

Stratégie de protection à sélectivité totale pour réseaux MTDC

Geoffrey AURAN^{1,2}, Bertrand RAISON², Justine DESCLOUX¹, Samuel NGUEFEU¹

¹RTE, France, geoffrey.auran@g2elab.grenoble-inp.fr, justine.descloux@rte-france.com, samuel.nguefeu@rte-france.com

²G2Elab, France, bertrand.raison@g2elab.grenoble-inp.fr

RESUME - La mise en place de réseaux à courant continu de grande taille en Europe est un objectif plausible dans un futur proche compte tenu de l'évolution du mix énergétique. En effet, de grands sites décentralisés de production d'énergies renouvelables vont progressivement apparaître (ex : fermes éoliennes offshore, centrales de production photovoltaïque, etc.). Avec les convertisseurs de type VSC, il est techniquement possible d'assembler plusieurs liaisons HVDC en une structure en réseau. Ainsi, un tel réseau permettra le transit d'une grande quantité de puissance, de l'ordre de plusieurs gigawatts, en courant continu, entre les différentes stations de conversion qui le composent.

La protection d'un tel ouvrage est par conséquent un point critique et indispensable. En effet, en cas de défaut dans la partie à courant continu et au vue des puissances qui transitent, il est primordial de réduire au maximum les conséquences liées à l'apparition de ce défaut. Si plusieurs gigawatts sont échangés dans le réseau à courant continu, il est risqué pour la stabilité du (ou des) réseau(x) AC extérieur(s) de stopper l'ensemble de ce transit. C'est pour cela que des stratégies de protection rapides, efficaces et sélectives doivent être mises en œuvre.

Cet article propose une revue des principales contraintes liées à la protection des réseaux à courant continu qui sont intrinsèques au courant continu, des différentes stratégies de protection qui peuvent être appliquées à un tel réseau et des principaux types de disjoncteurs à courant continu. Les différentes durées de fonctionnement de la détection et des disjoncteurs sont à comparer avec le temps critique d'élimination des défauts du réseau MTDC.

Mots-clés—Disjoncteur à courant continu HVDC, Plan de protection, Réseau MTDC, Station de conversion, Sélectivité, Temps critique d'élimination des défauts.

1. INTRODUCTION

Les interconnexions à courant continu rencontrent un très grand intérêt en Europe. Le nombre de liaisons HVDC point-à-point mises en service s'accroît régulièrement et de nombreux projets sont à l'étude.

L'exploitation d'une liaison HVDC présente de nombreux avantages techniques. Le transit de puissance au travers d'une liaison HVDC est piloté par l'intermédiaire des consignes en puissance et en tension appliquées aux différentes stations de

conversion. Ainsi, à l'inverse d'un réseau alternatif, la circulation du courant continu est imposée et maîtrisée [1]. De plus, le recours au courant continu permet de diminuer les pertes électriques liées au transport de l'électricité. En effet, avec le courant alternatif, au-delà d'une certaine longueur, les pertes électriques deviennent problématiques, que ce soit pour des lignes aériennes ou des câbles. Ce type d'application est donc particulièrement utile lorsqu'une grande quantité d'électricité doit être transportée sur une longue distance. Il est par exemple possible de citer le cas de la Chine où l'essentiel de la production électrique se fait au centre du pays et le gros de la consommation est situé sur la côte Est. Il est aussi possible de citer l'Allemagne qui a une importante production d'électricité issue de grandes fermes éoliennes offshore situées en Mer du Nord et qui prévoit la mise en place de corridors à courant continu pour acheminer cette production au Sud du pays où les besoins en électricité sont importants [2].

Dans le contexte actuel de transition énergétique, la part de la production d'électricité d'origine renouvelable est amenée à augmenter dans les prochaines années. Le déploiement de fermes éoliennes offshore de grande taille sur le littoral européen, l'exploitation du potentiel hydrolien de la mer du Nord [3] et l'exploitation du potentiel de production d'origine photovoltaïque en Afrique du Nord posent la question de l'acheminement d'une production électrique décentralisée en grande quantité vers les centres de consommation. Le recours à la technologie HVDC est la réponse à ces différents défis.

Cet article va suivre le plan suivant. Tout d'abord, une première partie sera consacrée aux réseaux à courant continu. La seconde partie introduira la notion de temps critique d'élimination des défauts pour un réseau à courant continu. Ensuite, les principales logiques de protection existantes et applicables seront présentées. Les technologies existantes de disjoncteur feront l'objet de la quatrième partie. Une dernière partie fera le bilan des temps de fonctionnement pour une stratégie à sélectivité totale.

2. RÉSEAUX MTDC

L'idée d'un réseau à courant continu permettrait de combiner les avantages de la technologie HVDC avec les avantages d'une structure en réseau. Un réseau HVDC se définit comme un système électrique fonctionnant sous courant

continu et disposant d'au moins trois stations de conversion [4]. L'article [5] détaille très bien les avantages et les bénéfices d'un réseau HVDC.

Les stations de conversion permettent le passage du courant alternatif au courant continu. C'est là où sont appliquées les consignes qui régissent le transit de puissance dans le réseau HVDC. Ainsi, un réseau HVDC permettrait d'interconnecter plusieurs pays, plusieurs réseaux alternatifs (synchrones ou non), de partager les productions en énergie renouvelable et de mutualiser les ressources de chacun des réseaux alternatifs. Ce type d'ouvrage est dénommé réseau multiterminal à courant continu et abrégé en MTDC (de l'anglais 'Multi Terminal Direct Current'). Plusieurs types de station de conversion existent. À l'heure actuelle, les modèles les plus répandus sont les LCC et les VSC.

2.1. Station de conversion LCC

Les convertisseurs LCC (de l'anglais 'Line-Commutated Converter') sont largement utilisés à travers le monde dans des liaisons HVDC point-à-point et sont assimilables à des sources de courant. Les bras du convertisseur sont composés de valves à thyristors pour les plus récents. Le courant circule toujours dans le même sens dans la liaison. Pour inverser le transit de puissance, il est nécessaire de stopper la station de conversion et d'inverser la polarité des câbles. Cela rend difficile l'utilisation des convertisseurs LCC dans un réseau à courant continu.

2.2. Station de conversion VSC

Plus récemment, la technologie de convertisseurs VSC (de l'anglais 'Voltage Source Converter'), assimilable à une source de tension propose une alternative aux stations LCC. L'inversion du transit de puissance se fait en inversant le sens de circulation du courant, sans inversion de polarité. La station n'a pas besoin d'être arrêtée pour changer la direction du transit de puissance. Il est donc possible d'associer plusieurs de ces convertisseurs dans un réseau à courant continu.

Plusieurs types de convertisseur VSC existent. Il est notamment possible de citer le convertisseur à 2 niveaux et le convertisseur multi-niveaux MMC (de l'anglais 'Modular Multilevel Converter'). Les convertisseurs VSC-MMC présentent plusieurs avantages par rapport à une structure à 2 niveaux. Le filtrage en entrée/sortie n'est plus nécessaire et le grand nombre de modules permet au convertisseur de continuer de fonctionner malgré la perte d'un ou plusieurs sous-modules. Ces convertisseurs VSC-MMC sont largement présentés dans [6], [7] et [8].

Un convertisseur VSC-MMC peut être raccordé à un réseau alternatif ayant une faible puissance de court-circuit ce qui n'est pas le cas des stations LCC. Si le réseau MTDC est à l'arrêt, les stations VSC-MMC peuvent jouer le rôle de compensateur synchrone de puissance réactive ('STATCOM') et ainsi fournir ou absorber de la puissance réactive au réseau AC. La tension est alors maintenue du côté AC. Une station LCC peut, quant à elle, seulement absorber de la puissance réactive [2].

2.3. Sous-modules des convertisseurs VSC-MMC

Les bras d'un convertisseur VSC-MMC sont composés de plusieurs sous-modules. Plusieurs types de sous-module existent, dont notamment les sous-modules en demi-pont ('Half-Bridge') et en pont complet ('Full-Bridge').

2.3.1. Sous-module en demi-pont

Le sous-module en demi-pont (visible en Figure 1) est constitué de deux IGBTs, deux diodes et un condensateur. Il est possible de contrôler l'ouverture et la fermeture des deux IGBTs et ainsi de fournir une tension (V_c , sur la Figure 1) aux bornes du sous-module ou une tension nulle. En cas de défaut du côté DC de la station de conversion, les sous-modules en demi-pont ne sont pas capables de stopper le courant transitant au travers du convertisseur, via les diodes de roue-libre.

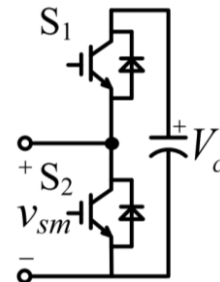


Figure 1 : Sous-module en demi-pont [9]

2.3.2. Sous-module en pont complet

La configuration en pont complet (voir Figure 2) nécessite quatre IGBTs, quatre diodes et un condensateur. Le pont complet remplit les mêmes fonctions que le demi-pont en régime normal. Cependant, lors d'un défaut côté DC, il est capable de contrôler le transit du courant dans le convertisseur. En effet, le sous-module en pont complet est capable de stopper la circulation de courant dans n'importe quelle direction en imposant la tension appropriée aux bornes du sous-module. La présence de quatre IGBTs permet notamment d'appliquer une tension inverse aux bornes du sous-module. Le nombre d'éléments d'électronique de puissance engendre plus de pertes électriques en régime normal et engendre un surcoût non-négligeable [10].

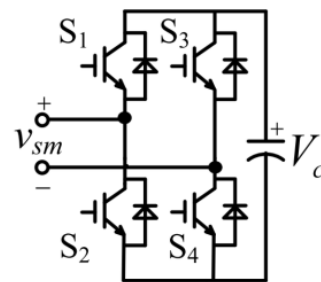


Figure 2 : Sous-module en pont complet [9]

Que ce soit en demi-pont ou en pont complet, l'utilisation de stations de conversion VSC-MMC permet une association en un réseau à courant continu. Le contrôle du transit de puissance au sein d'un tel réseau a été étudié dans [11].

3. TEMPS CRITIQUE D'ÉLIMINATION DES DÉFAUTS

Le temps critique d'élimination des défauts est la durée maximale pendant laquelle une perturbation peut être supportée par un système sans qu'il ne perde sa stabilité. L'apparition d'un défaut sur une des liaisons du réseau MTDC provoque une chute de la tension et une forte augmentation de courant, observées dans le réseau MTDC. Dans le but de mettre en œuvre une stratégie de protection pour un réseau à courant continu, il est primordial d'avoir une idée du temps critique d'élimination des défauts.

Selon le type de sous-module utilisé dans le convertisseur, l'évaluation de ce temps peut être différente. Cette étude considère l'utilisation de câbles souterrains ou sous-marins et, par conséquent, des défauts correspondant à ces types de conducteurs, c'est-à-dire des défauts permanents.

3.1. Cas de stations de conversion VSC-MMC équipées de sous-modules en demi-pont

Dans ce cas de figure, avec les sous-modules en demi-pont, l'élément le plus fragile du réseau à courant continu est la station de conversion. Il s'agit par conséquent de l'élément dimensionnant pour la détermination d'un temps critique d'élimination des défauts. Lorsqu'un défaut sur la partie à courant continu se produit, le courant en sortie de station (du côté DC) croît fortement. Le courant circule alors du réseau AC vers le défaut en traversant le convertisseur. Une station de conversion VSC-MMC équipée de modules en demi-pont n'est pas capable de contrôler cette circulation de courant (cf. §2.3).

3.1.1. Mise en sécurité du convertisseur

Par mesure de sécurité, lorsque ce courant atteint une valeur limite, généralement un multiple de la valeur nominale du courant (valeur nominale = $I_{nomDC} = S_{station}/V_{nomDC}$), la station de conversion se met en sécurité et il n'est plus possible de la piloter. Ce seuil de déclenchement est donc une limite maximale en courant qui dépend de la tenue aux surintensités des diodes de roue-libre présentes dans les sous-modules. Pour des stations de conversion VSC-MMC équipées de sous-modules en demi-pont, le seuil de déclenchement correspond à 2 p.u. (voire 2,5 p.u.). La valeur de 2 p.u. peut paraître faible mais le rôle de cette limite de déclenchement est de préserver la station de conversion des surintensités. Il est possible que cette valeur soit évaluée plus précisément à une valeur supérieure. Dans cet article, la valeur de 2 p.u. est retenue pour la détermination d'un temps critique d'élimination des défauts.

Quand la mise en sécurité du convertisseur est ordonnée, des interrupteurs mécaniques se ferment aux bornes des sous-modules dans le but de les préserver des surintensités. Les disjoncteurs AC doivent alors intervenir pour interrompre le courant de défaut. Dans ces conditions, la station n'est plus capable de fournir la puissance réactive dont le réseau AC extérieur a besoin.

3.1.2. Montée du courant DC

La montée du courant jusqu'à la valeur limite (ex : 2 p.u.) est plus ou moins rapide et varie selon l'éloignement du lieu du défaut, l'impédance du défaut, les inductances utilisées dans les disjoncteurs et le nombre d'inductances situées entre le lieu du défaut et la station de conversion. Le temps de montée dépend bien évidemment de la valeur choisie pour le seuil de déclenchement. Un seuil fixé à 2 p.u. sera plus vite atteint qu'un seuil à 2,5 p.u.

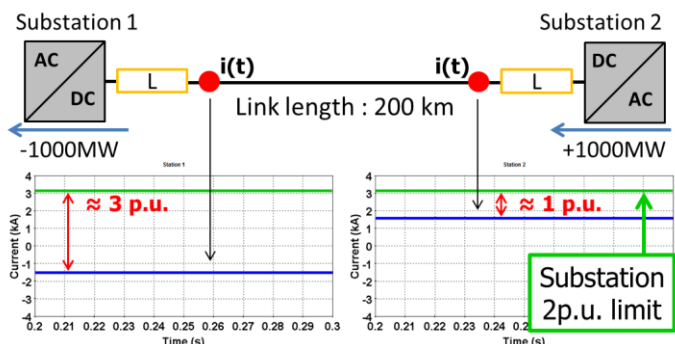


Figure 3 : Écart entre le courant en régime normal et la limite de sécurité de la station de conversion

Également, l'état du transit de courant avant défaut influe sur le temps de montée. En effet, lors d'un défaut côté DC, le courant va toujours circuler dans le même sens, de la station de conversion vers le défaut. Ainsi, si initialement le transit de courant est déjà dans ce sens (circulation de la station de conversion vers le défaut), la marge entre le courant avant défaut et la limite de déclenchement sera réduite, comme il est possible de le voir en Figure 3.

L'illustration proposée en Figure 3 est un schéma équivalent unifilaire d'une liaison HVDC point-à-point, longue de 200 km et dans laquelle transitent 1000 MW. La valeur nominale du courant est de 1562,5 A. Le courant est mesuré aux deux extrémités de la liaison. Le transit de courant en régime normal implique des marges différentes pour les deux stations. La station de droite, nommée *Substation 2*, injecte du courant à sa valeur nominale. Si l'on considère une limite en courant fixée à 2 p.u., l'écart entre le régime normal et la limite n'est que d'1 p.u.. Alors que la station de gauche (*Substation 1*) soutire du courant en régime normal, l'écart avec la limite en courant de la station est alors proche de 3 p.u. Par conséquent, si un défaut survient, la station de conversion #2 atteindra sa limite plus rapidement que la station de conversion #1.

3.1.3. Mise en œuvre du cas de défaut le plus contraignant

La mise en œuvre du cas de défaut le plus contraignant, c'est-à-dire du cas de défaut qui engendrera la montée de courant la plus rapide en sortie de la station la plus contrainte, va donner un ordre de grandeur du temps qu'il faut au courant pour atteindre la limite de déclenchement de la station de conversion. Ce cas de défaut se situe à 0 km de la station qui injecte du courant dans la partie à courant continu. L'injection du courant par la station de conversion se fait à sa valeur nominale (1 p.u.). La résistance du défaut est très faible, voire nulle ($R_{défaut} = 0 \Omega$).

Le logiciel de simulation EMTP-rv est utilisé pour réaliser cette étude. La liaison HVDC point-à-point présentée en Figure 3 est modélisée. Les inductances présentes en bout de câble ont une valeur de 100 mH, comme le suppose les constructeurs (cf. § 5.3.3). Un transit de courant de 1562,5 A est imposé dans cette liaison en câble souterrain de 200 km. La limite de déclenchement des stations est fixée à 2 p.u., c'est-à-dire à 3125 A. La configuration retenue est le monopôle symétrique. Le défaut est donc joué à proximité de la station de conversion de droite (celle qui injecte la puissance). Dans EMTP, des modèles de station de conversion VSC-MMC à sous-modules en demi-pont sont utilisés. Ces modèles correspondent aux stations de conversion utilisées dans l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Espagne. Leur fonctionnement dans le logiciel de simulation EMTP lors de la mise en œuvre de défauts situés du côté DC a été validé.

Les temps de montée obtenus à l'issue de cet essai sont fortement dépendants de l'essai lui-même. Le cas du défaut le plus contraignant a été considéré. Cependant d'autres paramètres comme la puissance de la station de conversion, le type de liaison (câble ou liaison aérienne) ou la configuration de l'installation HVDC (bipôle ou monopôle symétrique) peuvent influencer la valeur du temps de montée mesuré.

3.1.4. Temps minimal pour atteindre la limite en courant de la station de conversion

Dans la Figure 4, le courant circulant sur le pôle en défaut est représenté. À titre d'information, il s'agit du courant circulant sur le pôle positif ($V_{nomDC} = +320$ kV). La mesure est réalisée à l'extrémité du câble où se produit le défaut, aux bornes de la station qui injecte de la puissance. Le défaut est

joué à $t = 3$ s. Les effets du défaut sont immédiatement observés car le défaut a lieu à l'extrémité du câble.

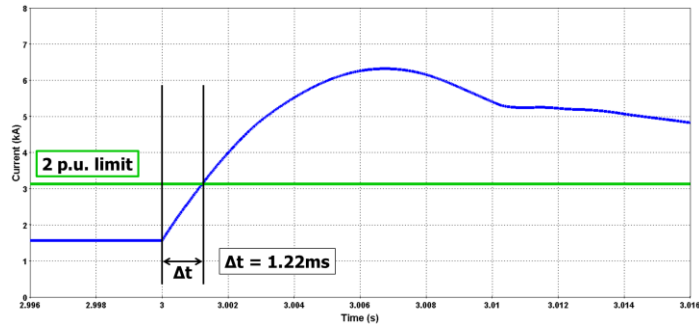


Figure 4 : Montée de courant suite à l'apparition du défaut défini § 3.1.3

La montée du courant est rapide et le seuil de courant maximal de la station de conversion est atteint en 1,22 ms. Ce seuil est fixé à deux fois la valeur du courant nominal sur la Figure 4. Il s'agit là du cas de défaut le plus contraignant, c'est-à-dire du temps de montée le plus court observé. Pour que la station de conversion n'atteigne pas sa limite de sécurité, il faut que la liaison en défaut soit déconnectée avant la fin de ces 1,22 ms. Si l'on considère une limite en courant plus élevée (voir Tableau 1), les valeurs suivantes sont obtenues :

Tableau 1 : Temps de montée, en fonction de la limite maximale de courant supportée par la station de conversion

Limite en p.u.	Limite en courant (A)	Temps de montée (ms)
2	3125,0	1,22
2,5	3906,3	1,92
3	4687,5	2,75
4	6250,0	5,98

La recherche de ce temps minimal de montée de courant a été réalisée sur une liaison point-à-point à courant continu. Dans ce type de topologie, il n'est pas nécessaire de recourir à des stratégies de protection sélectives. Cependant, dans un réseau MTDC, des stratégies de détection de défaut sélectives doivent être appliquées dans le but de déconnecter uniquement la liaison en défaut. Donc, pendant le temps que la station de conversion supporte le régime de défaut et avant qu'elle n'atteigne sa limite de déclenchement, il faut être capable d'identifier la liaison en défaut de façon sélective et d'actionner les disjoncteurs. Il est à préciser que si une station de conversion VSC-MMC équipée de sous-modules en demi-pont est connectée à une seule liaison, il est nécessaire d'associer un disjoncteur à courant continu en sortie de station (du côté DC). Ainsi, en cas de défaut sur cette unique liaison, il sera possible d'isoler la station de la liaison et de continuer d'utiliser la station VSC pour fournir la puissance réactive au réseau AC extérieur.

3.2. Cas de stations de conversion VSC-MMC équipées de sous-modules en pont complet

Ce type de convertisseur est capable de stopper la contribution du réseau AC au défaut. Le courant qui alimente le défaut correspond alors uniquement à la décharge capacitive des câbles. Dans ce cas de figure, la station de conversion n'est plus l'élément le plus fragile du réseau à courant continu. Les câbles et les disjoncteurs subissent l'augmentation du courant mais celle-ci est fortement limitée par les convertisseurs. Limitée en durée et en amplitude car la contribution du réseau AC extérieur est impossible. Par conséquent, dans ces

conditions, il est à prévoir que ces éléments supportent la surintensité transitoire liée à l'apparition du défaut.

Lorsqu'un défaut survient dans le réseau à courant continu, l'écroulement de tension dans le réseau DC et la circulation du courant en direction du lieu de défaut ne permet plus aux stations de conversion d'assurer les échanges de puissance avec les réseaux AC extérieurs. La tension du côté AC est maintenue grâce aux modules en pont complet et à la tension inverse fournie par les sous-modules en pont complet [10]. Dans ces conditions, le temps critique d'élimination des défauts doit tenir compte de la stabilité des réseaux AC extérieurs. L'apparition du défaut interrompt les échanges de puissance entre la station de conversion et le réseau AC. La question alors est de savoir combien de temps le réseau alternatif peut supporter cet arrêt.

Pour ces deux cas, il est important de préciser que si la station de conversion est en bout d'antenne et que le défaut se trouve sur cette liaison en antenne, un arrêt prolongé du transit de puissance devra être supporté par le réseau AC extérieur.

4. PRINCIPALES LOGIQUES DE PROTECTION

Le plan de protection d'un réseau électrique est un ensemble de règles dont le but est de protéger le matériel et les tiers. Le plan de protection est conçu pour faire face à tout type de défauts électriques et de défaillances de matériel de protection. Il permet de préserver de la destruction les différentes composantes d'un réseau et de protéger les personnes des conséquences liées à l'apparition de défauts.

4.1. Arrêt total par l'intermédiaire de protections situées du côté AC

Dans le cas du courant continu, des stratégies de protection sont également appliquées. Pour le cas des liaisons HVDC point-à-point, la coupure du courant se fait par l'intermédiaire de disjoncteurs situés à l'extérieur de la liaison, du côté du réseau alternatif. Lorsqu'un défaut survient dans la partie à courant continu, l'identification de la liaison en défaut est évidente car il n'y a qu'une seule liaison. Il n'y a pas d'autres alternatives que d'ouvrir cette liaison et, par conséquent, de stopper également les stations de conversion qui n'ont plus la possibilité d'assurer le transit de puissance. Le recours aux disjoncteurs à courant continu est par conséquent inutile d'un point de vue protégéabilité, sauf si la continuité d'un fonctionnement en STATCOM est requise.

Les quelques réseaux à courant continu existants sont protégés de la même façon qu'une liaison HVDC point-à-point. Lorsqu'un défaut survient, l'ensemble du réseau est stoppé par l'intermédiaire de protections placées à l'extérieur du réseau. Éventuellement, en cas d'avarie prolongée, les parties en défaut peuvent être isolées – par des sectionneurs, par exemple – et les parties saines relancées manuellement. Dans ces conditions, il n'y a pas de temps critique d'élimination des défauts à déterminer puisque l'ensemble du réseau MTDC est arrêté en cas de défaut. Généralement, les réseaux AC extérieurs sont capables de subsister à la perte d'une liaison HVDC point-à-point.

4.2. Stratégies de protection sélective

Devant l'essor annoncé des réseaux à courant continu et les quantités d'électricité qui y seront échangées (plusieurs GW), des progrès sont requis dans la protection des réseaux HVDC. Pour cela, des stratégies de protection sélectives, similaires aux stratégies existantes dans les réseaux alternatifs, doivent être développées. Une sélectivité totale correspond à l'identification

rapide de la liaison, du jeu de barres ou de la station en défaut et du déclenchement des protections correspondant uniquement à cet élément. Pour cela, des méthodes de détection de défaut rapides sont nécessaires mais également des disjoncteurs à courant continu rapides et avec un fort pouvoir de coupure. En effet, pour ouvrir au plus près du défaut, il faut agir directement dans le réseau à courant continu.

4.2.1. Open Grid

Une proposition de stratégie de protection appelée Open Grid consiste à détecter la présence d'un défaut quelque part dans le réseau MTDC, de stopper l'ensemble du transit de puissance au moyen de protections situées du côté AC, identifier la liaison en défaut, l'isoler grâce à des disjoncteurs à courant continu à faible pouvoir de coupure et ensuite de réenclencher les parties saines du réseau à courant continu. L'enchaînement de ces différentes actions doit s'effectuer dans un temps très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes. La remise en service des parties saines doit être réalisée avant que la stabilité du réseau AC extérieur ne soit perdue. Une étude de stabilité doit permettre de déterminer la durée maximale de l'arrêt du transit que peuvent supporter les stations de conversion et le réseau AC extérieur avant le réenclenchement des parties saines. Cette durée correspond au temps critique d'élimination des défauts pour une stratégie en Open Grid.

Cette approche est présentée dans [12] et [13].

4.2.2. Sélectivité totale

Une stratégie à sélectivité totale se différencie de l'Open Grid par la manière dont la liaison en défaut est déconnectée. L'identification de la liaison en défaut se fait grâce à des protections sélectives et seule la liaison en défaut est déconnectée. Cette identification doit être très rapide pour des cas de défauts peu résistants, d'une durée de l'ordre de la milliseconde (idéalement, la durée de détection doit être inférieure à 1 ms). Ensuite, une fois que la liaison en défaut est identifiée, les disjoncteurs à courant continu situés aux extrémités de cette liaison se déclenchent et déconnectent la liaison. Le défaut est alors éliminé, le réseau peut continuer à fonctionner.

Cette stratégie est semblable aux stratégies appliquées dans les réseaux de transport AC où seules les parties en défaut sont déconnectées. La sélectivité totale permet de limiter au maximum les conséquences liées à l'apparition des défauts. Cependant, la mise en œuvre d'une telle stratégie dans un réseau à courant continu est difficile car contrainte en temps. En effet, pour appliquer une stratégie à sélectivité totale, il est primordial de respecter le temps critique d'élimination des défauts pour un réseau à courant continu (cf. § 3).

5. DISJONCTEURS À COURANT CONTINU

Dans le cas d'une protection effectuée depuis l'extérieur du réseau à courant continu, l'utilisation de disjoncteurs à courant continu n'est pas nécessaire. Dans le cas d'une stratégie Open Grid, des disjoncteurs à courant continu à faible pouvoir de coupure sont requis. Enfin, pour une sélectivité totale, il est nécessaire de disposer de disjoncteurs à courant continu à fort pouvoir de coupure, situés aux extrémités de chaque liaison ainsi qu'en sortie de station, à chaque fois sur les deux pôles.

Plusieurs modèles de disjoncteurs à courant continu existent. Il est possible de les classer en trois groupes : les

mécaniques, les statiques et les hybrides. Ces derniers allient les avantages des deux premiers types.

5.1. Disjoncteur mécanique

Le disjoncteur mécanique à courant continu est composé d'un interrupteur mécanique sur sa branche principale et, généralement, d'un système de commutation du courant en parallèle de la première branche. Le courant circule normalement dans la branche principale qui présente peu de pertes. Lorsque l'ouverture commence, les bras métalliques de l'interrupteur s'écartent et un arc électrique se forme.

À mesure que les bras de l'interrupteur mécanique s'écartent, l'arc s'allonge et le passage du courant devient de plus en plus difficile. Le système de commutation présent sur la branche secondaire, qui peut être passif ou actif [14] (voir Figure 5), permet alors la formation d'une tension inverse aux bornes du disjoncteur mécanique et de provoquer ainsi l'extinction de l'arc grâce au passage par zéro du courant. Une branche dissipatrice, placée en parallèle de l'interrupteur mécanique, permet de dissiper la puissance (*Metal Oxide Surge Arrester*, 'MOSA' sur la Figure 5). La durée d'ouverture est généralement de l'ordre de la dizaine de millisecondes [15], ce qui est trop long en comparaison avec le temps critique d'élimination de défauts dans un réseau MTDC (cf. § 3.1). Ce temps est généralement inférieur à 5 ms.

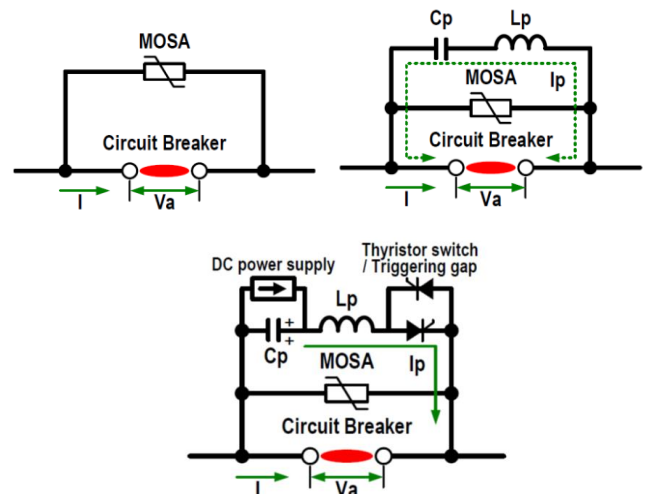


Figure 5 : Différentes topologies de disjoncteurs mécaniques à courant continu [14]

5.2. Disjoncteur statique

Ce type de disjoncteur interrompt le courant à l'aide de dispositifs semi-conducteurs de type thyristor, ou IGBT pour les plus récents. Ces éléments sont disposés en série sur la branche principale du disjoncteur, là où circule le courant en régime normal. Le pouvoir de coupure de ce type de disjoncteur est excellent (de l'ordre de 6 kA) et le courant est interrompu en un temps très court, de l'ordre de la centaine de microsecondes (page 61 de la référence [16]) [15]. Cependant, les pertes électriques par conduction sont très fortes du fait de la présence d'un nombre important de modules d'électronique de puissance en série sur la branche principale.

5.3. Disjoncteur hybride

Le disjoncteur hybride est le disjoncteur qui répond le mieux aux besoins des réseaux à courant continu. Il allie les avantages des disjoncteurs mécaniques (faibles pertes) et statiques (rapidité) [17]. Ce modèle est plus largement détaillé dans la partie suivante.

5.3.1. Composition du disjoncteur hybride

Un disjoncteur hybride se compose de trois branches : une branche mécanique, qui s'apparente à un disjoncteur mécanique, une branche statique, en parallèle de la branche mécanique et qui s'apparente à un disjoncteur statique et une branche dissipatrice, comme expliqué dans [18], ou comme illustré en Figure 7.

La branche mécanique assure le transit de courant en régime normal. Elle est peu résistive et présente peu de pertes électriques. Cette branche est généralement appelée branche principale dans la littérature car elle est le lieu du transit de courant en régime normal. Cependant, dans certains articles, elle est appelée branche auxiliaire et le terme de branche principale est réservée à la branche statique. L'appellation branche mécanique permet d'éviter les confusions. Concrètement, cette branche est constituée d'un interrupteur mécanique ultra-rapide et de quelques modules d'IGBT (nombre restreint en série pour limiter les pertes) pour amorcer la coupure du courant. La seconde branche est la branche statique sur laquelle se trouvent des modules d'IGBT placés en série. Enfin, la troisième branche est constituée d'un dispositif de dissipation d'énergie, de type ZnO ou parafoudre.

5.3.2. Fonctionnement

L'ouverture du disjoncteur hybride commence par l'ouverture de la branche mécanique et plus précisément par l'ouverture des modules d'IGBT qui lui sont associés. La commutation du courant se fait instantanément dans la branche statique, et l'interrupteur mécanique continue à s'ouvrir sans arc jusqu'à pouvoir tenir la tension. Cette première ouverture nécessite entre 1,5 et 2 ms dans le cas d'un interrupteur mécanique ultra-rapide.

La totalité du courant circule alors dans la branche statique. Le pouvoir de coupure de la branche statique est plus important que le pouvoir de coupure de la branche mécanique. En régime normal, aucun courant ne circule dans la branche statique car elle est plus résistive que la branche mécanique, du fait de la présence de plusieurs modules d'IGBT en série. L'ouverture de cette branche s'effectue par l'intermédiaire des modules d'IGBT uniquement si la première branche s'est effectivement ouverte.

Suite à l'ouverture de la branche statique, la troisième branche dissipe l'énergie présente dans les câbles.

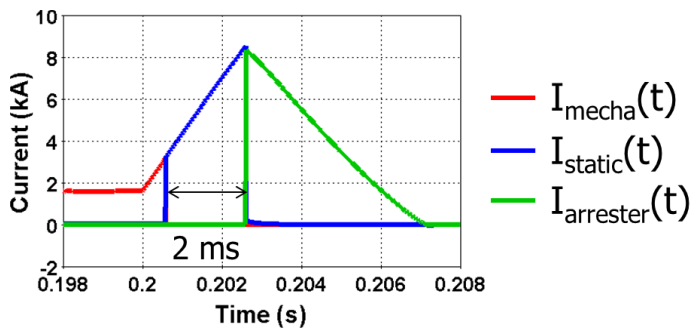


Figure 6 : Circulation du courant dans chacune des branches du disjoncteur hybride à courant continu

Sur la Figure 6, il est possible de distinguer les différentes étapes de l'ouverture d'un disjoncteur à courant continu. La durée d'ouverture du disjoncteur est l'écart de temps entre l'instant où l'ordre d'ouverture est donné et l'instant où la branche statique est ouverte. La durée correspondant à la dissipation de la puissance dans la branche dissipatrice n'est pas incluse dans la durée d'ouverture.

5.3.3. Présence intrinsèque d'une inductance

Un disjoncteur hybride à courant continu est équipé d'une inductance en entrée. Cette inductance est nécessaire pour freiner la montée du courant. Un schéma est proposé à la Figure 7. Si l'on considère une stratégie de protection sélective utilisant des disjoncteurs, il est nécessaire de prendre en considération la présence d'une inductance. Ainsi, à chaque endroit où il est prévu d'insérer un disjoncteur, il faut se rappeler qu'une inductance sera présente au même endroit.

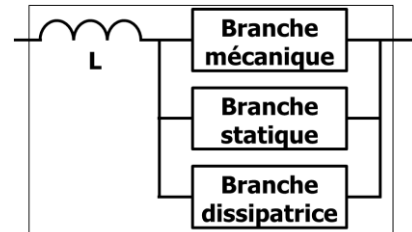


Figure 7 : Schéma d'un disjoncteur hybride à courant continu

Pour ce qui est de la valeur de cette inductance, les informations disponibles de la part des constructeurs prévoient 100 mH [19].

5.3.4. Fonctionnalités supplémentaires

5.3.4.1. Préouverture de la branche mécanique

Dans le but d'accélérer l'ouverture du disjoncteur, la branche mécanique du disjoncteur hybride peut s'ouvrir dès lors que le courant, en valeur absolue, dépasse une valeur limite. Dans un régime de défaut, les pertes électriques liées à la circulation du courant sur la branche statique ont peu d'importance par rapport aux risques liés à la présence du défaut. Cependant, il est important de s'assurer que les stratégies de protection ne seront pas gênées par cette préouverture.

5.3.4.2. Self-protection

Une ouverture automatique du disjoncteur peut être considérée. Dès lors qu'un certain courant est atteint, le disjoncteur s'ouvre de lui-même. Cette fonction a pour but d'éviter une situation dans laquelle un disjoncteur aurait un courant trop important à interrompre. Il est également possible de mettre en place un critère qui tienne compte de l'échauffement des composants du disjoncteur durant la surintensité. Ainsi, au-delà d'un certain seuil, le disjoncteur s'ouvre par protection, de façon à éviter toute détérioration.

Dans le cadre d'une stratégie de protection sélective, si la prise de décision est trop lente ou si l'élimination du défaut prend trop de temps, la fonction de self-protection risque de provoquer une ouverture non-désirée. Il faut s'assurer qu'un ordre de verrouillage provenant de l'algorithme principal de protection puisse empêcher la self-protection de se déclencher. De plus, si un algorithme de backup est sollicité, celui-ci doit pouvoir passer outre les précédents ordres de verrouillage.

5.3.4.3. Limitation de courant

Une fonction de limitation de courant est envisageable en modifiant les branches statiques et dissipatrices. La branche statique correspond à plusieurs modules d'IGBTs associés en série, auxquels est associée une branche dissipatrice en parallèle de chaque module. Cette fonction est proposée par ABB et présentée dans [19].

Le disjoncteur hybride nécessite un délai incompressible de 2 ms pour couper un courant continu pouvant aller jusqu'à 16 kA (valeur de courant issue de [19]).

6. BILAN SUR LES TEMPS DE FONCTIONNEMENT POUR UNE STRATÉGIE À SÉLECTIVITÉ TOTALE

Dans le cadre d'une stratégie de protection à sélectivité totale, l'élimination d'un défaut consiste à ouvrir uniquement les disjoncteurs situés aux extrémités de la liaison en défaut.

Pour cela, plusieurs étapes doivent être accomplies. Premièrement, il faut acquérir les mesures nécessaires pour le fonctionnement de la protection. Ensuite la protection identifie si un défaut est présent ou non dans la zone qu'elle surveille. Après, la protection ordonne l'ouverture du disjoncteur qui va isoler le défaut. En ouvrant les deux disjoncteurs situés aux deux extrémités de la liaison en défaut, le défaut est donc éliminé et la liaison déconnectée.

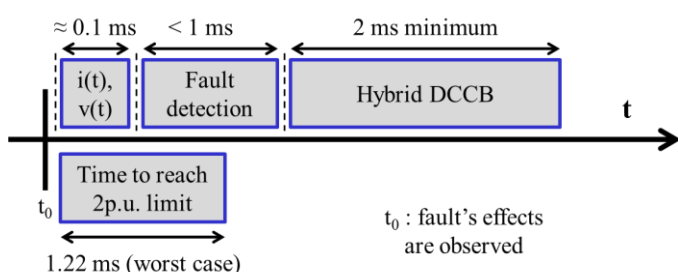


Figure 8 : Schéma temporel

Comme il est possible de le voir dans la Figure 8, le cas de défaut le plus contraignant ne laisse que peu de temps pour éliminer le défaut. L'ouverture des disjoncteurs représente un délai incompressible de 2 ms qui est déjà supérieur au temps critique d'élimination du défaut dans le cas d'utilisation de station de conversion VSC-MMC à sous-modules en demi-pont.

Des méthodes locales de détection de défaut doivent être utilisées dans le but de respecter une durée de détection de l'ordre de la milliseconde. Le recours aux télécommunications pour la détection de défaut n'est envisageable que pour des défauts résistants.

7. CONCLUSIONS

Les temps de fonctionnement présentés dans cet article peuvent paraître réhivitoires pour la mise en place d'une stratégie à sélectivité totale dans un réseau à courant continu utilisant uniquement des stations de conversion VSC-MMC à sous-modules en demi-pont.

Cependant la détermination du temps critique d'élimination des défauts a été réalisée dans les conditions les moins favorables. Il est possible de nuancer ce résultat. En effet, si plusieurs dépôts sont présents en sortie de station de conversion du côté DC, un disjoncteur est utilisé en sortie de station et également un disjoncteur est requis en bout de liaison. Ainsi, deux disjoncteurs sont présents entre le défaut câble et la station de conversion, cela correspond à deux inductances en série pour freiner la montée du courant en provenance de la station. Ensuite, dans le cas de station en bout d'antenne, il est envisageable de recourir à un convertisseur VSC-MMC en pont complet de façon à mieux supporter l'apparition d'un défaut proche.

Également, il est possible de revoir la limite en courant supportée par les stations de conversion VSC-MMC en demi-pont. En effet, si la station est capable de tenir jusqu'à 3 p.u. de

courant pendant un court instant, il est possible d'augmenter la valeur du temps critique à $2,75$ ms.

La notion de temps critique d'élimination des défauts est nécessaire dans le cadre d'une protection à sélectivité totale si des stations de conversion VSC-MMC équipées de sous-module en demi-pont sont considérées. Dans le cas de l'Open Grid ou de la protection effectuée depuis le réseau AC extérieur, des protections se déclenchent dès que possible (de façon non-sélective) et la station est soumise moins longtemps au courant du régime de défaut. Dans ces deux derniers cas, il faut considérer la stabilité du réseau AC pour connaître le temps critique d'élimination des défauts.

8. REMERCIEMENTS

La réalisation de cette étude a été rendue possible par RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, qui encadre et finance ces travaux.

Le laboratoire de génie électrique G2Elab a également participé à la réalisation de cet article.

9. REFERENCES

- [1] J. Setreus and L. Bertling, "Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems," *Proc. 10th Int. Conf. Probab. Methods Appl. to Power Syst.*, 2008.
- [2] B. Rusek, K. Vennemann, J. Velasquez, and K. Kleinekorte, "Special requirements regarding VSC converters for operation of hybrid AC / DC overhead lines Amprion GmbH Germany Avasition Germany Ruhr-Universität Bochum," *CIGRE 2014*, 2014.
- [3] RTE, "FAB Interconnexion électrique sous-marin et souterraine entre la Franc et la Grande-Bretagne via Aurigny." 2014.
- [4] IEC, "IEC 60633: TERMINOLOGY FOR HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) TRANSMISSION." p. 8.2.2, Edition 2.0, 2012.
- [5] M. Petit, S. Bacha, X. Guillaud, H. Morel, D. Planson, and B. Raison, "Les réseaux HVDC multi-terminaux : des défis multiples en génie électrique," *SGE 2014*, pp. 8–10, 2014.
- [6] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range," *2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc.*, vol. 3, pp. 272–277, 2003.
- [7] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter topologies with DC-Short circuit current limitation," *8th Int. Conf. Power Electron. - ECCE Asia*, pp. 1425–1431, 2011.
- [8] Y. Wang and R. Marquardt, "Future HVDC-grids employing modular multilevel converters and hybrid

- DC-breakers,” *15th Eur. Conf. Power Electron. Appl.*, pp. 1–8, 2013.
- [9] R. Zeng, L. Xu, L. Yao, and D. J. Morrow, “Precharging and DC Fault Ride-Through of Hybrid MMC-Based HVDC Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 3, pp. 1298–1306, 2015.
- [10] D. Schmitt and Y. Wang, “DC-side fault current management in extended multiterminal-HVDC-grids,” *9th Int. Multi-Conference Syst. Signals Devices*, pp. 1–5, 2012.
- [11] R. Pierre, “RAULT Pierre,” *PhD Thesis*, vol. 072, p. 192, 2014.
- [12] C. D. Barker and R. S. Whitehouse, “An alternative approach to HVDC grid protection,” *10th IET Int. Conf. AC DC Power Transm.*, vol. 16, no. 6, pp. 1–6, 2012.
- [13] L. Tang and B. T. Ooi, “Locating and isolating DC faults in multi-terminal DC systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1877–1884, 2007.
- [14] K. Tahata, S. El Oukaili, K. Kamei, D. Yoshida, Y. Kono, R. Yamamoto, and H. Ito, “HVDC circuit breakers for HVDC grid applications,” *IET Conf. AC DC Power Transm.*, pp. 1–9, 2015.
- [15] M. Mobarrez, M. G. Kashani, and S. Bhattacharya, “Comparative Study of DC Circuit Breakers Using Realtime Simulations,” *IECON 2014 - 40th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, 2014.
- [16] J.-B. Curis, J. Descloux, S. Nguefeu, P. Rault, L. Violleau, F. Colas, X. Guillaud, W. Grieshaber, and B. Raison, “Twenties: DEMO 3 Testing results from DC network mock-up and DC breaker prototype,” 2013.
- [17] W. Zhou, X. Wei, S. Zhang, G. Tang, Z. He, J. Zheng, Y. Dan, and C. Gao, “Development and test of a 200kV full-bridge based hybrid HVDC breaker,” *Power Electron. Appl. (EPE’15 ECCE-Europe)*, 2015.
- [18] Z. Ganhao, “Study on DC Circuit Breaker,” *2014 Fifth Int. Conf. Intell. Syst. Des. Eng. Appl.*, pp. 942–945, 2014.
- [19] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, and B. Jacobson, “ABB’s hybrid HVDC breaker, an innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids,” *ABB Rev.*, pp. 7–13, 2013.