Contrôle par Supervision des Réseaux HVDC Reconfigurables

Lucas Molina-Barros, Miguel Romero-Rodriguez, Emil Dumitrescu, Laurent Piétrac

Contrôle par Supervision des Réseaux HVDC Reconfigurables

Lucas MOLINA-BARROS[1,2], Miguel ROMERO-RODRIGUEZ[1], Emil DUMITRESCU[1,2], Laurent PIETRAC[1,2]
1. SuperGrid Institute SAS, F-69611 Villeurbanne, France
2. Université de Lyon ,CNRS, INSA-Lyon, AMPERE, F-69621 Villeurbanne, France

RESUME – En raison du rôle majeur attendu des technologies HVDC dans l'avenir du réseau électrique, la théorie des Systèmes à Evénements Discrets (SED) a été utilisée pour concevoir un système de contrôle automatisé sûr par conception. Cependant, les études faites jusqu'à présent sont basées sur des topologies de transmission figées. Pour assurer la fiabilité des réseaux, les stratégies de contrôle devront être adaptées aux différents maillages possibles ainsi qu'aux changements entre ceux-ci. Cet article étudie dans le cadre des SED le contrôle d'un réseau HVDC maillé composé de quatre stations de conversion. Après un événement provoquant un changement de topologie, le système de contrôle obtenu permet de rétablir le fonctionnement avec un faible impact sur le réseau AC adjacent. Une simulation avec un logiciel de type EMTP est réalisée pour démontrer l'efficacité de la solution obtenue.

Mots-clés – HVDC, systèmes à événements discrets, synthèse de contrôle par supervision, reconfiguration, automate.

1. INTRODUCTION

Le concept de réseau HVDC (de l'anglais « high voltage direct current ») à grande échelle, permettant de former une structure à plusieurs terminaux, est devenu un objet de grand intérêt au sein de la communauté scientifique. Grâce à son déploiement géographique étendu et à une architecture maillée, le « supergrid » permettrait l'intégration de plusieurs sources d'énergies renouvelables aux réseaux déjà existants et renforcerait la sécurité de l'approvisionnement énergétique [1]. En raison de son importance dans le système électrique, toute défaillance pendant le fonctionnement d'un tel réseau HVDC aurait donc un impact de grande ampleur. Afin de garantir un fonctionnement stable du réseau, qu'il soit AC ou DC, l'équilibre énergétique doit être rétabli après toute perturbation. En raison d'une sensibilité importante aux variations de la tension DC, partagée par tous les convertisseurs AC/DC d'un même réseau HVDC, tout transfert de puissance électrique dans celui-ci est interrompu en cas de défaut électrique majeur. Pour éviter que les perturbations ne se propagent et affectent la stabilité des réseaux AC adjacents, des mécanismes de sécurité doivent être initiés rapidement pour que l'équilibre énergétique soit rétabli. En raison de la rapidité de réponse requise et de la complexité des actions, l'intervention humaine doit être limitée dans le pilotage d'un réseau HVDC, ce qui exige donc l'automatisation des tâches nécessaires à son utilisation. Celle-ci sera dépendante de la logique de contrôle utilisée et de la qualité de son implémentation.

La validation et vérification des systèmes automatisés actuels représentent un défi pour les concepteurs du contrôle-commande en raison de leur complexité. Garantir un fonctionnement correct pour toutes les dynamiques possibles constitue donc une tâche ardue [2]. En effet, le manque de formalisation lors de la conception de la stratégie de contrôle empêche que les méthodes de programmation basées sur les langages courants, tels que ceux définis dans la norme IEC 61131-3, soient tenues pour sûres. Les opérations de maintenance sur les systèmes de contrôle peuvent ainsi entraîner de longues périodes d'arrêt des procédés contrôlés avec des impacts économiques gigantesques selon le contexte. C'est pourquoi il est conseillé d'identifier et d'empêcher toutes les dynamiques pouvant amener les futurs réseaux HVDC à un comportement non souhaité.

Grâce à une démarche fondée sur des propriétés mathématiquement démontrables, la théorie du contrôle par supervision [3] vient donc combler un besoin de sûreté attendue de la logique de contrôle des systèmes automatisés. Cette approche a déjà été utilisée dans le contexte des systèmes HVDC [4]. Cependant, la solution trouvée s'applique à des liens point-à-point, sans prendre en compte une possible réorganisation des chemins de transmission. Or, il est prévu que les réseaux HVDC évoluent vers un maillage des liens existants [5] dans le but de garantir un fonctionnement plus flexible du réseau en cas de défaillance. En effet, le réseau de transport d'électricité est dynamique, c'est-à-dire que de nouveaux chemins pour le transport d'énergie peuvent être ajoutés ou exclus pendant son fonctionnement. Pour garantir la fiabilité des futurs réseaux HVDC il est indispensable d'adopter une approche de contrôle flexible qui tiendra compte de leurs évolutions possibles, qu'elles soient provoquées par des défauts électriques ou par la croissance de leurs maillages (intégration de nouvelles stations de conversion ou lignes de transmission). Nous proposons donc une démarche permettant la conception d'une stratégie de contrôle adaptée au changement de topologie en temps réel d'un réseau HVDC maillé. Nous l'illustrons avec un exemple dont le changement est provoqué par l'isolation d'un lien de transmission suite à un défaut électrique. La suite de cet article sera organisée de la façon suivante. Dans la Section 2, nous introduirons le réseau qui sera étudié ainsi que la problématique de contrôle associée. La Section 3 présentera la démarche théorique qui nous permettra de créer pour ce système une solution de contrôle sûre. Nous validerons cette étude avec des simulations dont les résultats seront exposés en Section 4. Nous conclurons notre travail en Section 5, avec les observations les plus marquantes ainsi que des perspectives pour de futurs travaux.

2. PRÉSENTATION DU CAS D'ÉTUDE

Le réseau HVDC représenté en Fig. 1 sera utilisé dans ce document pour illustrer le problème de reconfiguration. Il correspond à un système monopolaire symétrique [6] composé par quatre stations de conversion AC/DC, chacune équipée d'un convertisseur de technologie multi-niveaux (MMC, *Modular Multi-level Converter*) [7] et de modules de coupure adaptés à un système HVDC.

Ce réseau raccorde deux fermes éoliennes *offshore* (stations A et C) au réseau *onshore* (stations B et D). Les modules de coupure DC participent à la protection contre les défauts électriques et permettent d'isoler électriquement les différents composants du système. Ils comprennent un disjoncteur DC, des résistances de pré-insertion (PIR, *Pre Insertion Resistors*) et le relais de protection associé à ces équipements. Nous distinguons dans notre schéma deux types de disjoncteurs selon leur localisation dans le circuit électrique. Lorsqu'il raccorde l'extrémité d'un câble DC au jeu de barres implanté dans une station de conversion, nous

le nommons DjL (Disjoncteur de Lien DC). En revanche, lorsqu'un disjoncteur est placé entre le jeu de barres et le pôle DC d'un convertisseur MMC, nous le nommons DjC (Disjoncteur de Convertisseur).

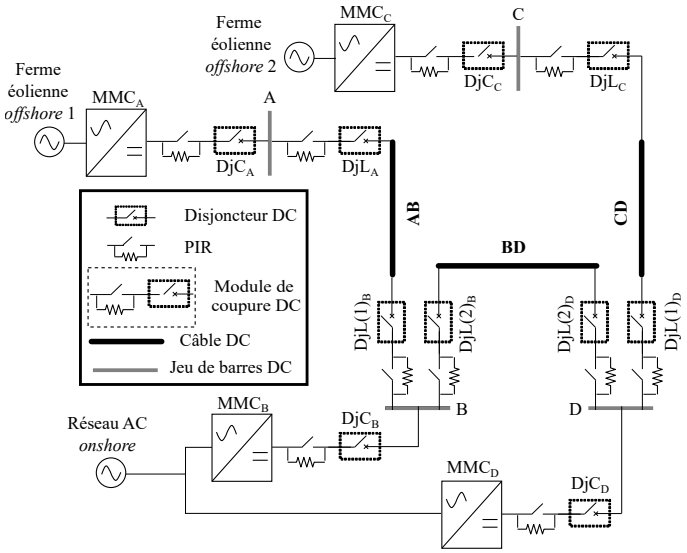

Fig. 1. Réseau HVDC reconfigurable.

Tableau 1. Configurations du réseau HVDC

Etat des câbles DC (0 : Isolé, 1 : Connecté au réseau)			**Nom de la Configuration**
AB	**BD**	**CD**	
1	1	1	T1
1	0	1	T2
0	1	1	T3
1	1	0	T4

Dans le cas étudié, le réseau se trouve initialement en fonctionnement normal, avec des valeurs nominales de tension et un courant non négligeable dans chaque câble DC. Dans chaque station, le flux de puissance dans les convertisseurs dépend du mode de contrôle dans lequel ceux-ci sont configurés [8]. Dans notre cas, ceux qui sont raccordés aux fermes éoliennes suivent une consigne de puissance active figée à une valeur donnée par l'opérateur local ou par le gestionnaire du réseau, un mode que nous nommons ici « Consigne_P ». D'autre part, les convertisseurs raccordés au réseau *onshore* suivent une consigne de tension DC avec un système de correction de type proportionnel, que nous nommons ici « Consigne_Vdroop ». Dans ce mode, la valeur de la puissance transmise est proportionnelle à l'écart entre la tension mesurée et celle donnée comme consigne, selon un coefficient de gain défini préalablement. Comme les deux convertisseurs *onshore* ont des paramètres égaux, la puissance générée par les deux fermes éoliennes est initialement partagée équitablement par ceux-ci, permettant donc la stabilité énergétique du réseau. Les convertisseurs MMC peuvent également fonctionner avec un mode de correction de tension proportionnel-intégral, que nous nommons ici « Consigne_Vint ».

A un instant donné, nous considérons qu'un court-circuit entre les deux pôles survient sur un des câbles de transmission. La stratégie de protection non sélective implémentée dans ce réseau selon [9] est donc mise en action. L'effondrement de la tension des câbles DC et un pic de courant sont détectés localement par les quatre stations. Les valves de commutation à l'intérieur des MMC, équipés dans notre cas d'études par des sous-modules *Half-Bridge* [10], sont bloquées par un système de protection interne. Les convertisseurs passent à se comporter comme des ponts redresseurs à diodes non contrôlés [9]. A ce moment, tout transfert de puissance depuis le réseau DC vers le réseau AC adjacent est interrompu. La coupure effective du défaut se poursuit avec l'ouverture de tous les DjC, commandés par leurs relais respectifs. Cela permet donc la suppression de la contribution de courant depuis les sources AC voisines. Ensuite, les relais associés aux DjL, installés aux extrémités des câbles DC, sont capables de détecter lequel est à l'origine du défaut. Les DjL de la liaison concernée sont donc ouverts et le câble défectueux est isolé du reste du réseau. Les DjC sont finalement refermés après un délai prédéfini à 60ms compté à partir de leur ouverture [9].

A ce stade, la configuration du réseau a été modifiée en raison de l'isolation d'un lien de transmission. Si aucune action n'est faite par un agent de contrôle, les valves de commutation dans les convertisseurs resteront bloquées et les câbles non isolés du réseau seront rechargés à une tension égale à la valeur de crête de la tension phase-phase du côté AC des convertisseurs. Cette valeur est inférieure au minimum nécessaire pour un fonctionnement nominal des MMC. De plus, les systèmes de contrôle des convertisseurs doivent s'adapter aux nouvelles conditions physiques du réseau. Le maintien des paramètres des boucles de contrôle des MMC situés aux stations *onshore* (actuellement en mode « Consigne_Vdroop ») peut créer dans chaque station des variations de tension trop importantes pouvant dépasser les limites de sécurité préconisées pour ce réseau. Au vu de ces facteurs, nous souhaitons développer un modèle de contrôle capable de rétablir de manière sûre et automatique la tension nominale du réseau HVDC ainsi que les flux de puissance. La logique conditionnelle devra détecter et s'adapter à la nouvelle topologie. D'autre part, en supposant que le défaut électrique ait été correctement isolé et le câble associé réparé, le système de contrôle devra permettre le raccordement de celui-ci afin de laisser le réseau HVDC revenir à ses conditions initiales.

Pour la suite de cet article, dans le but de limiter la taille de la solution finale, nous avons comme hypothèse qu'un seul câble DC peut être isolé à la fois et cela est toujours provoqué par l'action du système de protection (et non d'un opérateur). De plus, dans notre analyse nous ne considérons que la possibilité des défauts de type bipolaire-terre. Le développement de notre solution de contrôle sera limité à la reconfiguration provoquée par la perte du câble « BD ». Parmi les possibilités, celle-ci est la plus complexe à traiter car elle génère deux liens HVDC indépendants. Néanmoins, la procédure qui sera présentée peut être poursuivie pour tenir compte de l'isolation des autres liaisons du réseau. Nous indiquerons à la fin de la Section 3 comment procéder.

3. CONTRÔLE PAR SUPERVISION DU RÉSEAU HVDC

3.1. Principes du contrôle par supervision

Afin de construire un système de contrôle sûr, nous utilisons dans notre démarche conception la Théorie du Contrôle par Supervision (TCS) [3]. Elle a pour objet l'étude du contrôle des systèmes à événements discrets (SED) et s'appuie sur la théorie des langages pour démontrer des propriétés théoriques. Elle vise à déterminer un modèle de commande séquentielle, appelé *superviseur*, qui limitera le comportement d'un procédé pour que celui-ci reste admissible vis-à-vis d'un ensemble de spécifications données. En s'inspirant du principe de rétro-action utilisé en automatique continue, l'action d'un superviseur sur un procédé peut être représentée par le schéma en Fig. 2. Le procédé à contrôler est modélisé par un automate à état déterministe G. Celui-ci représente tous les comportements possibles pertinents pour l'étude en cours. Dans le cadre des SED, un automate est caractérisé par un ensemble d'états discrets et son évolution ne dépend pas du temps mais seulement de l'occurrence d'évé-

nements discrets asynchrones. De plus, les procédés génèrent spontanément des événements appartenant à un ensemble Σ. Ils sont répartis en deux sous-ensembles disjoints : l'ensemble d'événements contrôlables Σ_c, qui peuvent être inhibés par le superviseur, et inversement l'ensemble d'événements incontrôlables Σ_{ic}. Nous avons donc $\Sigma = \Sigma_c \cup \Sigma_{ic}$ et $\Sigma_c \cap \Sigma_{ic} = \emptyset$. Le rôle du superviseur S est ainsi d'interdire certaines occurrences d'événements contrôlables pour obliger le respect des spécifications. Pour chaque séquence s d'événements générés, le superviseur S associe un ensemble $S(s)$ d'événements autorisés pour la suite. Par définition, S ne peut pas inhiber les événements incontrôlables. Le système complet, comprenant le procédé G sous contrôle du superviseur S, est noté S/G. Le superviseur est une fonction mathématique, formellement définie en [11]. Classiquement, son comportement peut être représenté par un automate à état déterministe, que nous notons ici également S, par abus de notation. Un candidat possible pour celui-ci est l'automate représentant le comportement de S/G. C'est le choix de réalisation qui sera fait dans ce document.

Sur un système physique, un système de commande échange des signaux avec une partie opérative, que ce soient des ordres envoyés ou des comptes-rendus reçus. Avant qu'un superviseur ne puisse être calculé pour contrôler le procédé en question, les événements se rapportant à un ensemble d'exigences doivent être interprétés physiquement. Il est courant d'utiliser une approche basée sur la traduction d'événements. Les événements incontrôlables sont associés aux comptes-rendus du système physique, provenant par exemple des capteurs. D'autre part, les événements contrôlables sont associés aux ordres de commande envoyés par le système de contrôle. Le superviseur peut ainsi être déterminé suivant une démarche de synthèse et implémenté dans le système cible. Dans l'exemple de la Fig. 2, une réalisation de S/G est traduite en langage de programmation et réagit aux évolutions des signaux d'entrée en générant des signaux de sortie qui vont modifier l'état de la partie opérative.

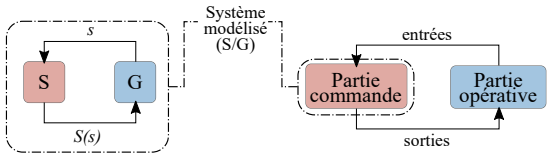

Fig. 2. Hypothèses de conception (adapté de [11]).

Le calcul d'un superviseur peut être fait par un algorithme de synthèse. La démarche consiste donc tout d'abord à construire l'automate déterministe qui traduit le comportement discret du procédé non contrôlé G. Au vu de la complexité des systèmes, il est plus aisé de définir G à partir des automates de ses composants (G_i) et de leurs interactions (Gc_i). Le procédé G est ensuite obtenu par la combinaison de G_i et Gc_i grâce à l'opération mathématique de composition parallèle, formellement définie en [11]. Cette opération, représentée par l'opérateur « $\|$ », traduit le comportement concurrentiel des automates utilisés dans le calcul. Elle permet d'obtenir tous les comportements indépendants lorsque les automates n'ont pas d'événement commun et de les synchroniser lorsqu'ils partagent des événements. Afin d'obtenir un comportement admissible vis-à-vis d'un ensemble de spécifications, celles-ci doivent également être modélisées par un automate déterministe E, dont l'obtention peut se faire par composition parallèle de spécifications indépendantes (E_j).

Un moyen simple d'obtenir un superviseur pour un système G qui doit respecter l'ensemble des spécifications E serait de calculer l'automate $G \parallel E$. Cependant, l'existence du superviseur n'est pas garantie puisque ce calcul ne prend pas en compte l'incapacité du superviseur à inhiber des événements incontrôlables ni la capacité du système à accomplir certaines tâches. En effet, le respect des spécifications peut finir par empêcher la réalisation de certaines fonctions. Les automates G et E possèdent chacun un ensemble de séquences représentant des tâches particulières, notés respectivement $L_m(G)$ et $L_m(E)$, appelées langages marqués. Les ensembles de toutes les séquences d'événements discrets possibles associées à ces automates sont définis respectivement par les langages $L(G)$ et $L(E)$. L'algorithme de synthèse détermine un superviseur S tel que les langages $L(S/G) \subseteq L(G \parallel E)$ et $L_m(S/G) \subseteq L_m(G \parallel E)$ (avec $(L_m(S/G) \subseteq L(S/G))$ sont capables de respecter toutes les exigences modélisées et restreignent le moins possible le procédé sous contrôle. Lorsque le résultat est non nul, il en résulte une réalisation de S/G. Par calcul, cet automate respecte systématiquement les propriétés de ***contrôlabilité : il n'interdit directement aucun événement incontrôlable***, et de ***non-blocage : les tâches indiquées par le langage marqué se terminent***.

3.2. *Démarche de résolution*

Le développement de notre solution de contrôle commence par une analyse fonctionnelle du système étudié selon le besoin et les hypothèses définis dans la section précédente. Le Tableau 2 décrit les états de fonctionnement du réseau, dont les chiffres associés sont définis par les conditions physiques de ses équipements et leur capacité de transfert de puissance. Les transitions entre les différents états correspondent à une série d'actions de contrôle, de protection ou même de perturbations électriques. La Fig. 3 illustre quatre actions permettant de lier les états de fonctionnement. « Défaut », « Protection », « Remise Sous Tension » et « Montée en Puissance » représentent de manière générique un ensemble d'opérations séquentielles qui devront être commandées ou détectées par le système de contrôle.

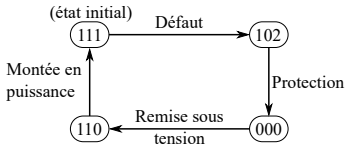

Fig. 3. Actions génériques prévues pour le réseau étudié.

En tenant compte uniquement de l'état de connexion des câbles DC et des hypothèses définies précédemment, nous pourrions avoir jusqu'à 4 topologies différentes dans le réseau étudié. Les différentes possibilités de reconfiguration, indiquées dans le Tableau 1, posent des difficultés à la création d'une logique conditionnelle. Les séquences de « Remise Sous Tension » et « Montée en Puissance » du réseau dépendent de la topologie future. En effet, les capteurs et les actionneurs concernés par ces actions changent selon la configuration en cours.

Pour contourner ces obstacles, nous proposons ici une approche modale, dans laquelle nous aurons un mode de contrôle adapté à chaque configuration possible du réseau. Chaque mode intégrera un groupe de superviseurs associés à une topologie unique ayant des objectifs bien définis dans le contrôle du réseau. Le calcul des superviseurs sera initialement fait en supposant que le système se trouve déjà dans la topologie qui leur a été associée et respecte donc les hypothèses qui seront utilisées dans leur synthèse. Ces éléments nous amènent de l'adaptation du schéma de la Fig. 3 à celui représenté Fig. 4, où les phases de fonctionnement du réseau ainsi que les transitions sont regroupées selon une même configuration. Le contrôle du réseau dans chaque phase dépendra donc de l'action concurrentielle de plusieurs superviseurs indépendants, chacun associé à une configuration unique. Dans la suite de ce document, un automate noté S_{Tj} correspond à la réalisation d'un superviseur associé à la configuration Tj, $j \in \{1, 2, 3, 4\}$.

La reconfiguration du réseau devra dans certains cas respecter des spécifications. C'est notamment le cas lorsqu'un câble DC devra être raccordé au réseau pour que celui-ci revienne à sa topologie initiale. Nous prévoyons donc des superviseurs qui limiteront le comportement de certains équipements impliqués dans une séquence de reconfiguration. Afin de distinguer les superviseurs utilisés dans la reconfiguration du réseau, nous noterons

leurs automates $S_{Ti \to T1}$, $i \in \{2, 3, 4\}$. Cela correspond donc à la réalisation d'un superviseur associé au passage de la configuration Ti à la configuration $T1$. Nous associons ces superviseurs à la configuration de départ Ti. Comme il sera montré, un superviseur spécifique pour la reconfiguration $T1 \to Ti$ n'est pas nécessaire car cela se produit après un défaut et les spécifications seront déjà intégrées dans S_{T1} ou S_{Ti}.

Comme dernière étape de la démarche, les superviseurs synthétisés seront modifiés pour tenir compte des changements de modes de contrôle. En effet, nous prévoyions de créer un mécanisme permettant à chaque superviseur de basculer dans un état *passif* lorsque le réseau se trouve dans une configuration pour laquelle il n'a pas été conçu. Dans ce cas, il ne doit limiter aucun comportement du système. D'autre part, chaque superviseur doit basculer dans un état *actif* lorsque le réseau est dans la configuration à laquelle il est associé. Cependant, avant cette étape, nous devons développer une logique auxiliaire qui suivra l'évolution du réseau selon les événements provocant sa reconfiguration physique(dans notre cas il s'agit de l'isolation des câbles DC). Cette logique interagira avec les superviseurs et fera en sorte que seulement ceux conçus pour la topologie en cours soient actifs tandis que les autres, construits pour d'autres configurations, deviennent passifs. Cela constituera donc un mécanisme de changement de mode de contrôle.

Tableau 2. Etats de fonctionnement du réseau HVDC

Etats de Fonctionnement $(\alpha\beta\gamma)^*$	**Description**
111	Les MMC *onshore* sont débloqués (α=1), les câbles DC sont chargés à leur valeur nominale (β=1) et ont un courant normal, non négligeable (γ=1)
102	Les MMC *onshore* sont débloqués (α=1), les câbles DC sont déchargés (β=0) et ont un courant trop élevé (γ=2)
000	Les MMC *onshore* sont bloqués (α=0), les câbles DC sont déchargés (β=0) et ont un courant négligeable (γ=0)
110	Les MMC *onshore* sont débloqués (α=1), les câbles DC sont chargés à leur valeur nominale (β=1) et ont un courant négligeable (γ=0)

*α : blocage des MMC *onshore*, β : tension des câbles, γ : courant des câbles.

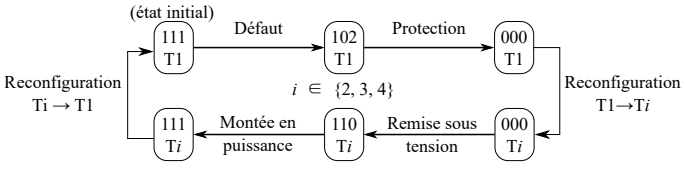

Fig. 4. Actions génériques du réseau HVDC reconfigurable.

La Fig. 2 montre une architecture de contrôle dite « monolithique centralisée » dans laquelle un seul superviseur, donc un seul automate, observe et contrôle tous les composants du système. Pour mieux nous adapter à notre approche modale et aux caractéristiques du procédé (réseau HVDC), nous optons plutôt pour une approche « modulaire décentralisée », illustrée en Fig. 5. En effet, nous souhaitons construire un système de contrôle ayant deux niveaux : un local, pour chaque station de conversion, et un global, coordonnant l'ensemble des stations du réseau. Chaque niveau de contrôle sera composé de plusieurs superviseurs, conçus pour différentes configurations et fonctions de contrôle. Le système local comprendra les superviseurs Ss_n, dont l'indice « *s* » indique qu'ils sont de type « station » et n'observent donc que les événements d'une station. D'autre part, le système de contrôle global intégrera les superviseurs Sr_n, dont l'indice "*r*" indique qu'ils sont de type « réseau » et observent des événements générés par toutes les stations.

Les blocs qui contiennent la lettre « P » indiquent une opération de projection des événements du procédé Gs, correspondant à une station de conversion et donc une observation partielle du comportement de celle-ci. En effet, chaque superviseur n'a besoin d'observer et de générer qu'un nombre réduit d'événements pour pouvoir appliquer les spécifications utilisées dans sa synthèse. Il s'agit de la propriété d'*observabilité*, définie formellement en [11]. Dans le cas des superviseurs Sr_n, les événements utilisés pour coordonner les stations de conversion peuvent indiquer la fin d'une séquence passée ou le début d'une opération qui sera gérée par les superviseurs locaux. Grâce à l'opération concurrentielle de plusieurs superviseurs, un événement ne pourra être généré que s'il n'est inhibé par aucun superviseur du système.

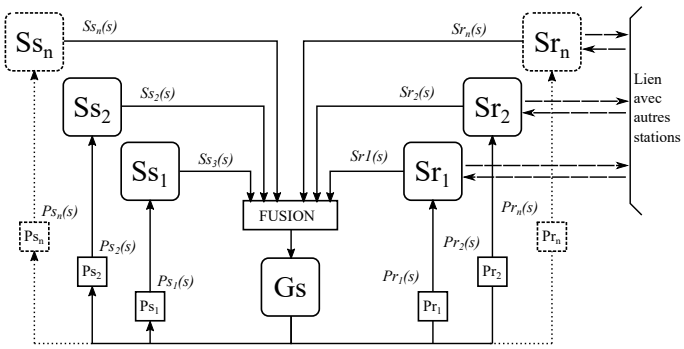

Fig. 5. Architecture modulaire décentralisée (adapté de [11]).

Dans l'objectif d'étudier les séquences de reconfiguration $T1 \to T2 \to T1$ nous synthétiserons les superviseurs suivants :

— Associés à la configuration $T1$, nous aurons les superviseurs Ss^K_{T1}, Ss^L_{T1} et Sr_{T1}. Les indices $K \in \{A, C\}$ et $L \in \{B, D\}$ correspondent respectivement à une station *offshore* et *onshore*.

— Associés à la configuration $T2$, nous aurons les superviseurs Ss^K_{T2}, Ss^L_{T2}, Sr^{KL}_{T2}, $Ss^L_{T2 \to T1}$ et $Sr_{T2 \to T1}$. Les indices $K \in \{A, C\}$, $L \in \{B, D\}$ et $KL \in \{AB, CD\}$ correspondent respectivement à une station *offshore*, une station *onshore* et à un lien HVDC point-à-point.

3.3. *Modélisation des composants du réseau*

Afin d'illustrer les concepts associés aux systèmes à événements discrets (SED), nous allons modéliser en tant qu'automates déterministes les composants du réseau HVDC (G_i) pertinents à notre étude. Prenons tout d'abord comme exemple le disjoncteur DC du réseau. Celui-ci peut se trouver dans deux états discrets : « *O* », pour « Ouvert » et « *F* » pour « Fermé ». La transition entre ces deux états se fait avec les événements discrets « *ouv* » (ouvrir) et « *fer* » (fermer). Nous pouvons également rajouter les événements « *d_ouv* » pour une demande d'ouverture et, inversement, « *d_fer* », pour une demande de fermeture. Cependant, ces événements ne provoquent pas de changement d'état. Dans le cas d'un disjoncteur DC qui se trouve initialement fermé, nous pouvons le modéliser avec l'automate $G_{Dj} = (X_{Dj}, f_{Dj}, \Sigma_{Dj}, x_{0Dj}, X_{mDj})$ illustré en Fig. 6, où :

— $X_{Dj} = \{F, O\}$ est l'ensemble de tous les états, représentés dans l'automate par des cercles.

— $f_{Dj} : X_{Dj} \times \Sigma_{Dj} \to X_{Dj}$ est la fonction de transition entre états, représentée par les flèches.

— $\Sigma_{Dj} = \{d\_fer, d\_ouv, ouv, fer\}$ est l'ensemble de tous les événements discrets associés à G_{Dj}. Nous distinguons dans Σ_{Dj} l'ensemble $\Sigma_{cDj} = \{d\_fer, d\_ouv\}$ et

$\Sigma_{icDj} = \{ouv, fer\}$. Dans ce document, les flèches associées à des événements contrôlables sont barrées.
— $x_{0Dj} = F$ est l'état initial, identifié par une flèche unique sans état à son origine.
— $X_{mDj} = \{F, O\}$ est l'ensemble des états marqués. Ils se caractérisent par un double cercle.

L'ensemble des états marqués d'un automate est utilisé par l'algorithme de synthèse pour déterminer son langage marqué. Le marquage d'un état est un concept subjectif et peut être adapté par le concepteur selon le type d'analyse lors de la synthèse d'un superviseur. Dans l'automate G_{Dj}, nous avons $X_{Dj} = X_{mDj}$ ce qui implique $L(G_{Dj}) = L_m(G_{Dj})$.

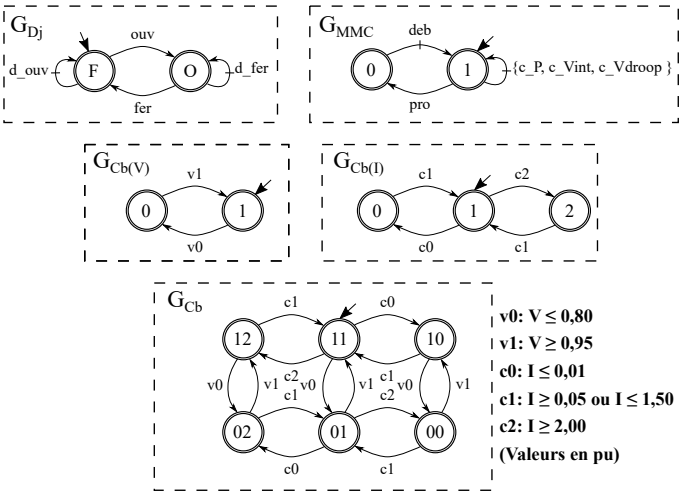

Fig. 6. Automates des composants du système : $G_{Dj}, G_{Cb(V)}, G_{Cb(I)}, G_{Cb}$.

Suivant la même démarche de modélisation, nous pouvons définir l'automate correspondant aux convertisseurs multiniveaux. Ceux-ci sont des équipements complexes, équipés de plusieurs fonctionnalités de contrôle. Néanmoins, dans le comportement prévu pour notre cas d'étude, il est suffisant de représenter un MMC avec deux états discrets : « *0* » lorsque les valves de commutation de ses sous-modules se trouvent bloquées (le MMC est donc considéré bloqué) et « *1* » lorsqu'il est dans un fonctionnement nominal. Dans le cas étudié, les MMC démarrent dans l'état « *1* » et passent à « *0* » par l'action d'un mécanisme de protection interne qui inhibe les boucles de contrôle des sous-modules de conversion AC/DC. Cette action est déclenché lorsqu'une anomalie électrique est détectée et nous y attribuons l'événement discret nommé « *pro* » (protection), de type incontrôlable. Une fois bloqué, le MMC peut être débloqué par une commande externe qui réactive les boucles de contrôle des sous-modules de conversion. Nous attribuons à l'action de déblocage des MMC l'événement « *deb* », de type contrôlable. Enfin, dans le fonctionnement prévu, il est envisagé de modifier le mode de contrôle de puissance active. Parmi les possibilités, nous retenons les modes mentionnés dans la section précédente (« Consigne_P », « Consigne_Vdroop », « Consigne_Vint ») et leur attribuons les événements contrôlables « *c_P* », « *c_Vdroop* » et « *c_Vint* » respectivement. Soulignons que la modification des paramètres de contrôle d'un MMC ne peut être appliquée que lorsqu'il est débloqué. Au vu de ces hypothèses, le modèle du MMC peut être illustré par l'automate G_{MMC} en Fig. 6.

Comme pour un MMC, nous utilisons les conditions physiques liées au comportement électrique pour nous aider à modéliser les câbles du réseau. Selon les valeurs de courant et de tension mesurées depuis une station raccordée à une de ses extrémités, nous définissons différentes plages de fonctionnement qui définissent ses états discrets. En ce qui concerne la tension, deux états sont suffisants : « *1* » lorsque le câble est considéré chargé à sa valeur nominale , et « *0* » lorsque il est considéré déchargé. S'agissant du courant, nous définissons trois états discrets : « 0 » pour un courant négligeable ou nul , « *1* » lorsque la valeur du courant est normale et « *2* » pour un courant de court-circuit. La transition entre les différents états de tension et courant se fait respectivement par le biais des ensembles d'événements incontrôlables $\{v1, v0\}$, pour la tension, et $\{c0, c1, c2\}$, pour le courant. Ces événements sont générés lorsque les valeurs mesurées respectent les conditions auxquelles ils sont associés et lorsque le système se trouve dans un état où ils sont autorisés. Au vu de ces hypothèses, nous pouvons créer les automates $G_{Cb(V)}$ et $G_{Cb(I)}$, illustrés en Fig. 6, dans laquelle les seuils associés à leurs événements sont également indiqués. Le modèle complet d'un câble vu par une station peut ainsi être donné par $G_{Cb} = G_{Cb(V)} \parallel G_{Cb(I)}$. En raison des hypothèses du cas étudié (défaut pôle-pôle seulement), il est suffisant d'utiliser les mesures d'un des pôles du lien HVDC. Dans notre étude, le pôle positif a été choisi.

Afin de concevoir une logique auxiliaire permettant de suivre l'évolution physique du réseau, nous construisons l'automate de procédé Gr_{top}, illustré en Fig. 7. Il traduit sous forme d'événements discrets la reconfiguration du réseau. Les états discrets $T1, T2, T3$ et $T4$ correspondent aux configurations possibles du réseau (a partir de la figure 7, certains états intermédiaires sont représentés par des petits cercles et n'ont pas été nommés). La légende présente sur la même figure indique quels superviseurs doivent être actifs dans chaque configuration. Les événements dans l'alphabet de cet automate ne sont pas présents dans les modèles des composants du réseau. Nous les définissons comme des événements internes au système de contrôle. Ils sont créés dans le but de faciliter l'échange d'informations et simplifier les modèles des automates utilisés. Nous les qualifions comme des événements contrôlables, mais ils ne sont pas associés à une commande de procédé. Cela peut être adapté selon la méthode d'implémentation utilisée. Les événements « *AB.hs* », « *BD.hs* » et « *CD.hs* », indiquent la mise hors service (« .hs ») des câbles DC du réseau. D'autre part, « *AB.es* », « *BD.es* » et « *CD.es* » sont générés lorsque les câbles associés se mettent en service (« .es »), suite à leur raccordement au réseau. Ils sont eux-mêmes créés à l'aide d'automates de procédé auxiliaires, qui utilisent les événements incontrôlables provenant des DjL du réseau. $Gr_{BD.HS}$ et $Gr_{BD.ES}$ illustrés en Fig. 8, montrent l'exemple pour le câble BD. Quant aux événements « *top.Tj* », avec $j \in \{1, 2, 3, 4\}$, ceux-ci indiquent la configuration du réseau qui doit être appliquée selon la séquence d'événements observée. Ces automates seront implémentés au niveau du contrôle global et leurs événements interagiront avec les superviseurs du système comme partie d'un mécanisme qui permettra de les passer en mode actif ou passif.

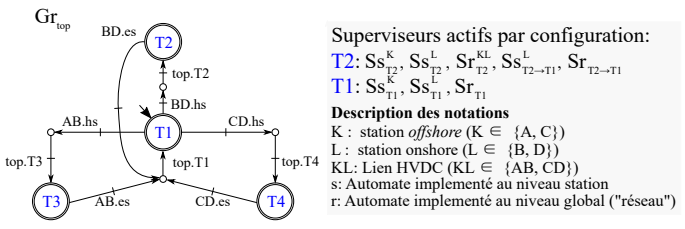

Fig. 7. Automate Gr_{top}.

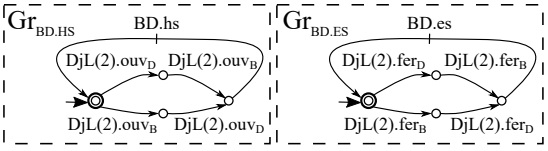

Fig. 8. Automates $Gr_{BD.HS}$ et $Gr_{BD.ES}$.

3.4. *Synthèse des superviseurs du réseau*

Nous procédons dans cette section à la conception des superviseurs selon les hypothèses faites précédemment et le schéma en Fig. 5, en commençant par Sr_{T1}, Ss^K_{T1} et Ss^L_{T1}. Lorsque le réseau se trouve dans sa configuration $T1$, les actions génériques possibles sont « Défaut » et « Protection ». Nous souhaitons que la fin de la séquence de protection des stations suite à un défaut soit détectée par les superviseurs de type « réseau » sans qu'ils ne doivent accompagner tous les événements locaux. Certains seraient en effet trop rapides pour que l'échantillonnage d'un système de contrôle centralisé soit capable de les détecter, par exemple *c2*. Pour cela, nous ajoutons à chaque station l'événement « st.pro », interne au système de contrôle et présent dans l'alphabet de tous les superviseurs associés à la configuration $T1$. Au niveau de chaque station, les superviseurs Ss^K_{T1} et Ss^L_{T1} doivent suivre l'évolution des séquences de défaut et protection afin que l'événement « *st.pro* » soit généré après la séquence de protection, dont la fin est indiquée par la fermeture du DjC de la station. Cela peut être modélisé par l'automate de spécification E_{T1}, representé en Fig. 9.

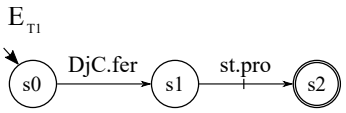

Fig. 9. Modèle de spécification E_{T1}.

Les automates de procédé Gs^K_{T1}, avec $K \in \{A, C\}$ et Gs^L_{T1}, avec $L \in \{B, D\}$, correspondant respectivement à des stations *offshore* et *onshore* en configuration $T1$, sont construits à partir de la composition parallèle des automates correspondant à leur composants et à leurs interactions pendant les phases de « Défaut » et « Protection ». Suivant le formalisme associé à la TCS et à l'aide du logiciel « Supremica » [12], nous calculons pour un réseau dans sa configuration $T1$ les superviseurs contrôlables et non-bloquants Ss^K_{T1} (station *offshore*) et Ss^L_{T1} (station *onshore)* à partir des modèles $Gs^K_{T1} \parallel E_{T1}$ et $Gs^L_{T1} \parallel E_{T1}$ respectivement. Ils sont illustrés en Fig. 10. En raison du grand nombre de séquences de défaut possibles, nous nous sommes limités à représenter les événements initiaux et finaux des séquences entre les états « *111 T1* » et « *102 T1* » de l'automate Ss^L_{T1}.

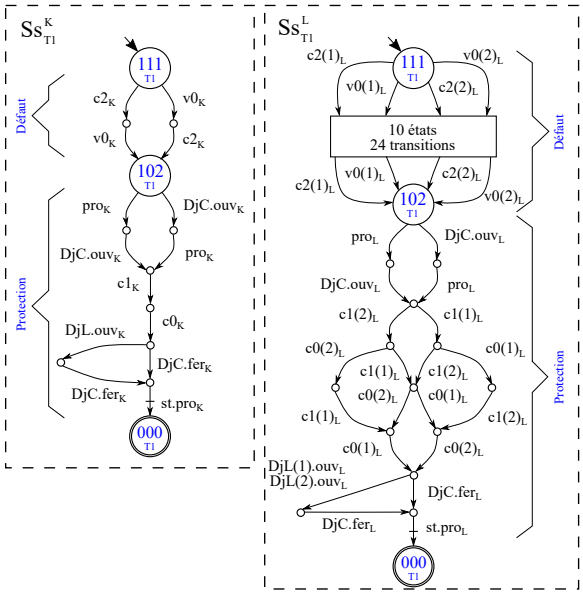

Fig. 10. Superviseurs Ss^K_{T1}, $K \in \{A, C\}$ et Ss^L_{T1}, $L \in \{B, D\}$

La conception du superviseur « réseau » en configuration $T1$ est faite suivant la même démarche en utilisant comme procédé la projection des modèles des quatre stations sur l'alphabet qu'il est capable d'observer, soit uniquement l'événement « *st.pro* ». L'automate Sr_{T1} correspondant au superviseur du réseau dans sa topologie $T1$ est illustré dans la Fig. 11, dans laquelle seuls les événements initiaux et finaux des séquences possibles entre les états « *111 T1* » et « *100 T1* » sont représentés.

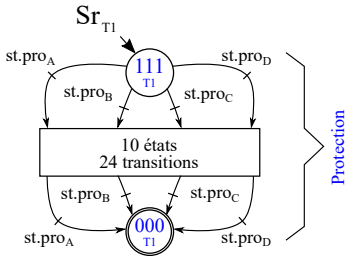

Fig. 11. Superviseur Sr_{T1}.

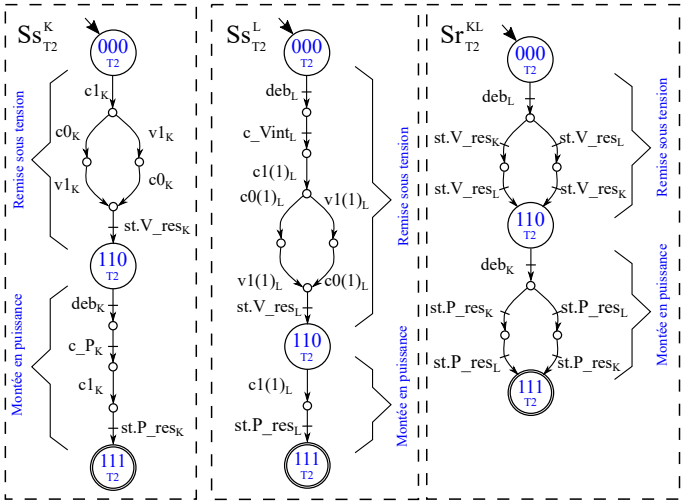

Fig. 12. Superviseurs Ss^K_{T2}, $K \in \{A, C\}$ (stations *offshore*), Ss^L_{T2}, $L \in \{B, D\}$ (stations *onshore*) et Sr^{KL}_{T2}, $KL \in \{AB, CD\}$ (liens HVDC).

Nous considérons maintenant que le réseau se trouve dans sa configuration $T2$ et que les câbles sont initialement déchargés. Pour chaque lien HVDC formé, nous souhaitons établir la stratégie de redémarrage suivante. Le convertisseur *onshore* sera débloqué tandis que le convertisseur *offshore* restera bloqué. Afin de rétablir la tension DC des câbles à sa valeur nominale, le mode de contrôle des convertisseurs débloqués doit être modifié pour devenir « Consigne_Vint ». Lorsque le réseau détecte la fin du chargement du câble DC depuis les deux stations à ses extrémités, il autorise le déblocage du convertisseur *offshore*, qui reprend sa consigne de puissance active. Le rétablissement de puissance dans chaque extrémité du lien indique que le redémarrage a été correctement effectué. Afin que ces séquences soient correctement reconnues par le système de contrôle global, nous utilisons les événements internes « *st.V_res* » et « *st.P_res* », inclus à la fois dans les alphabets des superviseurs « station » et « réseau ». Ils présentent respectivement l'achèvement des séquences de « Remise Sous Tension » et « Montée en Puissance » de la station à laquelle ils sont associés. La modélisation du procédé et des spécifications dans ces phases de fonctionnement nous permet de synthétiser, à l'aide du logiciel Supremica, les superviseurs Ss^K_{T2} (station *offshore*), et Ss^L_{T2} (station *onshore*). Le superviseur Sr^{KL}_{T2}, correspondant au superviseur de type « réseau » est construit de la même manière, avec un alphabet réduit suffisant pour coordonner les actions des stations d'un lien HVDC. C'est pourquoi nous avons besoin de deux instances

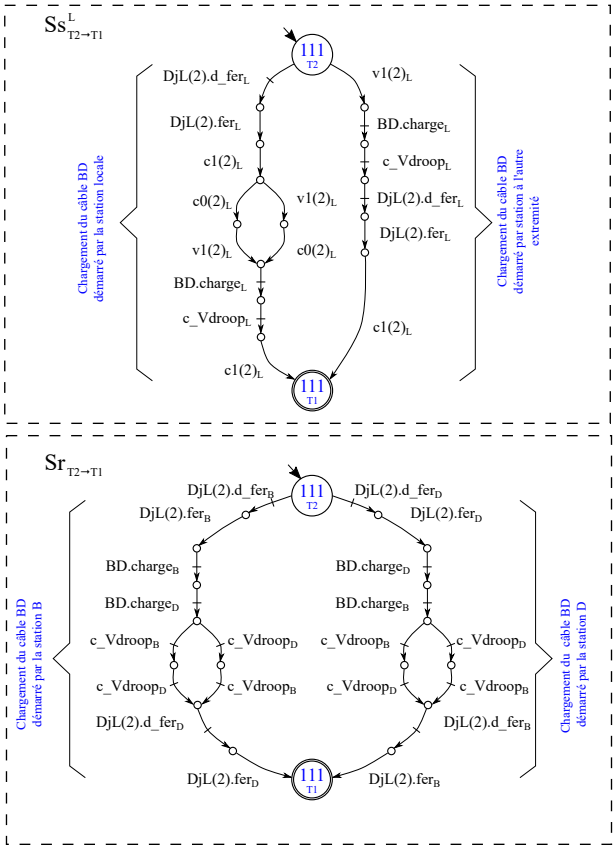

Fig. 13. Superviseurs $Ss^L_{T2\to T1}$, avec $L \in \{B, D\}$ (stations *onshore*) et $Sr_{T2} \to T1$.

dans le système de contrôle global, une pour chaque lien formé suite à la perte du câble BD. Les superviseurs Ss^K_{T2}, Ss^L_{T2} et Sr^{KL}_{T2} sont illustrés en Fig. 12.

Il est maintenant question d'étudier la transition de la configuration $T2$ envers $T1$, qui a lieu après la fermeture des deux DjL localisés aux extrémités du câble BD. Nous supposons initialement que deux liens ont fini leurs séquences de montée en puissance. Afin que cette procédure se fasse de manière sûre, nous définissons des spécifications à faire appliquer par les systèmes de contrôle. Le chargement d'un câble peut commencer par n'importe quelle station raccordée à une de ses extrémités. Cependant, avant que les deux DjL soient fermés, nous souhaitons que la fin de la séquence de chargement soit confirmée par les deux stations. De plus, nous devons reconfigurer les stations *onshore* pour que celles-ci passent en mode de contrôle « Consigne_Vdroop », empêchant ainsi un conflit dans la régulation de la tension DC après le passage en configuration $T1$. Ces exigences seront appliquées au moyen de spécifications modélisées au niveau de chaque station *onshore* et du réseau. Pour permettre la bonne coordination des actions, nous utilisons l'événement interne « *BD.charge* », partagé par les alphabets des superviseurs de type « station » et « réseau ». Les superviseurs $Ss^L_{T2\to T1}$,(stations *onshore*) et $Sr_{T2\to T1}$, (réseau), illustrés en Fig. 13, font en sorte que la reconfiguration du réseau de $T2$ à $T1$ se fasse de manière sûre. Il convient de souligner que l'événement « *BD.charge* » peut être généré sous des conditions différentes, selon que le chargement a été démarré par la station elle-même ou par celle à l'extrémité opposé du câble. Après cela, la détection d'un courant non négligeable (événement « *c1* ») par les capteurs à l'extrémité du câble indique la fin de la séquence de contrôle et donc le passage aux conditions initiales que nous avions définies pour les superviseurs de topologie en configuration $T1$.

Pour consolider notre mécanisme de changement de mode de contrôle, tout en respectant les hypothèses de la TCS, nous devons modifier les superviseurs synthétisés jusqu'ici. Dans l'automate de chaque superviseur, nous ajoutons donc un « état de repos » (« Erep »), avec une transition vers lui-même contenant tous les événements de sa version initiale. L'arrivée et la sortie de cet état indiquent respectivement sa désactivation et son activation et se font avec les événements de topologie « top.Tj », avec $j \in \{1, 2, 3, 4\}$, utilisés dans l'alphabet de l'automate Gr_{top}. L'auto-transition est un moyen d'autoriser tous les événements présents dans son alphabet et empêche ainsi une situation de blocage lorsqu'ils sont présents dans l'alphabet d'un autre superviseur.

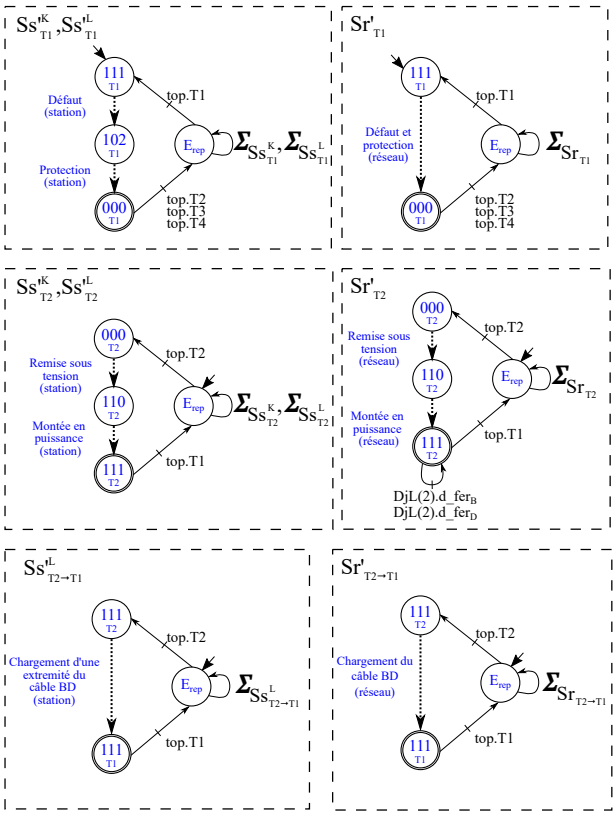

Fig. 14. Superviseurs modifiés.

Il est aussi nécessaire de faire en sorte que nos hypothèses soient respectées lors du démarrage des séquences présentées jusqu'ici. En effet, avant la demande de fermeture d'un DjL connecté au câble BD (ce qui cause le démarrage de la séquence amenant au passage de $T2$ à $T1$), nous supposons que les deux liens HVDC créés après l'isolation du câble BD se trouvent en fonctionnement nominal. Pour appliquer cette exigence, nous rajoutons une auto-transition dans l'état « 111 T2 » du superviseur Sr^{KL}_{T2} contenant les événements « *d_ouv* »et « *d_fer* ». C'est une façon d'autoriser la demande de fermeture d'un DjL raccordé au câble BD seulement après la fin de la montée en puissance des liens HVDC adjoints. Finalement, nous devons adapter les états initiaux des nouveaux automates afin que ceux-ci soient cohérents avec un démarrage en configuration $T1$.

La Fig. 14 représente les superviseurs modifiés. Pour simplifier les schémas, nous avons remplacé une partie des événements par l'action générique qui les représente. Les hypothèses des SED obligent qu'un changement de configuration soit fait de manière synchronisée par tous les automates qui contiennent l'événement correspondant dans leurs alphabets et seulement quand ils se trouvent tous dans l'état où cet événement est habilité. La vérification des propriétés de *non-blocage* et *contrôlabilité* du système complet, intégrant toutes les automates, a été vérifié sur le logiciel *Supremica* pour les ré-

configurations $T1 \rightarrow T2 \rightarrow T1$, representé par la séquence $top.T1, top.T2, top.T1$.

La solution de contrôle développée jusqu'ici peut être poursuivie pour les topologies $T3$ et $T4$. Il suffit de définir une stratégie de redémarrage adaptée aux aux conditions physiques de ces nouvelles configurations et synthétiser les superviseurs correspondants suivant la même démarche. Les superviseurs contrôlant les transitions $T3 \rightarrow T1$ et $T4 \rightarrow T1$ peuvent aussi être créés à partir d'une adaptation de celui utilisé pour $T2 \rightarrow T1$ afin de coordonner le chargement et le raccordement du câble isolé auparavant et re-appliquer les paramètres des boucles de contrôle des MMC utilisés dans la topologie initiale.

4. VALIDATION DES RÉSULTATS

Afin de démontrer l'efficacité de la solution de contrôle obtenue, le circuit électrique de la Fig. 1 a été modélisé sur EMTP-RV. Les modèles discrets du superviseur ont été convertis en code C et implémentés dans EMTP-RV selon la méthode de [4]. Nous simulons à l'instant t = 1s un défaut pôle-pôle sur le câble BD. L'évolution de la puissance active injectée dans le réseau DC par les convertisseurs ainsi que leurs niveaux de tension au pôle positif sont présentés en Fig. 15. La configuration de contrôle en cours ($T1$ ou $T2$) y est aussi indiquée.

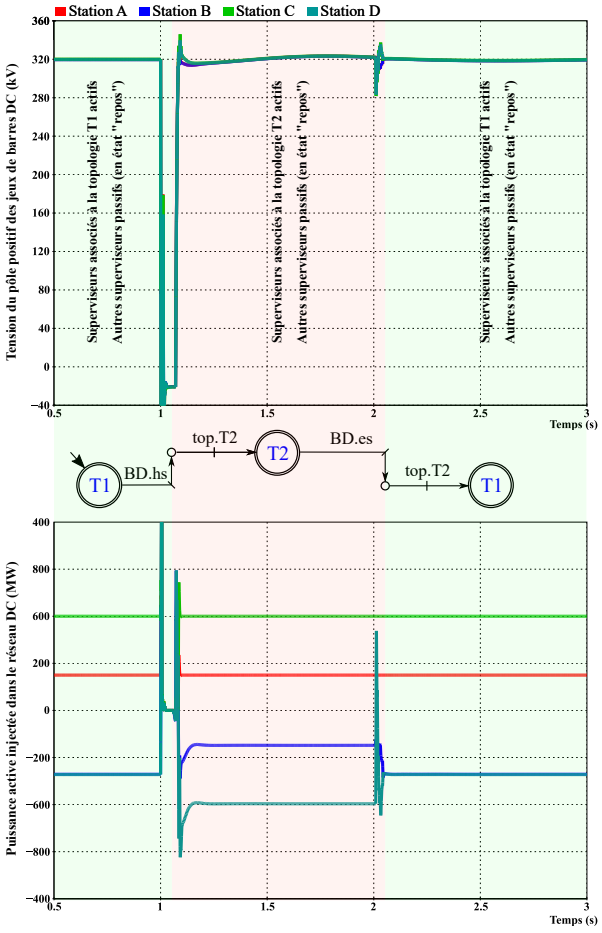

Fig. 15. Résultats des simulations.

Les superviseurs accompagnent l'évolution des événements et limitent le comportement du réseau à celui qui a été déterminé par les spécifications en agissant sur les commandes des relais et des convertisseurs. Après l'isolation du câble BD, la tension DC est rétablie à sa valeur nominale (Vp=+320kV) dans chaque nouveau lien HVDC formé en raison du passage en mode de contrôle « C_Vint » des stations *offshore*. Le transfert de puissance est rétabli environ 0.2s après le défaut. Etant connectés au même réseau AC, le redémarrage des liens HVDC a aussi pour effet de restaurer l'équilibre énergétique à grande échelle. En effet, l'action des mécanismes d'ajustement par le gestionnaire du réseau est mitigée et consiste à réacheminer la nouvelle distribution de puissance et à compenser les nouvelles pertes. Le retour aux conditions initiales (configuration $T1$) est simulé à l'instant t = 2s (le défaut est supposé avoir disparu et le câble réparé). Le chargement du câble BD démarre par la station D et lorsque les conditions spécifiées sont atteintes, les superviseurs autorisent la reconfiguration des stations et le raccordement du câble à la station B. Sur la Fig. 15, il est possible de voir que les courbes de puissance et tension DC reprennent leurs allures initiales.

5. CONCLUSIONS

Grâce à des efforts de modélisation et au choix de l'architecture de contrôle, nous avons pu développer un modèle de commande séquentielle apte à rétablir automatiquement la transmission d'électricité dans un réseau HVDC suite aux événements provocant un changement de sa topologie. La solution obtenue renforce la sécurité d'approvisionnement énergétique des consommateurs qui y sont raccordés et soutient les tendances actuelles vers le déploiement de réseaux HVDC maillés. La TCS garanti le respect des spécifications et l'accomplissement des tâches de contrôle définies par le concepteur, comme l'ont montré les simulations. De futurs travaux pourront développer une approche de modélisation qui prévoit l'intégration de liaisons et de stations non envisagées dans le projet initial, ainsi que la possibilité d'avoir plusieurs liaisons HVDC isolées à la fois. En effet, ces facteurs amplifient la complexité de l'étude de reconfiguration et demanderont une adaptation du mécanisme de changement de mode de contrôle.

6. RÉFÉRENCES

[1] D. Van Hertem and M. Ghandhari, "Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid : Obstacles," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 1–15, 2010.

[2] B. F. Adiego et al., "Applying model checking to industrial-sized PLC programs," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 11, no. 6, pp. 1400–1410, 2015.

[3] P. J. Ramadge and W. M. Wonham. "Supervisory control of a class of discrete event processes " *SIAM Journal on Control and Optimization*, vol. 25, no. 1, pp. 206–230, 1987.

[4] M. Romero-Rodríguez, R. Delpoux, L. Piétrac, J. Dai, A. Benchaib, and E. Niel, "An implementation method for the supervisory control of time-driven systems applied to high-voltage direct current transmission grids," *Control Eng. Pract.*, vol. 82, no. Juillet 2017, pp. 97–107, 2019.

[5] O. Despouys et al., "Twenties : Conclusions of a major R&D demonstration project on offshore DC grids," *CIGRE Sess. 45 - 45th Int. Conf. Large High Volt. Electr. Syst. 2014*, vol. 2014-Aout, 2014.

[6] S. De Boeck, P. Tielens, W. Leterme, and D. Van Hertem, "Configurations and earthing of HVDC grids," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013.

[7] Marc Petit, Seddik Bacha, Xavier Guillaud, Hervé Morel, Dominique Planson, et al. Les réseaux HVDC multi-terminaux : des défis multiples en génie électrique. Symposium de Génie Electrique 2014, Juillet 2014, Cachan, France.

[8] J. Beerten and R. Belmans, "Modeling and control of Multi-terminal VSC HVDC systems," Energy Procedia, vol. 24, pp. 123–130, 2012.

[9] D. S. Loume, A. Bertinato, B. Raison, and B. Luscan, "A multi-vendor protection strategy for HVDC grids based on low-speed DC circuit breakers," *IET Conf. Publ.*, vol. 2017, no. CP709, pp. 2–7, 2017.

[10] S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard, and P. Barbosa, "Operation, control, and applications of the modular multilevel converter : A review," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 1, pp. 37–53, 2015.

[11] Cassandras, C. and Lafortune, S., 2010. *Introduction To Discrete Event Systems*. 2nd ed. New York, NY : Springer.

[12] R. Malik, K. Åkesson, H. Flordal, and M. Fabian, "Supremica–An Efficient Tool for Large-Scale Discrete Event Systems," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 5794–5799, 2017.