Hz}$ le comportement de la tension DC du lien est considérablement amélioré $\Delta U = 0.03\text{pu}$.

En conclusion, une solution intéressante est de choisir les statismes de tension et de fréquence en

fonction de la robustesse de la zone AC et de la taille du convertisseur. Effet, vu que la zone 2 est plus robuste que la zone 1 il convient alors d'affecter au convertisseur VSC2 la valeur de statisme de tension la plus petite pour qu'il contribue plus lors d'une déviation de la tension et la valeur de statisme de fréquence la plus grande pour qu'il réagit de façon moins importante si une déviation de fréquence a eu lieu dans la zone 2 (car elle possède une réserve primaire assez suffisante). Un raisonnement inverse est correcte pour le convertisseur VSC1, il convient de lui affecter le statisme de tension le plus grand (pour qu'il soit moins sollicité pendant une déviation de la tension DC) et le statisme de fréquence le plus petit pour qu'il contribue de façon plus significative si une perturbation a eu lieu dans le réseau 1.

4.3 Lien HVDC connecté à un réseau à faible inertie

Actuellement, les sources d'énergie renouvelable (énergie éolienne, solaire et les unités de stockage) sont connectées au réseau AC via des convertisseurs d'électronique de puissance. Par suite, quand une perturbation se produit dans un réseau à forte pénétration d'énergie renouvelable, ces convertisseurs n'ont pas d'inertie mécanique permettant de retarder l'effet de la perturbation. Ainsi, le réseau sera exposé à une grande et rapide diminution de la fréquence (risque de dépasser le taux maximal de variation de fréquence "ROCOF").

Plusieurs travaux ont étudié la possibilité d'attribuer à ces convertisseur un comportement inertielle en utilisant des nouvelles lois de commande [38] [39] [40]. Ces solutions se basent sur le fait de moduler la puissance en sortie du convertisseur de l'unité de production renouvelable (principalement des éoliennes DFIG ou PMSG) en fonction de la dérivée de la fréquence du réseau.

D'autres travaux [41] [42] ont proposé le même concept de réponse inertielle virtuelle en utilisant les liens HVDC. La solution proposée définit une constante d'inertie pour les convertisseurs VSC à partir d'une identification entre l'équation du mouvement d'une machine tournante et l'équation régissant la dynamique de la tension DC.

Dans ce travail, nous nous sommes intéressé à cette dernière méthode et nous avons étudié son impact sur la dynamique de la fréquence d'un réseau AC à faible inertie.

En effet, comme nous l'avons déjà expliqué dans la section 3.2.3, la tension DC du lien HVDC reste constante tant que la puissance injectée dans le lien est égale à la puissance extraite plus les différentes pertes. Tout déséquilibre entre ces deux puissances se traduira par une déviation de la tension DC du lien. Par suite, la dynamique de la tension DC dépend de la différence entre les puissances en entrée et en sortie ainsi que la capacité totale du système HVDC :

$$C_T U \frac{dU}{dt} = P_{inj} - P_{ext} \quad (4.11)$$

Où : C_T est la capacité total du lien HVDC (capacités associées aux VSCs C plus la capacité du câble C_l , $C_T \approx 2 * C$), U est la tension DC, P_{inj} et P_{ext} sont respectivement la puissance injectée et la puissance extraite à partir du lien HVDC. En suivant la convention de puissance choisie dans ce travail, l'équation 4.11 devient :

$$\frac{C_T U}{S_N} \frac{dU}{dt} = P_{1,pu} + P_{2,pu} \quad (4.12)$$

Avec : S_N la puissance nominale du convertisseur VSC.

D'autre part, comme expliqué au chapitre 1, la dynamique de la fréquence d'un réseau AC est déterminée par l'équation de mouvement d'une machine tournante (équation 1.6) :

$$\frac{2H}{f_N} \frac{df}{dt} = P_{m,pu} - P_{e,pu} \quad (4.13)$$

Avec : f_N la fréquence nominale du réseau AC.

Le but à présent, est d'affecter au convertisseur VSC un comportement inertielle similaire à celui d'une machine tournante dont la constante d'inertie est H_c . Par suite, pour que le convertisseur VSC fournit ; lors d'une déviation de la fréquence ; une énergie électrostatique équivalente à l'énergie cinétique emmagasinée dans la masse tournante d'une machine, on égalise ainsi les deux équations 4.12 et 4.13 :

$$\frac{2H_c}{f_N} \frac{df}{dt} = \frac{C_T U}{S_N} \frac{dU}{dt} \quad (4.14)$$

En intégrant les deux termes de l'équation 4.14, on définit la constante d'intégration K_i en fonction de la tension DC nominale U_N tel que [41] :

$$K_i = \frac{4H_c S_N}{C_T} - U_N^2$$

La figure 4.12 présente le schéma bloc du contrôleur de la tension DC avec émulation de la réponse inertielle, la tension DC de référence est calculé à partir de la fréquence du réseau AC. En fonctionnement normal, la tension de référence est égale à la tension nominale. Cependant, quand une déviation de fréquence se produit, la tension DC suit la même variation que la fréquence. La nouvelle valeur de la tension va dépendre de la valeur de la constante d'inertie H_c .

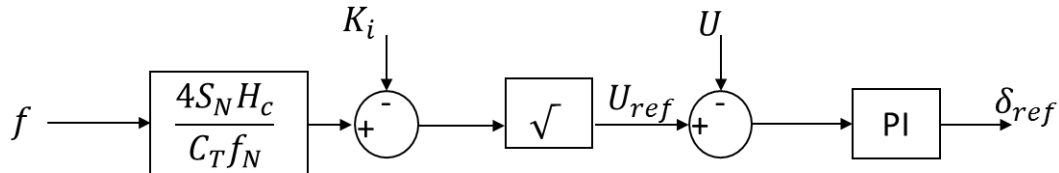


Figure 4.9 – Schéma bloc du contrôleur de la tension DC avec réponse inertielle

La figure 4.10 présente le comportement d'un système AC/DC composé de deux réseaux AC reliés par un lien HVDC. Les paramètres des zones AC et du lien HVDC sont les mêmes utilisés précédemment dans ce chapitre (tableau 3.1 et tableau 4.1). En outre, la moitié de la production dans le réseau 1 est renouvelable et l'autre moitié est assurée par une production hydraulique et thermique. Par suite, le réseau 1 est devenu faible en termes d'inertie.

Le lien HVDC fonctionne en mode maître/esclave, le premier convertisseur VSC1 contrôle la tension DC avec émulation d'inertie comme illustré à la figure 4.12. Tandis que le deuxième convertisseur VSC2 contrôle la puissance injectée dans le réseau 2. Ainsi, nous comparons entre le cas où le lien HVDC ne prend pas en considération le réglage de la fréquence et le cas où il contribue au soutien de la fréquence avec les deux constante d'inertie : $H_{c1} = 5s$ et $H_{c2} = 12s$.

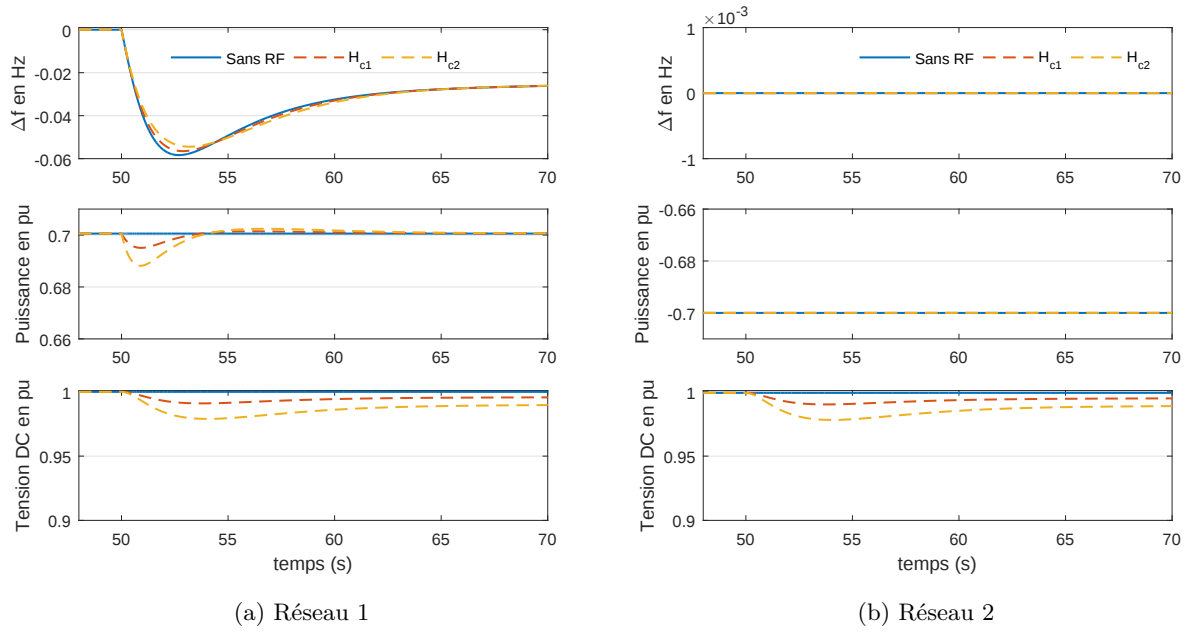


Figure 4.10 – Réponse d'un système à deux zones reliées par un lien HVDC suite à la perte de 100 MW de production dans la zone 1 pour différente constante d'inertie : zone 1 à 50% de production renouvelable et $C=10\text{mF}$.

Suite à la perte de 100MW de production dans le réseau 1, la fréquence diminue et oblige ainsi la référence de tension DC à diminuer. Puisque cette tension puisse diminuer, les capacités du lien HVDC doivent libérer une part de leur énergie électrostatique. Par suite, le convertisseur VSC1 diminue temporairement sa puissance injectée dans le temps que la tension DC diminue. Cette diminution transitoire de la puissance P_1 permet de soutenir la fréquence du réseau 1. La variation de la tension DC ainsi dépend de la constante d'inertie H_c et de la taille des capacités du lien.

Cependant, vu que la déviation de tension DC est limitée à 10% alors le soutien que peut fournir le convertisseur sera aussi limité. Par suite, l'intérêt de cette méthode reposera sur la capacité totale du lien. En effet, si cette capacité est petite de grande déviation de tension auront lieu pour la même déviation de fréquence et la même réponse inertielle comme illustré dans la figure 4.11 où nous avons considéré une capacité dix plus petite que celle utilisé dans la figure 4.10.

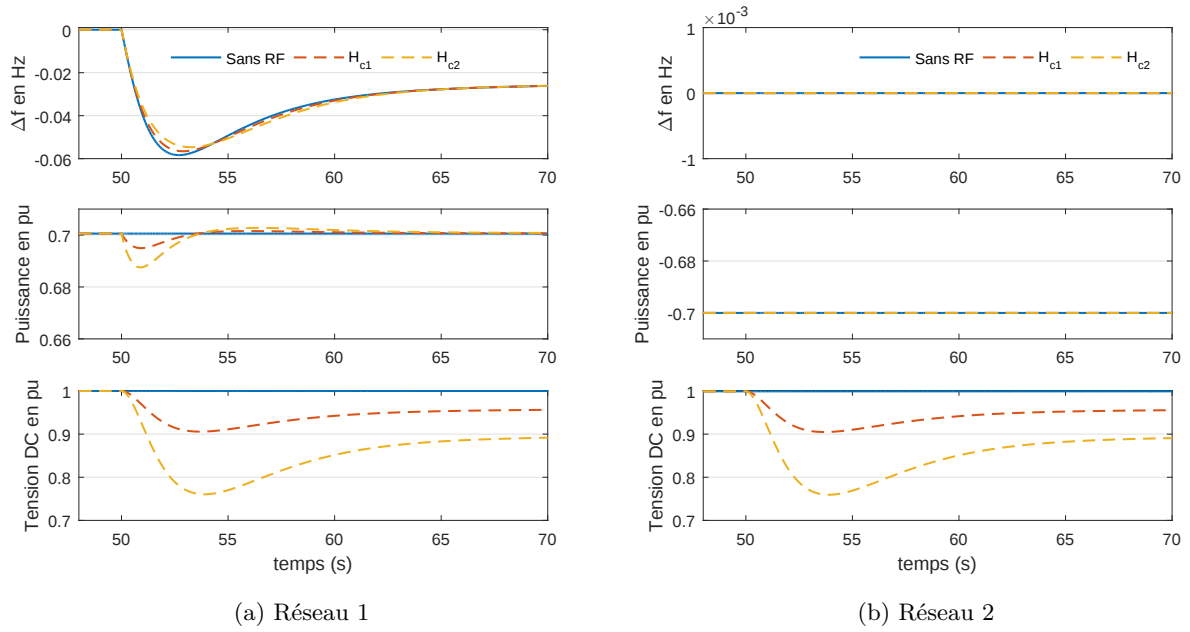


Figure 4.11 – Réponse d’un système à deux zones reliées par un lien HVDC suite à la perte de 100 MW de production dans la zone 1 pour différente constante d’inertie : zone 1 à 50% de production renouvelable et $C=1\text{mF}$.

4.4 Ligne AC parallèle à un lien HVDC

L’un des avantages de la technologie HVDC exploité bien longtemps est la mise en parallèle d’un lien HVDC à une ligne AC (figure ??) afin d’amortir les oscillations de la puissance transmise entre deux zones AC lors d’une perturbation (perte de production, grande variation de la charge, perte d’une ligne ...).

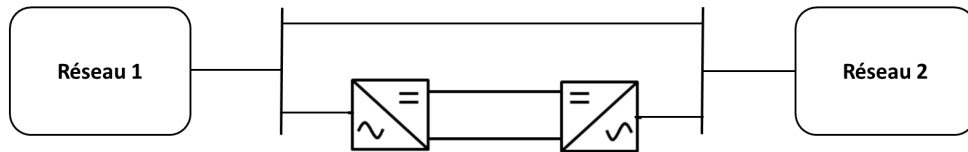


Figure 4.12 – Interconnexion entre deux réseaux via une ligne AC parallèle à un lien VSC-HVDC

Cette solution a été largement étudiée et son efficacité a été démontrée dans la littérature [43] [44] [45] [46], le principe de fonctionnement est basée sur la modulation de la puissance transmise via le lien HVDC en fonction de la déviation de fréquence de la zone perturbé et en fonction de la puissance transmise sur la ligne AC.

Dans ce travail, nous n’avons pas considéré la modulation de la puissance comme décrite dans la littérature. Par contre, nous avons étudié le comportement de la fréquence dans deux réseaux électrique synchrones relié par une ligne de transmission AC parallèle à un lien VSC-HVDC

prenant en charge le réglage de la fréquence. La figure 4.13 présente la réponse d'un système électrique composé de deux réseaux AC reliés par une ligne de transmission AC parallèle à un lien HVDC. Les paramètres des zones AC et du lien HVDC sont les mêmes utilisés précédemment dans ce chapitre (tableau 3.1 et tableau 4.1). En outre, nous avons considéré deux types de productions dans le réseau 1 à savoir la production thermique et hydraulique. Les parts de chaque production sont égales et les caractéristiques des turbines sont basées sur les exemples fournis dans [11] et [47].

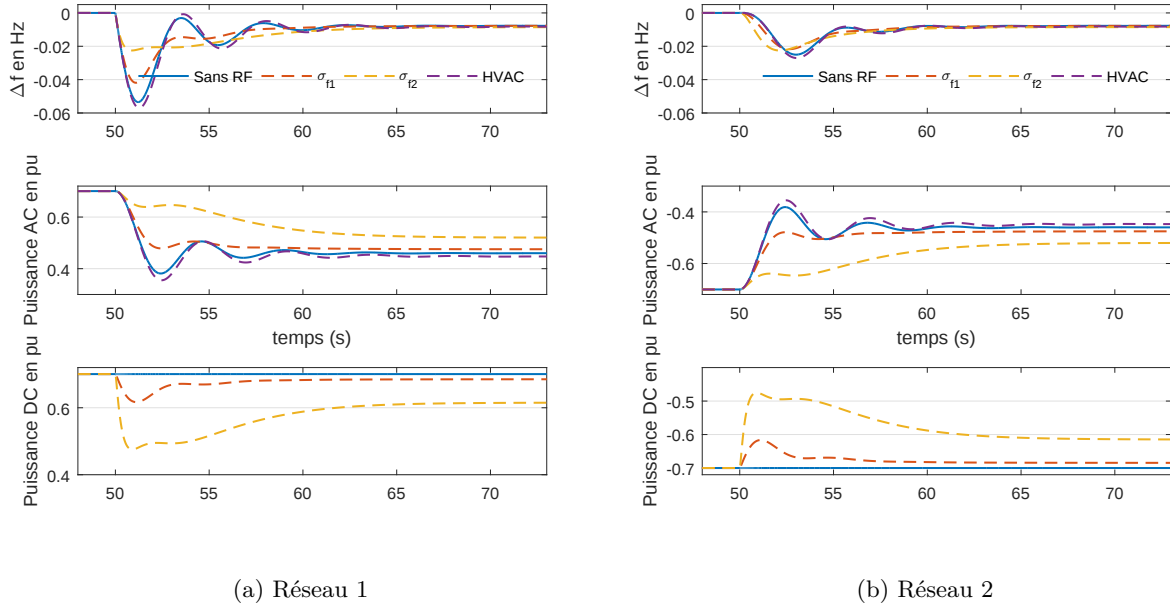


Figure 4.13 – Réponse d'un système à deux zones reliées par une ligne AC parallèle à un lien HVDC suite à la perte de 300 MW de production dans la zone 1 : comparaison entre HVDC sans réglage de fréquence et avec réglage.

Le lien HVDC fonctionne en mode maître/esclave, nous considérons le deuxième scénario (tableau 4.2) où le convertisseur VSC1 contrôle la puissance injectée dans le lien HVDC tandis que le convertisseur VSC2 contrôle la tension DC. Ainsi, nous comparons entre le cas où le lien HVDC ne prend pas en considération le réglage de fréquence et le cas où il contrôle la fréquence de la zone 1 avec les deux valeurs de statisme de fréquence : $\sigma_1^f = 1\%$, $\sigma_2^f = 0.2\%$.

Vu le temps de réponse très petit du contrôleur de puissance au niveau du convertisseur VSC1, la variation de la puissance transmise sur le lien HVDC suite à une déviation de fréquence dans la zone 1 est très rapide. Par suite, la dynamique de la fréquence f_1 s'améliore au fur et à mesure que le statisme de fréquence devient plus petit (c'est-à-dire la contribution du convertisseur en termes de puissance devient plus importante). En effet, dans le cas où le support de fréquence entre les deux zones est effectué uniquement via la ligne AC, le nadir (le point le plus inférieur) est de $\Delta f_1^{max} = 0.058\text{Hz}$, cette valeur diminue à $\Delta f_1^{max} = 0.041\text{Hz}$ pour $\sigma_1^f = 1\%$ et $\Delta f_1^{max} = 0.022\text{Hz}$ pour $\sigma_1^f = 0.2\%$.

Les oscillations de la puissance transmise sur la ligne AC sont amorties puisque c'est le lien HVDC qui tient à soutenir rapidement la zone en perturbation en diminuant la puissance DC extraite

à partir cette zone. Ainsi, le système se stabilise rapidement et évite les grande oscillations de puissances.

Chapitre 5

Conclusion

Ce travail m'a permis de comprendre et d'étudier le fonctionnement du transport d'énergie électrique en courant continu HVDC. Cette technologie s'impose de plus en plus comme moyen pour fortifier les interconnexions entre des réseaux AC synchrone ou non-synchrone, c'est aussi une solution fiable et économiquement rentable pour transporter l'énergie électrique des parcs éoliens offshore éloignés d'une distance supérieur à 50Km.

L'objectif de mon travail de fin d'étude était d'examiner la capacité d'un lien HVDC point-à-point à participer au réglage de la fréquence des zones AC voisines. Pour atteindre cet objectif, nous avons suivi les étapes :

- Comprendre la technologie HVDC sur la base des travaux de modélisation et de contrôle existants
- Modéliser le réseau AC ainsi que le lien HVDC point-à-point
- Implémenter différentes stratégies de commande du lien HVDC
- Identifier et implémenter les possibilités de contribution d'un lien HVDC au réglage de la fréquence.

En un premier temps, nous avons expliqué l'intérêt de la technologie HVDC et les différents constituants d'un lien point-à-point. Ensuite, nous avons présenté les différents modes de commande d'un lien HVDC ainsi que les différentes grandeurs pouvant être contrôlées (tension DC, puissance active et puissance réactive). Nous avons aussi expliqué comment le réglage de fréquence peut être intégré dans le contrôle d'un convertisseur VSC.

Au niveau de l'implémentation, nous avons modélisé un réseau AC en utilisant l'équation de mouvement d'une machine tournante et en considérant le réglage primaire de la fréquence. Chaque convertisseur VSC est représenté par son contrôleur soit celui de la tension DC ou de la puissance active. Le lien HVDC est modélisé par les capacités associées aux convertisseurs VSC et la résistance du câble.

Nous avons ainsi considéré une étude de cas où quatre scénarios de commandes ont été implémentés et comparés. D'après ces scénarios, il convient que le convertisseur qui régule la tension DC (via un "constant DC voltage" ou via un "droop voltage") soit connecté au réseau AC le plus robuste. En effet, le contrôleur de la tension DC maintient cette tension constante en modifiant le flux de puissance à travers le convertisseur. Par suite, si la déviation de la tension DC est très importante les fluctuations de puissance correspondantes peuvent déstabiliser la zone AC voisine si elle n'est pas assez robuste. Par rapport au contrôle "constant DC voltage", la méthode

"DC droop voltage" présente l'avantage de diminuer les appels de puissance au prix de tolérer une marge de déviation de la tension DC. Ainsi la contribution du convertisseur en termes de puissance dépend de la valeur du droop.

En ce qui concerne le réglage de la fréquence, nous avons implémenté quatre scénarios de commande. Dans une stratégie "maître/esclave", il ne convient pas d'associer le réglage de la fréquence au convertisseur qui contrôle la tension DC du lien HVDC. En effet, tant que le flux de puissance à travers le lien HVDC est maintenu constant par l'autre convertisseur cette solution ne peut que créer un transitoire rapide de puissance incapable d'arrêter des déviations consistante de fréquence. Par contre, le réglage de fréquence peut être significativement amélioré quand il est associé au contrôle de la puissance active. Contrairement à une configuration maître/esclave, si le contrôle "DC droop voltage" est implémenté dans les deux convertisseurs du lien HVDC alors un soutien mutuel peut être fait entre les deux zones AC. D'autre part, une intention particulière doit être donnée au choix des statismes de fréquence et de tension en fonction de la robustesse de chaque zone AC et en fonction du rôle affecté à chaque convertisseur par le gestionnaire du réseau.

Dans ce rapport, nous avons détaillé ; d'un point de vue système ; le fonctionnement d'un lien HVDC point-à-point et nous avons investigué l'aspect réglage. Une première amélioration de ce travail est de le combiner à d'autres travaux réalisés à l'UCL qui considèrent l'aspect électronique de puissance (tel que [48] dédié à l'implémentation des convertisseurs MMC). D'autre part, un réseau HVDC en Europe est devenu réalité inévitable vu le nombre fermes éoliennes offshore qui s'installent dans la mer du nord. Par suite, il sera intéressant qu'un futur travail de fin d'étude implémente un tel réseau. Cela permettra entre autres d'exploiter la grande capacité disponible pour améliorer la dynamique de la fréquence et fournir de l'inertie aux réseaux AC voisins.

Bibliographie

- [1] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, and Hans-Peter Nee. Modeling and control of vsc-hvdc links connected to island systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2) :783–793, 2011.
- [2] Jef Beerten, Stijn Cole, and Ronnie Belmans. Modeling of multi-terminal vsc hvdc systems with distributed dc voltage control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1) :34–42, 2014.
- [3] Lidong Zhang. Modeling and control of vsc-hvdc links connected to weak ac systems. 2010.
- [4] Nikolas Flourentzou, Vassilios G Agelidis, and Georgios D Demetriades. Vsc-based hvdc power transmission systems : An overview. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(3) :592–602, 2009.
- [5] Guanjun Ding, Guangfu Tang, Zhiyuan He, and Ming Ding. New technologies of voltage source converter (vsc) for hvdc transmission system based on vsc. In *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–8. IEEE, 2008.
- [6] Wenyuan Wang, Antony Beddard, Mike Barnes, and Ognjen Marjanovic. Analysis of active power control for vsc-hvdc. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(4) :1978–1988, 2014.
- [7] Lie Xu and Liangzhong Yao. Dc voltage control and power dispatch of a multi-terminal hvdc system for integrating large offshore wind farms. *IET renewable power generation*, 5(3) :223–233, 2011.
- [8] Hector F Latorre, Mehrdad Ghandhari, and Lennart Söder. Active and reactive power control of a vsc-hvdc. *Electric Power Systems Research*, 78(10) :1756–1763, 2008.
- [9] Marc Scherer Martin Beck. Aperçu des services système. Technical report, swissgrid, 2010.
- [10] Emmanuel De Jaeger. Réglage de la fréquence et de la puissance. Notes du cours ELEC2520 'Electric Power Systems', 2015-2016.
- [11] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [12] Goran Andersson. Dynamics and control of electric power systems. Notes du cours 227-0528-00, 2012.
- [13] Thierry VAN CUTSEM. Régulation de la fréquence. Notes theoriques du cours ELEC0014, 2015.
- [14] Services système et mécanisme d’ajustement.
- [15] K.R. Padiyar. *HVDC Power Transmission Systems : Technology and System Interactions*. Wiley, 1990.

- [16] Dirk Van Hertem, Mehrdad Ghandhari, and Marko Delimar. Technical limitations towards a supergrid—a european prospective. In *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*, pages 302–309. IEEE, 2010.
- [17] Enrique Acha, Vassilios Agelidis, Olimpo Anaya, and Timothy John Eastham Miller. *Power electronic control in electrical systems*. Elsevier, 2001.
- [18] Dr. Le Tang. High voltage dc technologies. Technical report, ABB, 2010.
- [19] Stijn Cole. *STEADY-STATE AND DYNAMIC MODELLING OF VSC HVDC SYSTEMS FOR POWER SYSTEM SIMULATION*. PhD thesis, KUL, Leuven-Belgium, 2010.
- [20] Vsc transmission. Technical report, Cigré, 2005.
- [21] Determination of power losses in voltage sourced converters (vsc) for hvdc systems : Part 1—general requirements. Technical report, IEC, 2012.
- [22] Vijay Sood and Hiteshkumar Patel. Comparison between direct and vector control strategy for vsc-hvdc system in emtp-rv. In *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*, pages 1–6. IEEE, 2010.
- [23] Jan Svensson. *Grid-connected voltage source converter*. PhD thesis, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden, 1998.
- [24] Temesgen Mulugeta Haileselassie. Control, dynamics and operation of multi-terminal vsc-hvdc transmission systems. 2012.
- [25] Jing Dai. *Coordination du réglage de la fréquence entre plusieurs systèmes électriques non-synchrones reliés par un réseau à courant continu haute tension*. PhD thesis, Supélec, 2011.
- [26] Cuiqing Du. The control of vsc-hvdc and its use for large industrial power systems. 2003.
- [27] Emmanuel De Jaeger. Flexible ac transmission systems (facts). Notes du cours ELEC2553 ‘Electrical Power Systems : in-depth questions’, 2015-2016.
- [28] Til Kristian Vrana, Jef Beerten, Ronnie Belmans, and Olav Bjarte Fosso. A classification of dc node voltage control methods for hvdc grids. *Electric power systems research*, 103 :137–144, 2013.
- [29] Runze Chai, Baohui Zhang, and Jingming Dou. Improved dc voltage margin control method for dc grid based on vses. In *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on*, pages 1683–1687. IEEE, 2015.
- [30] Carlos Dierckxsens, Kailash Srivastava, Muhamad Reza, Stijn Cole, Jef Beerten, and Ronnie Belmans. A distributed dc voltage control method for vsc mtdc systems. *Electric Power Systems Research*, 82(1) :54–58, 2012.
- [31] V Mier, PG Casielles, J Koto, and Lorenzo Zeni. Voltage margin control for offshore multi-use platform integration. In *The International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’12)*, 2012.
- [32] S Denetiere, S Nguéfeu, H Saad, et al. Modeling of modular multilevel converters for the france-spain link. *Star*, 2(3) :4, 2013.
- [33] High voltage cables. Technical report, Prysmian.
- [34] Pierre Rault. *Dynamic Modeling and Control of Multi-Terminal HVDC Grids*. PhD thesis, Ecole Centrale de Lille, 2014.

- [35] Robert Eriksson, Jef Beerten, Mehrdad Ghandhari, and Ronnie Belmans. Optimizing dc voltage droop settings for ac/dc system interactions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(1) :362–369, 2014.
- [36] Nilanjan Ray Chaudhuri and Balarko Chaudhuri. Adaptive droop control for effective power sharing in multi-terminal dc (mtdc) grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1) :21–29, 2013.
- [37] establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules. 2015.
- [38] James F Conroy and Rick Watson. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation. *IEEE transactions on power systems*, 23(2) :649–656, 2008.
- [39] Ioannis D Margaritis, Stavros A Papathanassiou, Nikos D Hatziargyriou, Anca D Hansen, and Poul Sorensen. Frequency control in autonomous power systems with high wind power penetration. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 3(2) :189–199, 2012.
- [40] Z-S Zhang, Y-Z Sun, Jin Lin, and G-J Li. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants. *IET Renewable Power Generation*, 6(1) :38–47, 2012.
- [41] Jiebei Zhu, Campbell D Booth, Grain P Adam, Andrew J Roscoe, and Chris G Bright. Inertia emulation control strategy for vsc-hvdc transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2) :1277–1287, 2013.
- [42] Xudan Liu and Andreas Lindemann. Coordinated control of vsc-hvdc connected offshore windfarms for enhanced ability of providing synthetic inertia. In *2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pages 1–6. IEEE, 2015.
- [43] CW Taylor and S Lefebvre. Hvdc controls for system dynamic performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2) :743–752, 1991.
- [44] T Smed and G Andersson. Utilizing hvdc to damp power oscillations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(2) :620–627, 1993.
- [45] AE Hammad. Stability and control of hvdc and ac transmissions in parallel. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(4) :1545–1554, 1999.
- [46] Issarachai Ngamroo. A stabilization of frequency oscillation in a parallel ac-dc interconnected power system via an hvdc link. *Science Asia*, 28(2) :173–80, 2002.
- [47] Dinakar Sundaram and Mohammad Bhuiyan. Comparing and evaluating frequency response characteristics of. 2008.
- [48] Martin Funk and Joseph Vandendorpe. Hvdc et services auxiliaires, 2016.

