



Délivable 1 du 18/11/2021

COSTAM Project

D1.1 – Report on Modular STATCOM structures : Comparaison des structures



Haute école d'ingénierie et d'architecture Fribourg
Hochschule für Technik und Architektur Freiburg

**HE^{VD}
IG**

IESE

Institut d'Énergie
et Systèmes
électriques

SIL

SERVICES INDUSTRIELS LAUSANNE

Date: 18/11/2021

Lieu: Yverdon-les-Bains

Prestataire de subvention:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Bern
www.ofen.admin.ch

Bénéficiaires de la subvention:

HEIA-FR
Bd. De Pérolles 80, CH-1700 Fribourg
<https://www.heia-fr.ch>

HEIG-VD
Route de Cheseaux 1, CH-1401 Yverdon-les-Bains
<https://heig-vd.ch>

Auteur(s):

Gislain Grosjean, HEIG-VD, gislain.grosjean@heig-vd.ch
Guillaume Courteau, HEIG-VD, guillaume.courteau@heig-vd.ch
Simon Kissling, HEIG-VD, simon.kissling@heig-vd.ch
Mokhtar Bozorg, HEIG-VD, mokhtar.bozorg@heig-vd.ch
Mauro Carpita, HEIG-VD, Mauro.Carpita@heig-vd.ch

Suivi du projet à l'OFEN:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/502069-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.



TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	8
2	ÉTAT DE L'ART	8
2.1	CONTRÔLE DE LA PUISSANCE RÉACTIVE	8
2.2	ANCIENNES TOPOLOGIES DE COMPENSATEURS.....	9
2.2.1	TCR.....	9
2.2.2	TSC.....	11
2.2.3	Synthèse TCR & TSC.....	14
2.3	NOUVELLES TOPOLOGIES DE COMPENSATEURS	14
2.3.1	Comparaison convertisseurs AC/DC & AC/AC	15
2.3.2	Comparaison des convertisseurs VSC & CSC.....	18
2.3.3	Comparaison deux niveaux & multiniveaux	18
2.3.4	Comparaison intégrés & cascades.....	19
2.3.5	Comparaison convertisseurs cascades.....	22
2.4	CHOIX DES TOPOLOGIES DE STATCOM	27
2.5	ANALYSE APPROFONDIE DES TOPOLOGIES RETENUES	28
2.5.1	Comparaison pour une application STATCOM	28
2.5.2	Intégration d'une batterie (BESS).....	29
3	ETAT DU RÉSEAU LORS D'UN DÉFAUT	29
3.1	EXPLOITATION DES RÉSULTATS DES WP2 ET WP3 [1]	30
3.1.1	Meilleur emplacement pour le STATCOM dans le réseau MT des SIL	30
3.1.2	Explication des simulations de défauts effectuées.....	30
3.2	ANALYSE DES COURTS-CIRCUITS DIRECTEMENT AU PCC.....	31
3.2.1	Court-circuit 1 phase à la terre au PCC.....	31
3.2.2	Court-circuit 2 phases à la terre au PCC.....	34
3.3	ANALYSE DES COURTS-CIRCUITS EN AVAL DU PCC (POLNY)	36
3.3.1	Court-circuit 1 phase à la terre à Polny	36
3.3.2	Court-circuit 2 phases à la terre à Polny	39
4	CONCLUSION.....	41
5	BIBLIOGRAPHIE	42



LISTE DES FIGURES

FIGURE 2-1: COMPENSATEUR STATIQUE IDÉAL.....	9
FIGURE 2-2 : SCHÉMA ÉLECTRIQUE D'UN TCR ET DE SON FILTRE LC	10
FIGURE 2-3 : SCHÉMA BLOC DU FC-TCR	10
FIGURE 2-4 : PUISSANCE RÉACTIVE FOURNIE PAR LE TCR EN FONCTION DE L'ANGLE DE RETARD D'ALLUMAGE	10
FIGURE 2-5 : SUIVI DE LA CONSIGNE DE PUISSANCE RÉACTIVE DU TCR AVEC ET SANS FILTRE.....	11
FIGURE 2-6 : THD DU COURANT CÔTÉ RÉSEAU EN FONCTION DE L'ANGLE DE RETARD D'ALLUMAGE	11
FIGURE 2-7: SCHÉMA ÉLECTRIQUE D'UN TSC.....	12
FIGURE 2-8: TSC EN COUPLAGE BINAIRE	12
FIGURE 2-9: COMBINAISON D'UN TCR AVEC UN TSC [13].....	13
FIGURE 2-10: CIRCUIT D'UN TSC COUPLÉ À UN SVG (HAUT), CARACTÉRISTIQUE DE COMPENSATION DE LA PUISSANCE RÉACTIVE [14] (BAS)	13
FIGURE 2-11: DIAGRAMME DES PRINCIPAUX CONVERTISSEURS HAUTE TENSION EXISTANTS	14
FIGURE 2-12: CONVERTISSEUR MATRICIEL DE TYPE DIRECT [19]	15
FIGURE 2-13: CONVERTISSEUR MATRICIEL DE TYPE INDIRECT [20]	16
FIGURE 2-14: CONVERTISSEUR MATRICIEL DE TYPE MODULAIRE [21]	16
FIGURE 2-15: INTÉGRATION D'UNE SOURCE DC SUR LE RÉSEAU.....	17
FIGURE 2-16: CONVERTISSEUR DEUX NIVEAUX DE TYPE STATCOM AVEC UNE CONFIGURATION EN CASCADE [32].....	19
FIGURE 2-17: CONVERTISSEUR NPC TROIS NIVEAUX [34]	20
FIGURE 2-18: CONVERTISSEUR ANPC TROIS NIVEAUX [36].....	20
FIGURE 2-19: FLYING CAPACITOR INVERTER TROIS NIVEAUX [37]	20
FIGURE 2-20: FLYING CAPACITOR CINQ NIVEAUX [38].....	21
FIGURE 2-21: NESTED NPC QUATRE NIVEAUX [35].....	21
FIGURE 2-22: SCHÉMA D'UN MMCC-SSBC (SINGLE-STAR BRIDGE-CELL) AVEC INTÉGRATION D'UNE BATTERIE SUR LE RÉSEAU ET SON SOUS-MODULE	23
FIGURE 2-23: SCHÉMA D'UN MMCC-SSBC (SINGLE-STAR BRIDGE-CELL) (HAUT), SOUS-MODULE DE TYPE PONT-COMPLET (MILIEU), MMCC-SDBC (SINGLE-DELTA BRIDGE-CELL) (BAS).....	24
FIGURE 2-24 : SCHÉMA D'UN MMCC-DSCC (DOUBLE-STAR CHOPPER-CELL) AVEC UN SOUS-MODULE HB ET CONTROL DU NEUTRE	25
FIGURE 2-25: SCHÉMA D'UN MMCC-DSCC (DOUBLE-STAR CHOPPER-CELL) AVEC INTÉGRATION D'UNE SOURCE DC [42].....	25
FIGURE 2-26: SCHÉMA D'UN CNPC [43]	26
FIGURE 2-27: DIAGRAMME DÉCISIONNEL.....	27
FIGURE 2-28: INTÉGRATION D'UNE BATTERIE SUR LE RÉSEAU POUR UN SSBC (GAUCHE), SDBC (MILIEU) ET DSCC (DROITE) [42].....	29
FIGURE 2-29: RÉALISATION DE SOUS-MODULES HALF-BRIDGE AVEC BATTERIE INDIVIDUELLE INTÉGRATION DIRECTE (GAUCHE), INTERFACE PASSIF (MILIEU) ET INTERFACE AVEC CONVERTISSEUR DE TYPE BUCK-BOOST (DROITE) [52]	29
FIGURE 3-1 : SCHÉMA DU RÉSEAU MT DES SIL ÉTUDIÉ, TIRÉ DE [1].....	30



FIGURE 3-2 : TENSIONS DE PHASE A, B ET C AVEC COURT-CIRCUIT PHASE A À LA TERRE AU PCC DE BOISDAVAUX.....	31
FIGURE 3-3 : REPRÉSENTATION SOUS FORME DE VECTEUR DE TOUS LES PHASEURS POUR LE CAS 1 PHASE À LA TERRE AU PCC DE BOISDAVAUX	34
FIGURE 3-4 : TENSIONS DE PHASE A, B ET C AVEC COURT-CIRCUIT PHASE A ET B À LA TERRE AU PCC DE BOISDAVAUX.....	35
FIGURE 3-5 : REPRÉSENTATION SOUS FORME DE VECTEUR DE TOUS LES PHASEURS POUR LE CAS 2 PHASES À LA TERRE AU PCC DE BOISDAVAUX	36
FIGURE 3-6 : TENSIONS DE PHASE A, B ET C AU PCC DE BOISDAVAUX AVEC COURT-CIRCUIT PHASE A À LA TERRE À LA SOUS-STATION POLNY	37
FIGURE 3-7 : ZOOM SUR LA PHASE A AU PCC DE BOISDAVAUX APRÈS LE COURT-CIRCUIT PHASE A À LA TERRE À LA SOUS-STATION POLNY	37
FIGURE 3-8 : REPRÉSENTATION SOUS FORME DE VECTEUR DE TOUS LES PHASEURS AU PCC DE BOISDAVAUX POUR LE CAS 1 PHASE À LA TERRE À LA SOUS-STATION DE POLNY	39
FIGURE 3-9 : TENSIONS DE PHASE A, B ET C AU PCC DE BOISDAVAUX AVEC COURT-CIRCUIT PHASE A ET PHASE B À LA TERRE À LA SOUS-STATION POLNY	40
FIGURE 3-10 : REPRÉSENTATION SOUS FORME DE VECTEUR DE TOUS LES PHASEURS AU PCC DE BOISDAVAUX POUR LE CAS 2 PHASES À LA TERRE À LA SOUS-STATION DE POLNY	41



LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 2-1: RÉSUMÉ DES PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES DIFFÉRENTS COMPENSATEURS PRÉSENTÉS AUX §2.2.1 ET §2.2.2.....	14
TABLEAU 2-2: COMPARAISON ENTRE CONVERTISSEURS AC/DC+DC/AC ET AC/AC.....	17
TABLEAU 2-3: COMPARAISON ENTRE CONVERTISSEURS VSC ET CSC.....	18
TABLEAU 2-4: COMPARAISON ENTRE CONVERTISSEURS DEUX NIVEAUX ET MULTINIVEAUX.....	19
TABLEAU 2-5: COMPARAISON ENTRE CONVERTISSEURS MULTI-NIVEAUX INTÉGRÉS ET CASCADÉS	22
TABLEAU 2-6: COMPARAISON DES CONVERTISSEURS MODULAIRES MULTI-NIVEAUX	27
TABLEAU 2-7: COMPARAISON ENTRE ÉTOILE ET TRIANGLE.....	28



ABBREVIATIONS

ANPC :	Active Neutral-Point Clamped
BC :	Bridge Cell
BESS :	Battery Energy Storage System
BT :	Basse Tension
CNPC :	Cascaded Neutral-Point Clamped
CSC :	Current Source Converter
DS :	Double Star
DSCC :	Double Star Chopper-Cells
GRD :	Gestionnaire de Réseau de Distribution
FC :	Fix Capacitor
FCI :	Flying Capacitor Inverter
FC-TCR :	Fix Capacitor - Thyristor Controlled Reactor
HT :	Haute Tension
MMCC :	Modular Multilevel Cascaded Converter
MT :	Moyenne Tension
NNPC :	Nested Neutral-Point Clamped
NPC :	Neutral-Point Clamped
PCC :	Point of Common Coupling (point de connexion avec le réseau électrique)
[pu] :	Per unit (unité de mesure normalisée qui indique qu'il n'y a pas d'unité)
PWM :	Pulse Width Modulation
RES :	Renewable Energy Sources
SDBC :	Single Delta Bridge-Cells
SiC :	Silicone Carbide
SIL :	Services Industriels de Lausanne (partenaire du projet COSTAM)
SSBC :	Single Star Bridge-Cells
STATCOM :	STAtic synchronous COMpensator
SVG :	Static Var Generator
TCR :	Thyristor Controlled Reactor
TSC :	Thyristor Switched Capacitor
VSC :	Voltage Source Converter
WPx :	Work package numéro x du projet COSTAM



1 INTRODUCTION

La stabilité du réseau électrique devient de plus en plus compliquée dû à l'ajout croissant de sources d'énergies renouvelables décentralisées. Une des solutions à ce problème est d'utiliser un système effectuant une compensation de la puissance réactive dans le réseau électrique moyenne et haute tension. Pour cela, la variante étudiée est celle connue sous le nom de STATCOM (STAtic synchronous COMpensator). Ce type de compensateur, dont les différentes topologies seront étudiées et comparées, est une technologie émergente et n'est pas encore utilisée chez la plupart des GRD (Gestionnaires de Réseau de Distribution).

Afin de garantir la robustesse du système, il faut que le contrôle soit capable de travailler sur un réseau déséquilibré et qu'il continue de fonctionner lors d'un défaut dans le réseau.

Ce rapport présente l'état de l'art des compensateurs de puissance réactive. La recherche dans la littérature permet de comparer les différentes topologies et ainsi sélectionner les topologies les plus prometteuses pour l'application désirée. Finalement, une analyse des résultats de simulation des WP2 et WP3 [1] permet de définir plus précisément les états possibles du réseau électrique MT des SIL lors d'un défaut. Cette analyse est ensuite utilisée dans [2] pour comparer plus en détails les topologies sélectionnées dans ce rapport.

2 ÉTAT DE L'ART

Ce chapitre a pour but d'introduire la problématique de la compensation de la puissance réactive dans le réseau électrique et d'expliquer les différentes solutions existantes. Dans un premier temps, l'intérêt du réglage de la puissance réactive est expliqué (§2.1). Dans un deuxième temps, les différentes topologies historiquement répandues (TCR, TSC) sont analysées, dans le but de comprendre les débuts de la compensation du réactif (§2.2). Ensuite, les solutions actuelles sont présentées (MMCC, CNPC, etc.) avec leurs avantages et inconvénients (§2.3). Finalement, les différentes topologies sont comparées, dans le but d'en retenir au moins deux pour les futurs tests pratiques (§2.4).

2.1 CONTRÔLE DE LA PUISSANCE RÉACTIVE

Le contrôle de la puissance réactive peut être réalisé soit côté consommateur (compensateur de charge) soit côté producteur (compensateur réseau). Dans les années 80-90, c'était principalement la compensation de charge qui était étudiée. En effet, un mauvais facteur de puissance engendre des pertes indésirables non seulement pour le consommateur mais également pour le producteur d'électricité. Pour pallier ce problème, les fournisseurs d'électricité ont mis en place un système de taxes pour les entreprises ayant un faible facteur de puissance. Par conséquent, la correction du facteur de puissance côté consommateur est important d'un point de vue économique, ce qui a encouragé le développement et la mise sur le marché de nombreux compensateurs de charge [3].

De nos jours, l'intégration d'énergie renouvelable RES (Renewable Energy Sources) pose la même problématique côté réseau. En effet, la diversification des sources d'énergies et la mise en place d'un réseau intelligent ont une influence néfaste sur la qualité du réseau. La qualité du réseau électrique est définie par sa capacité à garantir un courant et une tension de forme sinusoïdale avec une amplitude fixe et une fréquence stable. L'intégration de sources renouvelables sur le réseau représente un véritable challenge pour le maintien de la qualité du réseau électrique. En effet, l'intégration de ces nouvelles sources d'énergie a tendance à déséquilibrer les tensions et courant du réseau, ce qui a pour effet d'injecter une composante inverse qui affecte les pertes et la stabilité du réseau [4, 5]. Outre ces déséquilibres, le facteur de puissance est également affecté par l'intégration massive d'énergies renouvelables. Ainsi, d'avantage de puissance réactive transite dans le réseau électrique ce qui provoque une augmentation des pertes et rend difficile le maintien de l'amplitude de la tension à une valeur fixe [3, 6]. De plus, une variation brusque de l'amplitude de la tension peut provoquer un effet de papillotement ou flicker chez le consommateur qui se traduit par un scintillement visible des sources lumineuses connectées sur le réseau [7]. Pour ce qu'il en est des harmoniques, le STATCOM n'a pas pour but principal de les réduire. Toutefois, il est important de réaliser un système qui produit le moins d'harmoniques possible et qui atténue les existantes si possible.



Afin de réduire, voire supprimer les effets néfastes provoqués par l'intégration des RES, la mise en place d'un compensateur de puissance réactive côté réseau peut être réalisée. Cet élément doit idéalement être capable de :

- 1) Maximiser le facteur de puissance [8].
- 2) Garantir la stabilité du niveau de tension du réseau [3, 8].
- 3) Être assez robuste pour supporter des défauts sur le réseau [3, 8].

Un compensateur statique idéal est tel que représenté à la Figure 2-1. Soit un condensateur variable en parallèle avec une inductance variable connecté sur un réseau triphasé. De plus, selon [3], il faut chercher à satisfaire au mieux les conditions suivantes :

- 1) Chaque phase doit être munie d'un compensateur contrôlé de manière indépendante, de sorte à pouvoir travailler sur un réseau déséquilibré.
- 2) Aucun délai de réglage de la puissance réactive ne doit avoir lieu.
- 3) La plage de réglage de puissance doit être illimitée.
- 4) Aucune harmonique ne doit être produite par le compensateur.
- 5) Aucune perte ne doit être engendrée par le système.

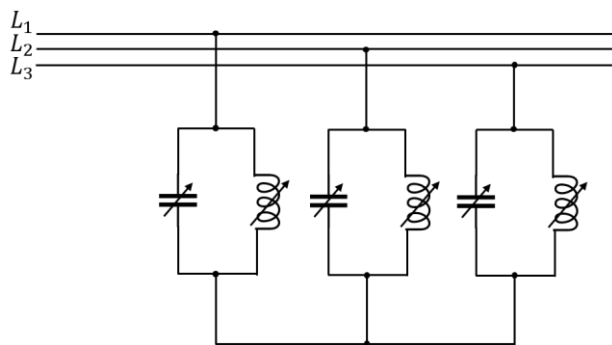


Figure 2-1: compensateur statique idéal

2.2 ANCIENNES TOPOLOGIES DE COMPENSATEURS

Dans les années 80-90, le TCR (Thyristor Controlled Reactor) et le TSC (Thyristor Switched Capacitor) font leur apparition [3]. Bien que ces topologies soient relativement simples à implémenter, elles restent relativement coûteuses. De plus, la dynamique de ces systèmes est relativement faible [9]. Cette partie a ainsi pour but de démontrer les problématiques de ces compensateurs statiques afin de démontrer l'intérêt du STATCOM.

2.2.1 TCR

Le TCR (Thyristor Controlled Reactor) est l'une des premières techniques employées pour le contrôle de la puissance réactive. Malgré sa simplicité, cette technique produit d'importantes harmoniques qui nuisent à la qualité du réseau, d'où la nécessité d'ajouter des filtres pour les différentes harmoniques (FC). En outre, l'ajout de filtres permet de compenser la partie inductive de la puissance réactive. Les filtres sont généralement utilisés pour atténuer les harmoniques de rang 5, 7 et sont parfois étendus pour celles de rang 11 et 13 [10]. Le schéma électrique du FC-TCR est présenté à la Figure 2-2. Malgré sa simplicité, le TCR est coûteux en raison de la présence des filtres, il présente des pertes élevées et sa tension de travail est limitée par la plage de tension que supportent les thyristors [11]

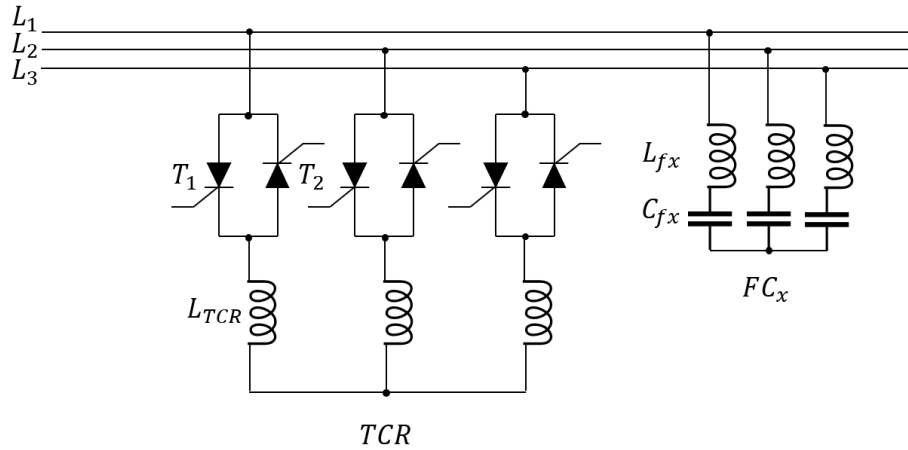


Figure 2-2 : Schéma électrique d'un TCR et de son filtre LC

La commande du TCR est réalisée via l'angle de retard d'allumage α . Celui-là varie dans la plage de 90 à 150[°] car le triac est suivi d'une inductance pure. La grandeur réglée est la puissance réactive comme illustré à la Figure 2-3. La plage de réglage de la puissance réactive est définie d'une part par le dimensionnement de l'inductance du TCR (compensation de capacitif) et d'autre part par le dimensionnement des filtres FC (compensation de l'inductif).

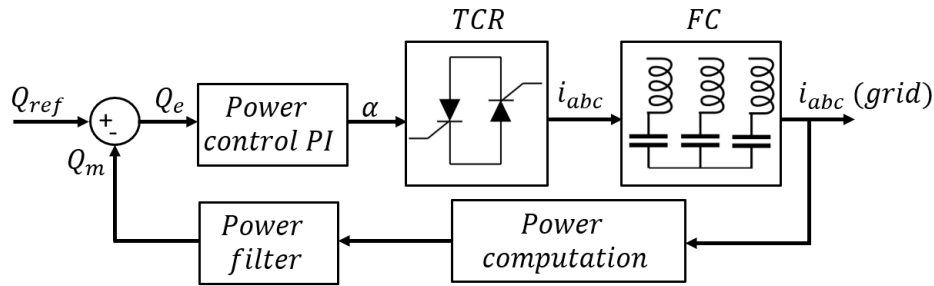


Figure 2-3 : Schéma bloc du FC-TCR

Afin de démontrer l'intérêt des filtres LC dans le cadre d'une compensation statique, des simulations d'un TCR et d'un FC-TCR ont été réalisées. La Figure 2-4 représente la plage d'action sur la puissance réactive du TCR tel que dimensionné avec et sans filtre. L'incapacité du TCR à compenser de l'inductif en l'absence de filtre LC est ainsi démontrée.

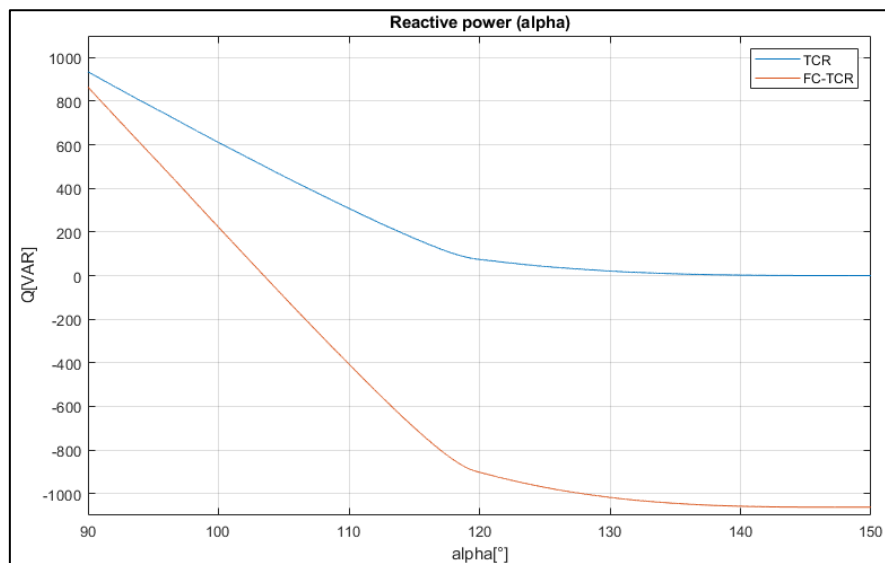


Figure 2-4 : Puissance réactive fournie par le TCR en fonction de l'angle de retard d'allumage

La Figure 2-5 démontre la capacité de réglage du réactif du TCR avec et sans filtre. L'incapacité du TCR à lui seul de compenser de l'inductif est à nouveau démontrée.

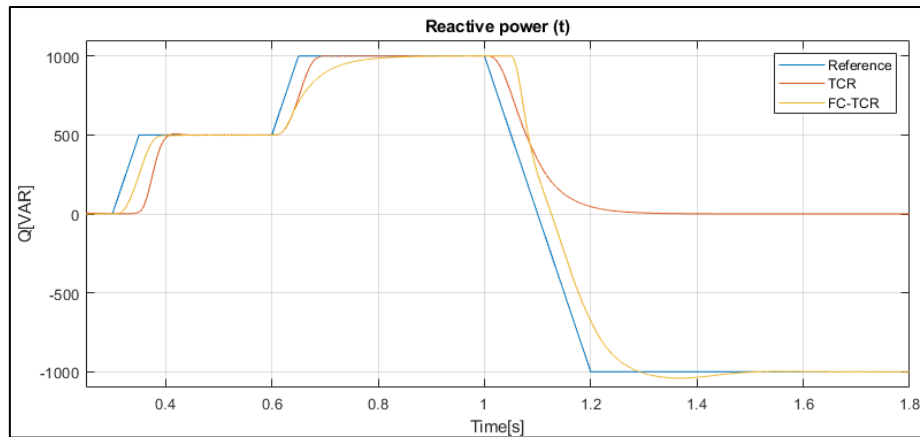


Figure 2-5 : Suivi de la consigne de puissance réactive du TCR avec et sans filtre

L'effet du filtre sur la THD (Total Harmonic Distortion) du courant réseau est présenté à la Figure 2-6. À noter que le filtre est dimensionné pour atténuer les harmoniques de rang 5, 7 et 13. La réduction de la THD avec l'ajout des filtres est démontrée par les simulations. Les maxima de la THD ont lieu lorsque la puissance active est presque nulle, ce qui signifie que le courant est faible et justifie une THD importante.

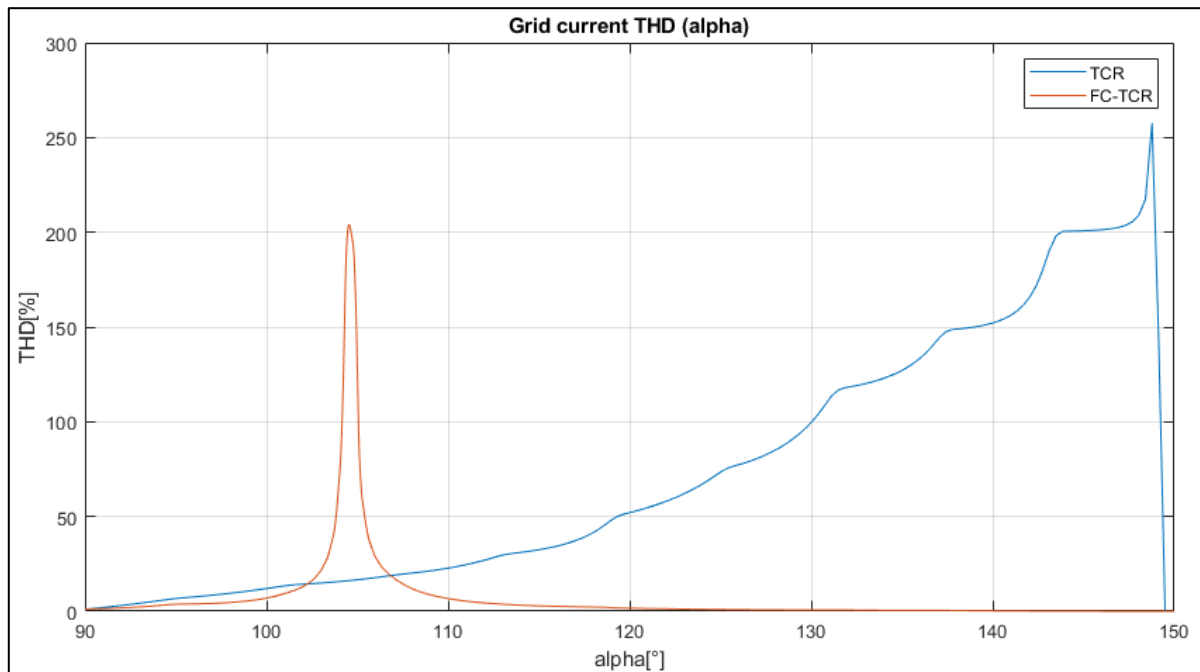


Figure 2-6 : THD du courant côté réseau en fonction de l'angle de retard d'allumage

2.2.2 TSC

Le TSC (Thyristor Switched Capacitor) est relativement semblable au TCR. Toutefois, il présente l'avantage de ne pas produire d'harmoniques, ce qui lui permet de se passer de filtres et ainsi de réduire son coût par rapport au TCR [3, 12]. Cependant, cette topologie nécessite plusieurs condensateurs et triacs en parallèle pour chacune des phases (Figure 2-7), ce qui augmente son impact économique.

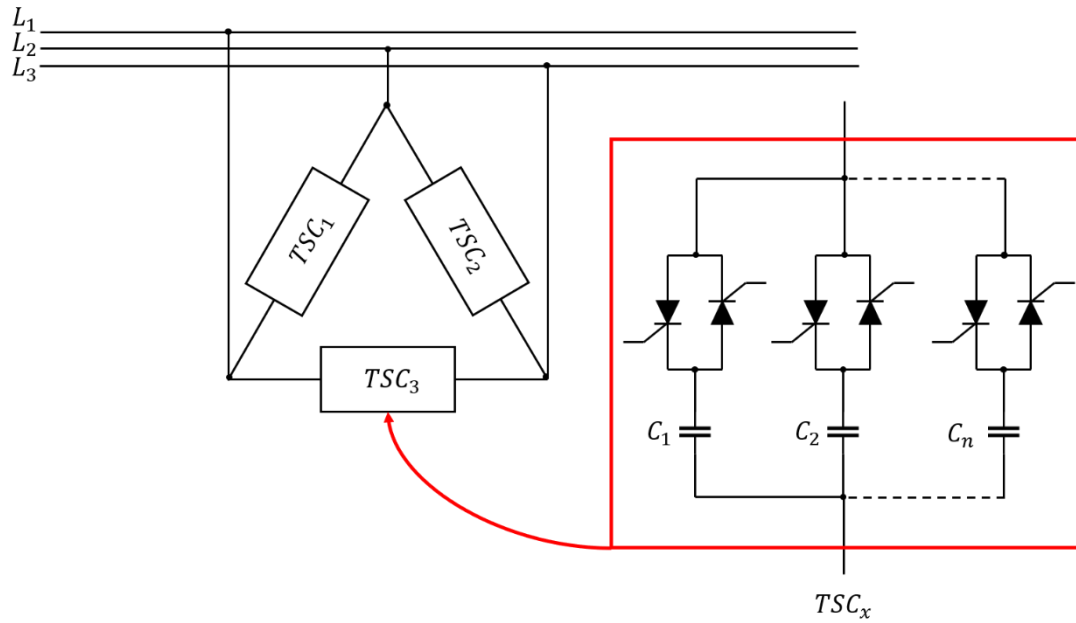


Figure 2-7: Schéma électrique d'un TSC

Pour réduire les coûts il est alors possible d'utiliser la méthode binaire qui consiste à remplacer l'un des transistors par une diode, afin de réduire les coûts de l'électronique de puissance [12].

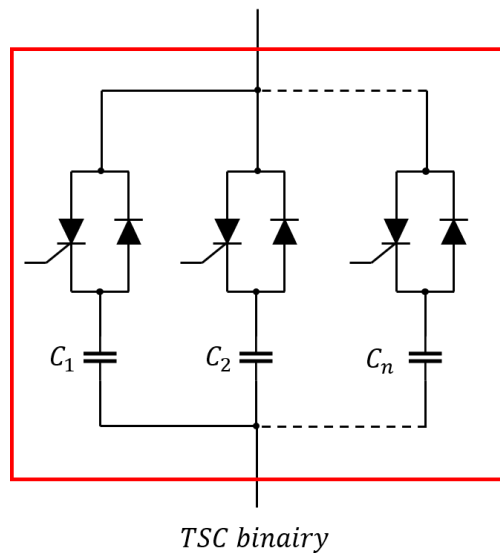


Figure 2-8: TSC en couplage binaire

Le réglage de la puissance réactive ne peut se faire que pour compenser de la puissance inductive étant donné le comportement capacitif du TSC. Pour compenser de la puissance capacitive, il est alors possible de combiner le TSC avec un TCR (Figure 2-9) [13].

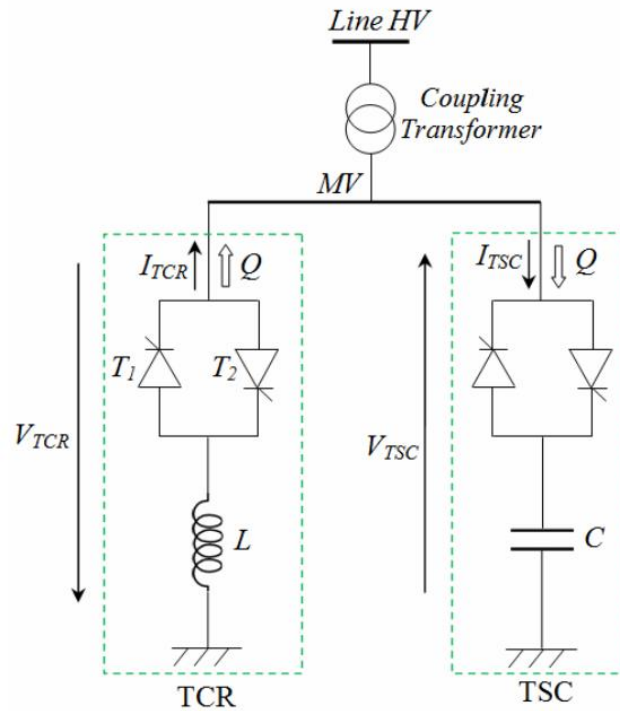


Figure 2-9: Combinaison d'un TCR avec un TSC [13]

Le contrôle du TSC est réalisé de tel sorte à retirer ou insérer l'un des condensateurs de branche (type tout ou rien). Cela a pour effet de produire une caractéristique de réglage de la puissance réactive par paliers. Par conséquent, un réglage précis de la puissance réactive nécessite de nombreux condensateurs et triacs, ce qui augmente les coûts de l'installation. Afin de régler la puissance réactive de manière continue, l'ajout d'un SVG (Static Var Generator) est nécessaire comme présenté à la Figure 2-10. Une fois de plus, cette solution rend le système complexe et augmente ses coûts [14].

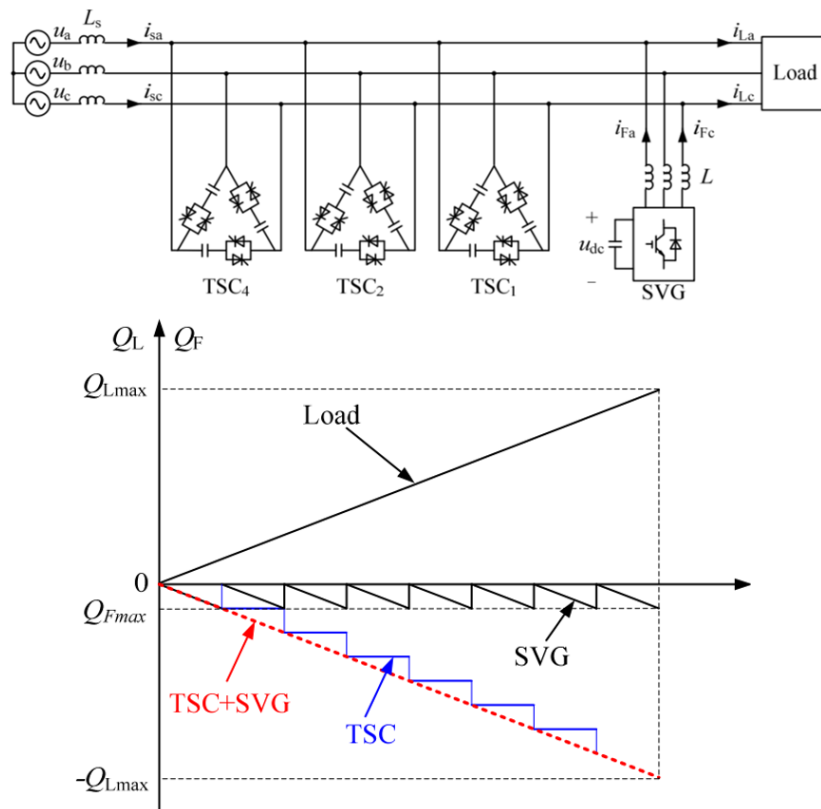


Figure 2-10: Circuit d'un TSC couplé à un SVG (haut), caractéristique de compensation de la puissance réactive [14] (bas)



2.2.3 Synthèse TCR & TSC

Finalement, la problématique du TCR et du TSC est principalement liée au coût de leur mise en œuvre et à la production d'harmoniques sur le réseau. En effet, bien que ces topologies de compensateurs aient un fonctionnement relativement simple dans leurs versions initiales, la nécessité de les combiner avec d'autres éléments pour satisfaire différents facteurs (faible THD, compensation du capacitif et de l'inductif, réglage de la puissance réactive de manière continue, etc.) a pour effet d'augmenter les coûts de l'installation. Les principales caractéristiques des compensateurs sont relevées dans le Tableau 2-1 qui a été complété à l'aide des informations présentées dans [1- 6]. Le FC-TCR est la topologie qui se montre la plus apte à remplir les conditions recherchées pour un compensateur statique, ce qui explique sa popularité dans les applications industrielles. Toutefois, il existe d'autres facteurs qui ne sont pas pris en compte dans ce rapport qui peuvent justifier l'utilisation de l'une des autres méthodes dans certaines applications spécifiques.

Topologie	Compensation de l'inductif	Compensation du capacitif	Réglage de la compensation	Production d'harmoniques	Capacité à équilibrer le réseau	Dynamique
TCR	NON	OUI	Continu	Élevée	Bonne	Élevée
FC-TCR	OUI	OUI	Continu	Faible	Bonne	Élevée
TSC	OUI	NON	Par paliers	Faible	Limitée	Élevée
TSC & SVG	OUI	NON	Continu	Faible	Limitée	Moyenne
TSC & TCR	OUI	OUI	Continu	Moyenne	Limitée	Élevée
TSC & FC-TCR	OUI	OUI	Continu	Faible	Limitée	Élevée

Tableau 2-1: Résumé des principales caractéristiques des différents compensateurs présentés aux §2.2.1 et §2.2.2

2.3 NOUVELLES TOPOLOGIES DE COMPENSATEURS

L'essor des énergies renouvelables ainsi que le challenge que leur intégration dans le réseau électrique représente a relancé l'intérêt de la modulation en haute tension. Cela a eu pour effet de faire apparaître de nombreuses topologies de convertisseurs dans la littérature dont les principales sont présentées dans le diagramme à la Figure 2-11 issue de [9, 15, 16, 17]. Étant donné leur capacité à moduler la tension et le courant du réseau, ces topologies sont toutes des candidates potentielles pour effectuer de la compensation de puissance réactive et améliorer la qualité du réseau.

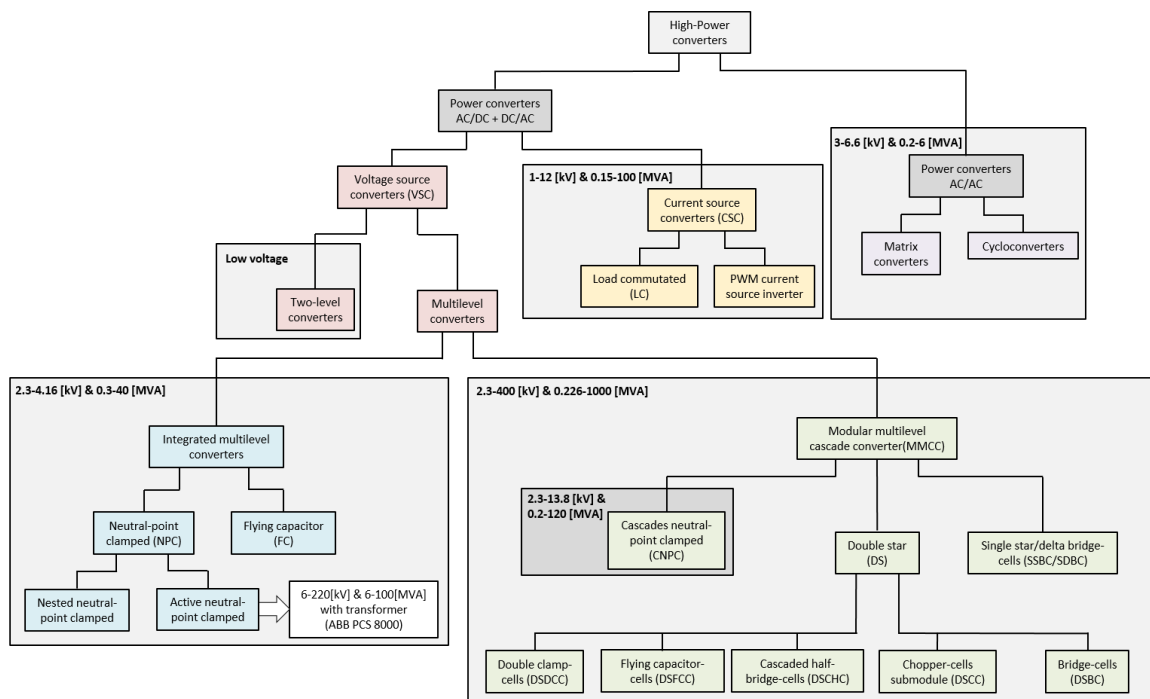


Figure 2-11: Diagramme des principaux convertisseurs haute tension existants



2.3.1 Comparaison convertisseurs AC/DC & AC/AC

Tout d'abord, il faut différencier les convertisseurs AC/DC des convertisseurs AC/AC. Les topologies AC/DC nécessitent un bus DC, ce qui a l'avantage de permettre l'intégration d'une source de tension continue sur le réseau. Les convertisseurs AC/AC ne permettent pas l'intégration d'une source de tension continue. Toutefois, ils ont l'avantage de réduire la taille et le coût du système [17].

Les convertisseurs de type AC/DC sont déclinés en de nombreuses variantes ce qui rend difficile une définition globale de leurs avantages et inconvénients. Par conséquent, une analyse plus détaillée est réalisée dans les sous-chapitres 2.3.2 à 2.3.5.

Parmi les convertisseurs AC/AC, le cyclo-convertisseur peut être écarté car comme relevé dans le Tableau 2-2, il ne répond pas aux critères du cahier des charges du projet (compensation de puissance réactive). Le convertisseur matriciel quant à lui est principalement décliné sous trois formes.

- 1) Convertisseur matriciel de type direct
- 2) Convertisseur matriciel de type indirect
- 3) Convertisseur matriciel de type modulaire

Pour ce qu'il en est du convertisseur matriciel de type direct, il présente l'avantage de se passer de condensateur comme illustré à la Figure 2-12. L'électronique de puissance est ainsi composée uniquement de commutateurs bidirectionnels [18]. Toutefois, le manque de modularité de cette variante la limite à des applications en basse tension, ce qui ne permet pas de remplir le cahier des charges de ce projet. De plus, cette topologie nécessite un nombre important de commutations qui augmente les risques liés à la commutation des composants de puissances [17].

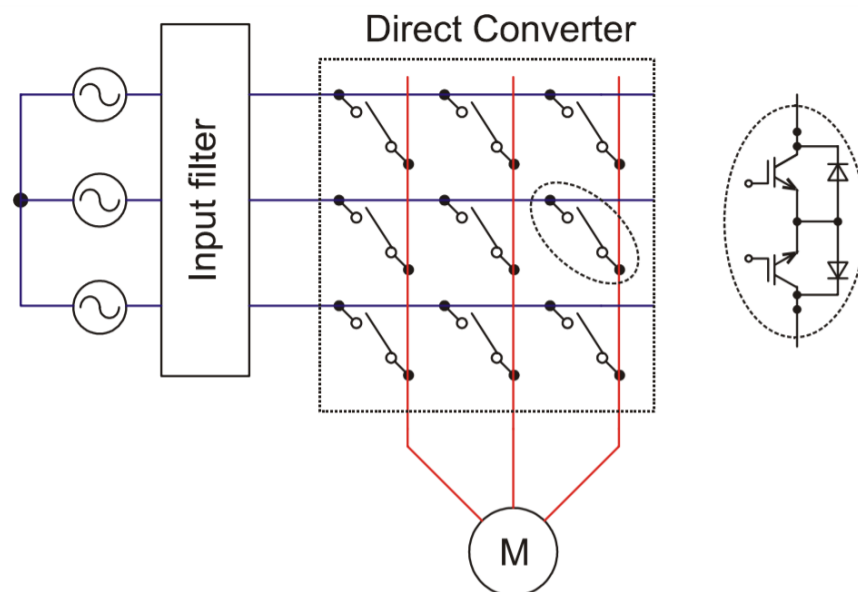


Figure 2-12: Convertisseur matriciel de type direct [19]

Le convertisseur matriciel de type indirect (Figure 2-13) présente également l'avantage de se passer de condensateurs mais permet en plus de réduire le nombre de composants de puissance ce qui réduit les problèmes de commutations et le coût de l'installation. Cependant, la problématique du manque de modularité reste présente, ce qui rend le système à nouveau limité à des applications en basse tension [17], ce qui ne permet pas de remplir le cahier des charges de ce projet.

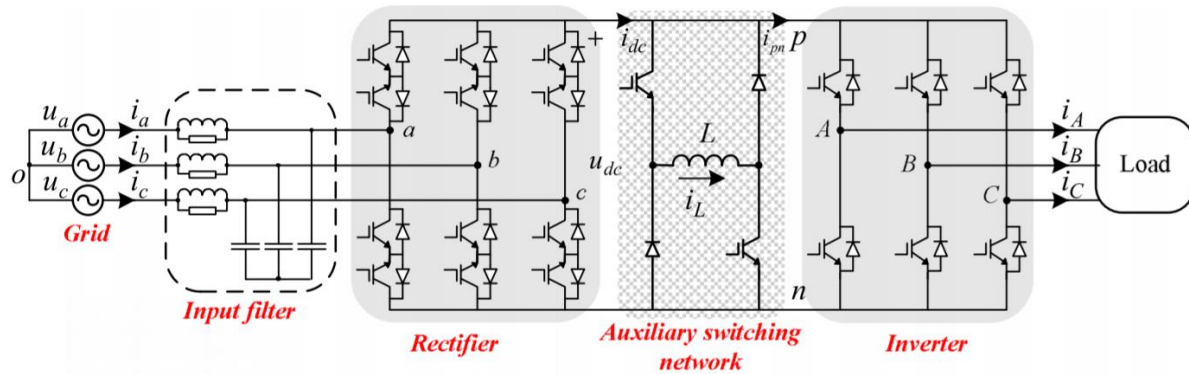


Figure 2-13: Convertisseur matriciel de type indirect [20]

Afin de travailler en moyenne et haute tension, il est nécessaire d'utiliser un convertisseur matriciel de type modulaire tel qu'illustré à la Figure 2-14. Toutefois, cette technique nécessite l'utilisation de ponts-complets, ce qui engendre une augmentation des coûts du système. Par ailleurs, le système utilise des condensateurs ce qui signifie que le principal avantage du convertisseur matriciel n'est plus présent [17]. De plus, les pertes par commutation sont importantes en raison du nombre élevé de semi-conducteurs. Bien que cette dernière problématique puisse être réglée par la technologie SiC (Silicon Carbide), le coût lié à cette nouvelle technologie rend le système peu rentable économiquement à l'heure actuelle [18].

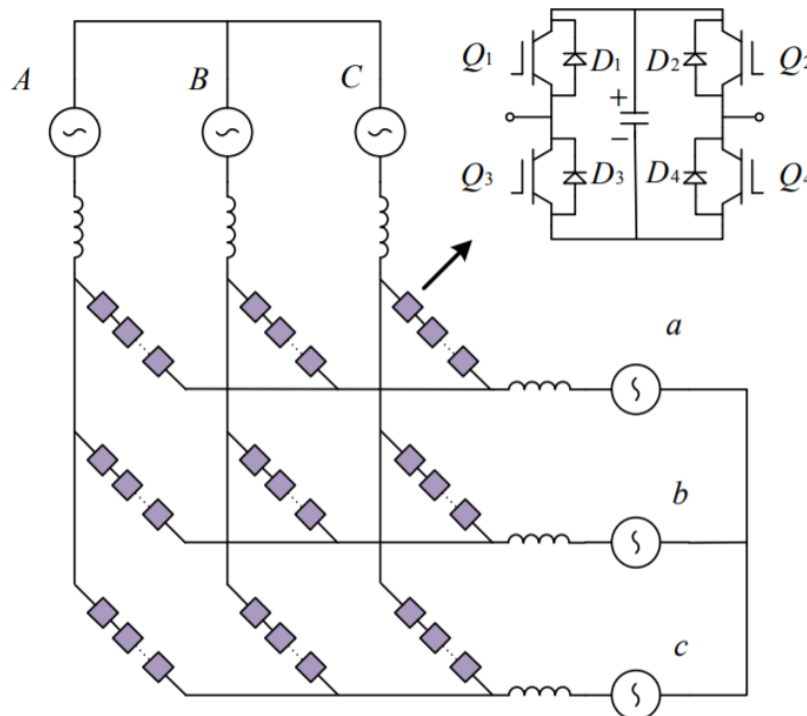


Figure 2-14: convertisseur matriciel de type modulaire [21]

En ce qui concerne l'intégration d'une source DC sur le réseau, cela est possible comme présenté à la Figure 2-15 issue des articles [22, 23]. Toutefois, la complexité du système est accrue, ce qui a un impact économique. De plus, ces topologies sont limitées à des applications basse tension.

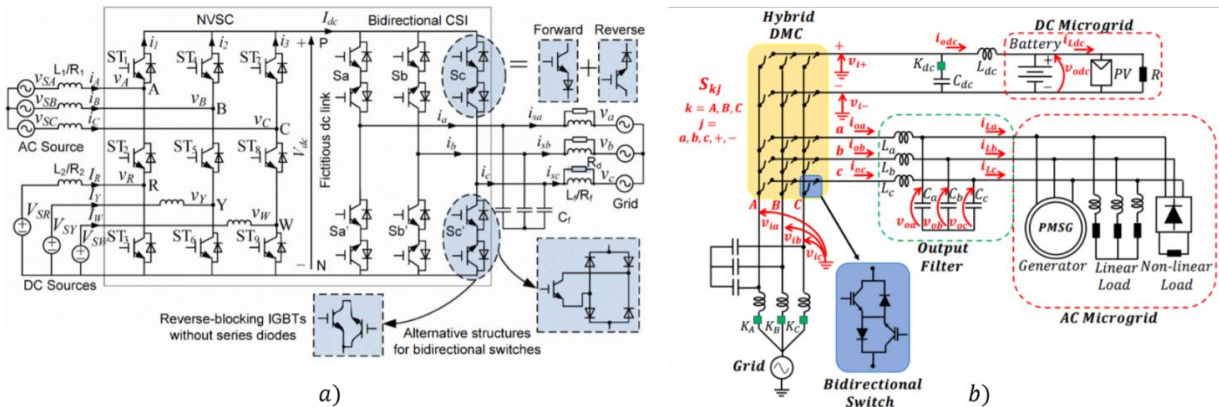


Figure 2-15: intégration d'une source DC sur le réseau
a) convertisseur matriciel indirect [23] b) convertisseur matriciel direct hybride [22]

Finalement, bien que le convertisseur matriciel semble être une technologie prometteuse, les variantes directe et indirecte n'atteignent pas les attentes de ce projet en termes de plage de tension de travail [17]. La variante modulaire quant à elle nécessiterait l'utilisation de semi-conducteurs de type SiC pour garantir de faibles pertes. Toutefois, la technologie SiC est encore trop coûteuse à l'heure actuelle pour l'utiliser à l'échelle industrielle [18, 24]. De plus, l'intégration d'une source de tension continue combinée avec un convertisseur matriciel de type modulaire semble ne pas avoir été étudiée dans la littérature. Pour ces différentes raisons, le convertisseur matriciel ne sera pas plus discuté dans ce projet.

Topologie	Type	Avantages	Inconvénients
AC/DC+DC/AC	Global [9, 17, 25]	1) Possibilité de régler le facteur de puissance 2) Possibilité d'intégrer une source DC ou une batterie sur le réseau 3) Plage de travail pouvant aller de la basse tension à 400[kV]	1) Selon la technologie les coûts peuvent être importants 2) Les autres inconvénients sont détaillés dans les sous-chapitres 2.3.2 à 2.3.5
AC/AC	Convertisseur matriciel [26, 27, 20]	1) Possibilité de régler le facteur de puissance 2) Ne nécessite pas de condensateurs dans la version directe et indirecte car elles ne sont pas munies d'un bus DC 3) Bonne longévité des composants dans la version directe et indirecte. Cela est provoqué par l'absence de condensateurs 4) Bonne dynamique de réglage 5) Léger et compact 6) Possibilité de travailler dans les quatre quadrants	1) Inadapté pour l'intégration d'une source DC (batterie) sur le réseau dans sa version classique (possibilité d'utiliser un convertisseur à matrice de type indirect [28] ou un convertisseur hybride [22] pour pallier ce problème) 2) Plage de travail limitée par la tenue des composants de commutation électroniques (possibilité d'utiliser un convertisseur matriciel multiniveaux avec des ponts complets pour pallier ce problème [21]) 3) Sensibilité liée aux commutations (la technologie SiC permet une réduction de ce problème [29, 18]) 4) Pertes par commutation élevées (la technologie SiC permet une réduction de ce problème [29, 18]) 5) Courants de fuite
	Cyclo-convertisseur [17]	1) Rendement élevé 2) Bidirectionnel	1) Incapacité de régler le facteur de puissance 2) Inadapté pour l'intégration d'une source DC ou une batterie sur le réseau 3) Faible dynamique

Tableau 2-2: Comparaison entre convertisseurs AC/DC+DC/AC et AC/AC



2.3.2 Comparaison des convertisseurs VSC & CSC

Il existe deux principales catégories de convertisseurs AC/DC+ DC/AC qui sont les VSC (Voltage Source Converter) et les CSC (Current Source Converter). Le choix entre la topologie de convertisseur à source de tension ou de courant peut être fait en s'appuyant sur les données du Tableau 2-3.

Les convertisseurs à source de courant présentent tous les deux une faible dynamique ce qui les rend à priori peu adapté pour de la compensation de réactif.

La variante de CSC de type load-commutated, est particulièrement adaptée pour un fonctionnement en tant que drive pour des machines synchrones. Toutefois, elle est inadaptée pour une compensation de la puissance réactive [17, 30] ce qui permet de la retirer de la liste des convertisseurs remplissant les critères de ce projet.

Le convertisseur à source de courant de type PWM quant à lui est capable de fonctionner en tant que STATCOM mais il présente des pertes importantes car de nombreuses inductances sont utilisées [31]. En raison de sa faible dynamique, sa faible efficacité énergétique et de sa complexité, le convertisseur à source de courant de type PWM ne sera pas plus discuté dans ce rapport.

Les convertisseurs de type VSC quant à eux sont passablement intéressants pour des applications de type STATCOM comme le relèvent [9, 17, 25].

Topologie	Type	Avantages	Inconvénients
VSC (Voltage)	Global [9, 17, 25]	1) Plage de travail pouvant aller de la basse tension jusqu'à 400[kV] 2) Grande diversité de convertisseurs	1) Selon la technologie les coûts peuvent être importants 2) Les autres inconvénients sont détaillés dans les sous-chapitres 2.3.3 à 2.3.5
CSC (Current)	Load-commutated [17, 30]	1) Peu de commutations 2) Fiable 3) Protection contre les courts-circuits	1) Faible dynamique de réglage 2) Inadapté pour la compensation de puissance réactive 3) Plage de travail limitée à environ 12[kV]
	PWM [17, 31]	1) Peu de commutations 2) Fiable 3) Protection contre les courts-circuits	1) Faible dynamique de réglage 2) Pertes par conduction élevées 3) Faible efficacité énergétique 4) Complexité de mise en œuvre 5) Plage de travail limitée à environ 6.6[kV]

Tableau 2-3: Comparaison entre convertisseurs VSC et CSC

2.3.3 Comparaison deux niveaux & multiniveaux

Le convertisseur deux niveaux est initialement prévu pour fonctionner en basse tension en raison de la tenue des semi-conducteurs. Toutefois, la mise en cascade de deux convertisseurs ou plus ainsi que la mise en place d'un transformateur tel que présenté à la Figure 2-16 permet de travailler en moyenne et haute tension [32]. Bien que cette configuration soit relativement simple, elle entraîne des pertes environ deux fois plus importantes que la variante multiniveaux. De plus, les convertisseurs multiniveaux offrent de meilleures performances en termes de stabilité du niveau de tension, d'harmoniques, de tolérance aux perturbations sur le réseau et de fréquence de travail [17, 33]. Pour cette raison, seul les convertisseurs multiniveaux sont retenus pour la suite de ce projet. La comparaison des topologies est présentée dans le Tableau 2-4.

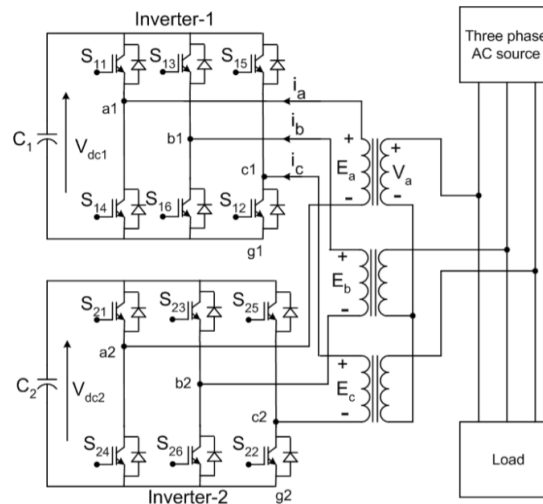


Figure 2-16: Convertisseur deux niveaux de type STATCOM avec une configuration en cascade [32]

Topologie	Type	Avantages	Inconvénients
Convertisseurs multiniveaux	Global [9, 17, 25]	1) Plage de travail pouvant aller jusqu'à 400[kV]	1) Selon la technologie les coûts peuvent être importants 2) Les autres inconvénients sont détaillés dans les sous-chapitres 2.3.4 et 2.3.5
Convertisseurs deux niveaux	Mise en cascade [17, 33]	1) Simplicité du système 2) Faible quantité de composants de puissance	1) Pertes importantes 2) Stabilisation du niveau de tension médiocre 3) Production d'harmoniques relativement importante 4) Peu robuste aux perturbations du réseau 5) Nécessite une fréquence de commutation élevée

Tableau 2-4: Comparaison entre convertisseurs deux niveaux et multiniveaux

2.3.4 Comparaison intégrés & cascades

Parmi les convertisseurs multiniveaux, il faut distinguer les topologies intégrées des variantes cascades. Les convertisseurs intégrés ne sont pas munis de sous-modules ce qui signifie que leur modularité est limitée [17].

Parmi la catégorie intégrée, se trouve le NPC (Neutral-Point Clamped) qui peut être décliné en plusieurs variantes (trois niveaux, cinq niveaux, ANPC, etc.). La version classique est la version trois niveaux qui est présentée à la Figure 2-17. La conception d'un NPC trois niveaux est basée sur la fusion de deux convertisseurs deux niveaux, ce qui permet de travailler à une tension pouvant atteindre le double de la tension d'un convertisseur deux niveau soit environ 6.6[kV] [17]. Selon l'état de commutation des semi-conducteurs, le système permet d'obtenir trois niveaux de tensions à savoir $V_{DC}/2$, 0 et $-V_{DC}/2$. Le principal inconvénient de ce système est la complexité de l'équilibrage des tensions dans les condensateurs ainsi que la mauvaise répartition des pertes dans les composants de puissance [9, 17, 25].

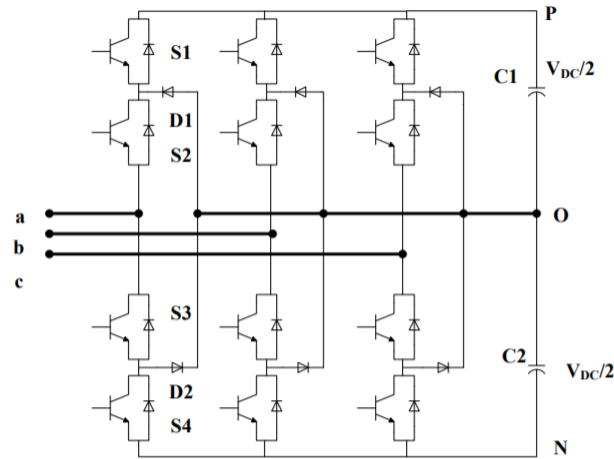


Figure 2-17: convertisseur NPC trois niveaux [34]

La version ANPC a été conçue dans le but de réduire les problèmes liés à l'équilibrage des tensions de condensateurs et pour obtenir une répartition homogène des pertes dans les différents composants [17]. Pour ce faire, les diodes qui réalisent la liaison avec le point neutre dans la version NPC sont remplacées par des commutateurs comme illustré à la Figure 2-18. Cette topologie a toutefois l'inconvénient de complexifier le contrôle global du système [35].

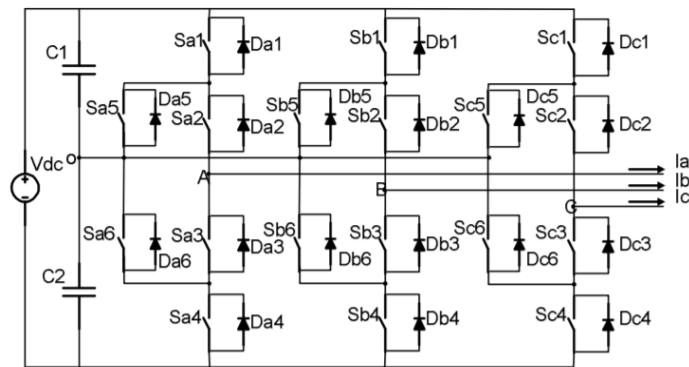


Figure 2-18: convertisseur ANPC trois niveaux [36]

La seconde catégorie de convertisseur dit intégré est le FCI (Flying Capacitor Inverter). Cette technologie reprend le principe du NPC en remplaçant les diodes par des condensateurs tel que présenté à la Figure 2-19. Une configuration cinq niveaux telle que présentée à la Figure 2-20 est également possible. Toutefois l'équilibrage des tensions devient relativement complexe. L'un des inconvénients de cette topologie est son besoin de travailler à fréquence élevée pour garantir la stabilité du niveau de tension des condensateurs, ce qui engendre des pertes par commutation importantes [9, 17].

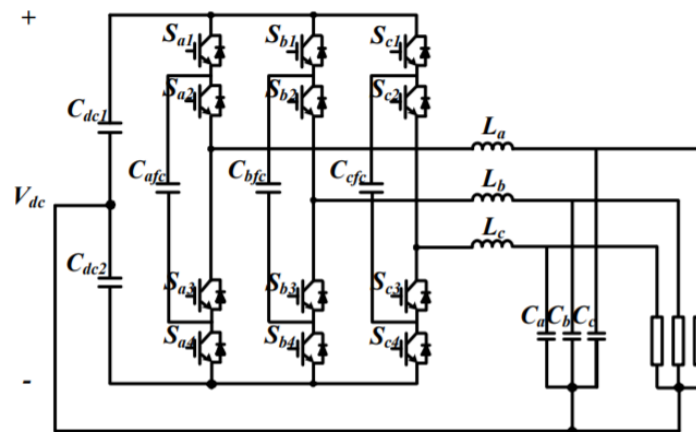


Figure 2-19: Flying capacitor inverter trois niveaux [37]

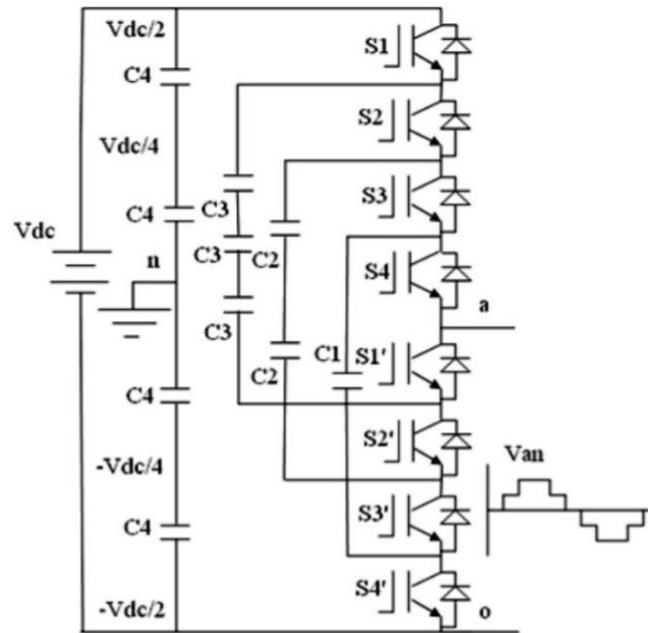


Figure 2-20: Flying capacitor cinq niveaux [38]

Le NNPC (Nested Neutral-Point Clamped) est un mélange entre le NPC et le FCI. Cette variante à l'avantage de nécessiter un nombre réduit de composants de puissance [17]. Toutefois, la problématique de la fréquence de commutation reste la même que pour la version classique du FCI [35].

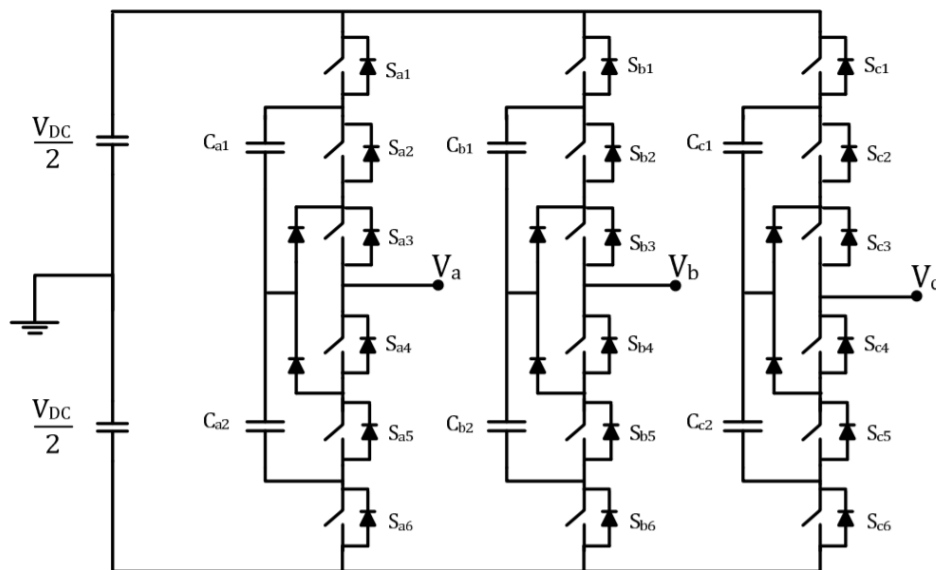


Figure 2-21: Nested NPC quatre niveaux [35]

Pour ce qui est du choix de la catégorie de convertisseur multiniveaux, la tendance penche vers un convertisseur cascadié (Tableau 2-5). En effet, cette technologie a l'avantage de pouvoir travailler dans des plages de tension nettement supérieures et de résister à un défaut du réseau sans mettre hors tension l'installation [17]. De plus, ces topologies présentent un nombre de niveaux bien plus important ce qui permet de réduire les harmoniques [25]. Pour ces raisons, les technologies intégrées peuvent être écartées pour la suite de l'analyse.



Topologie	Type	Avantages	Inconvénients
Convertisseurs multiniveaux intégrés	NPC (Neutral-Point Clamped) [9, 17, 25]	1) Nombre de condensateurs réduit par rapport à la version cascadée	1) Peu robuste aux perturbations du réseau 2) Peu de niveau de tension 3) Dans leur version classique la plage de travail est limitée à deux fois celle d'un convertisseur deux niveaux soit environ 6.6[kV] 4) Difficulté pour équilibrer le point neutre 5) Répartition des pertes de manière inégale dans les semi-conducteurs
	ANPC (Active Neutral-Point Clamped) [9, 17, 25]	1) Nombre de condensateurs réduit par rapport à la version cascadée 2) Distribution des pertes de manière uniforme dans les semi-conducteurs ce qui permet une augmentation de la puissance de sortie 3) Équilibrage du point neutre simplifié 4) Capacité de travailler avec 220[kV] dans une version hybride combinée avec un flying capacitor et l'ajout d'un transformateur	1) Peu robuste aux perturbations du réseau 2) Dans leur disposition classique la plage de travail est limitée à deux fois celle d'un convertisseur deux niveaux soit environ 6.6[kV] 3) Augmentation des coûts et de la complexité pour un fonctionnement au-dessus de 6.6[kV] en raison de la nécessité d'ajouter un transformateur ou des niveaux supplémentaires
	FCI (Flying Capacitor Inverter) [9, 17, 25]	1) Distribution des pertes de manière uniforme dans les semi-conducteurs 2) Faible taux d'harmoniques 3) Bonne stabilité du niveau de tension	1) Peu robuste aux perturbations du réseau 2) Dans leur disposition classique la plage de travail est limitée à environ 4.2[kV] 3) Nombre de condensateurs plus important que la version NPC ce qui augmente l'impact économique du système 4) L'ondulation de tension dans les capacités est importante en basse fréquence
	NNPC (Nested Neutral-Point Clamped) [17, 35]	1) Nombre de composants de puissance réduits par rapport aux autres technologies intégrées	1) Peu robuste aux perturbations du réseau 2) Complexité de mise en œuvre 3) L'ondulation de tension dans les capacités est importante en basse fréquence
Convertisseurs multiniveaux cascades	Global [9, 17, 25]	1) Plage de travail pouvant aller jusqu'à 400[kV] 2) Peuvent fonctionner à capacité réduite lors d'un défaut du réseau 3) Nombre de niveaux de tension plus élevé => THD plus faible	1) Selon la technologie les coûts peuvent être importants 2) Les autres inconvénients sont détaillés dans le sous-chapitre 2.3.5

Tableau 2-5: Comparaison entre convertisseurs multi-niveaux intégrés et cascades

2.3.5 Comparaison convertisseurs cascades

Dans le cas d'un convertisseur modulaire cascade, chaque branche est décomposée en N sous-modules dont la technologie dépend de la topologie sélectionnée. Les convertisseurs de type cascade sont déclinés en trois variantes principales.



- 1) MMCC-BC (Modular Multilevel Cascade Converter Bridge-Cell)
- 2) MMCC-DS (Modular Multilevel Cascade Converter Double Star)
- 3) CNPC (Cascaded Neutral-Point Clamped)

Le MMCC-BC est constitué de sous-modules de type pont-complet également appelé pont H. Le convertisseur peut travailler en tension bipolaire grâce à la structure de ses sous-modules. Par conséquent, le montage sur le réseau dans une application STATCOM est réalisé de manière identique à un TCR. Les branches peuvent dès lors être couplées soit en étoile MMCC-SSBC (Single-Star Bridge-Cell) soit en triangle MMCC-SDBC (Single-Delta Bridge-Cell). Le MMCC-BC était autrefois appelée CHB (Cascaded H-Bridge) dans la littérature mais cette dénomination tend à disparaître en raison du risque de confusion entre half-bridge et H-bridge [39]. Dans les premières versions, le niveau de tension de chaque sous-modules était garanti par une source de tension continue via un transformateur de type phase-shift (Figure 2-22).

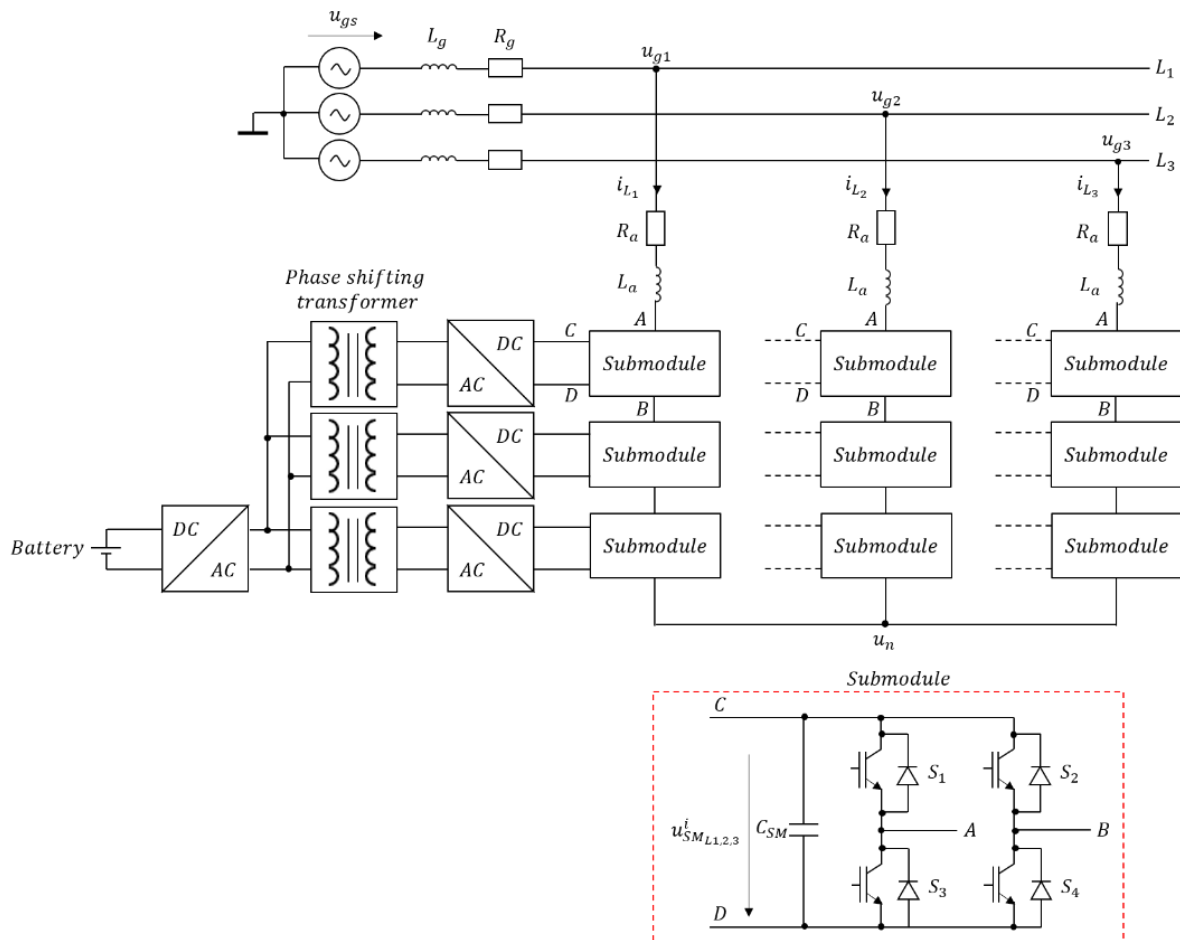


Figure 2-22: Schéma d'un MMCC-SSBC (Single-Star Bridge-Cell) avec intégration d'une batterie sur le réseau et son sous-module

Par la suite, afin de réduire les coûts de l'installation, c'est la variante transformateur-less dans laquelle les sources de tension sont remplacées par des condensateurs qui s'est principalement développée (Figure 2-23). Bien que la présence d'une source de tension externe fût généralement vue comme un obstacle pour le MMCC-BC en raison de son coût [9, 17, 25], l'intégration d'une source de tension sur le réseau devient de plus en plus intéressante avec le développement des RES, ce qui signifie que cet inconvénient peut être utilisé avantageusement pour l'intégration d'une batterie.

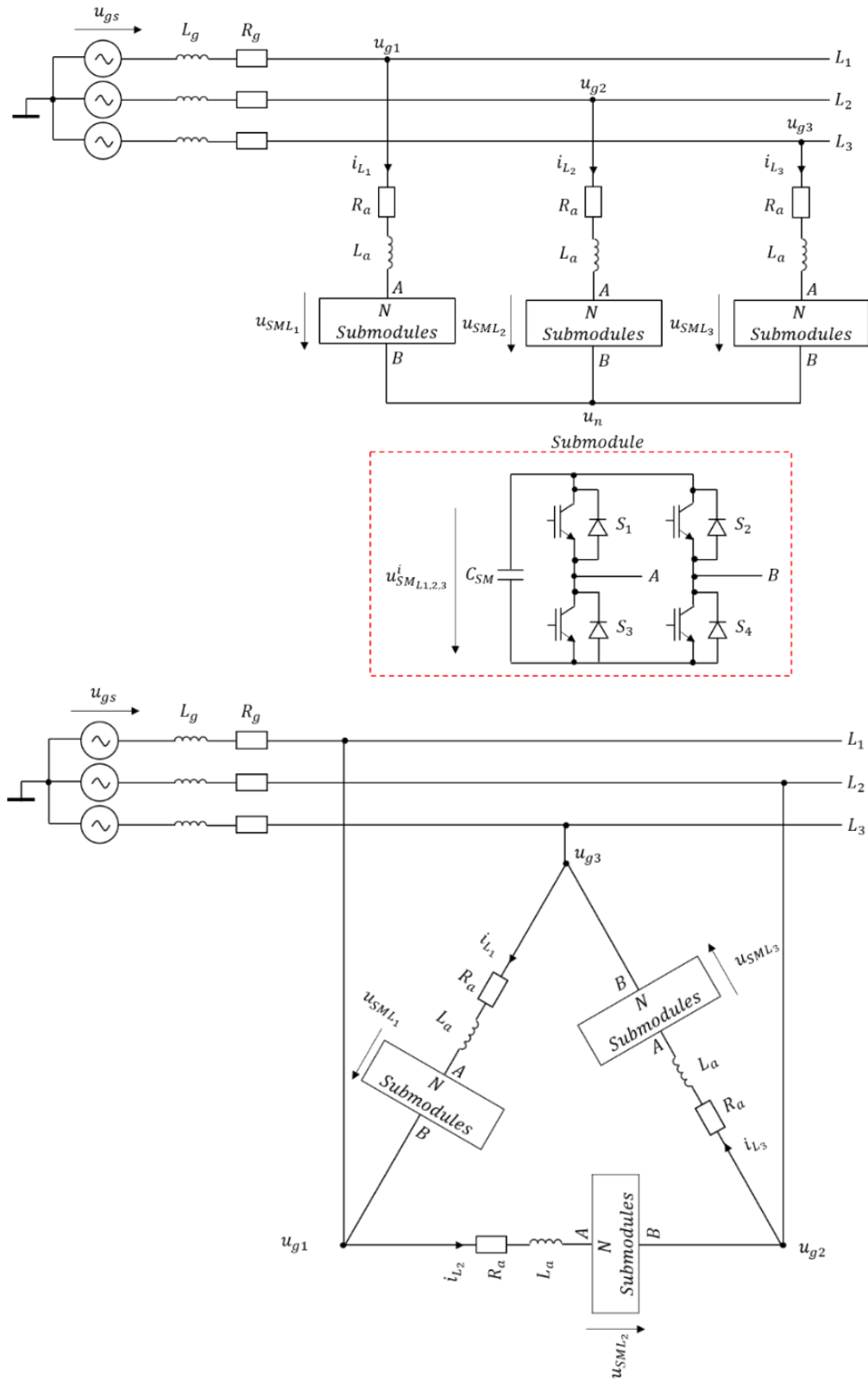


Figure 2-23: schéma d'un MMCC-SSBC (Single-Star Bridge-Cell) (haut), sous-module de type pont-complet (milieu), MMCC-SDBC (Single-Delta Bridge-Cell) (bas)

Le MMCC-DS est muni de sous-modules de type unidirectionnel. Il est donc indispensable de réaliser deux bras (upper et lower arm) sur chaque phase afin d'obtenir un système bidirectionnel. La Figure 2-24 représente cela avec un MMCC-DSCC (Double Star Chopper-Cell). Chopper Cell est utilisé pour parler d'un demi-pont. Une quatrième branche pour le réglage du neutre peut également être ajoutée. Cette configuration a l'avantage d'offrir une plus grande flexibilité pour travailler sur un réseau déséquilibré par rapport au MMCC-BC selon [40].

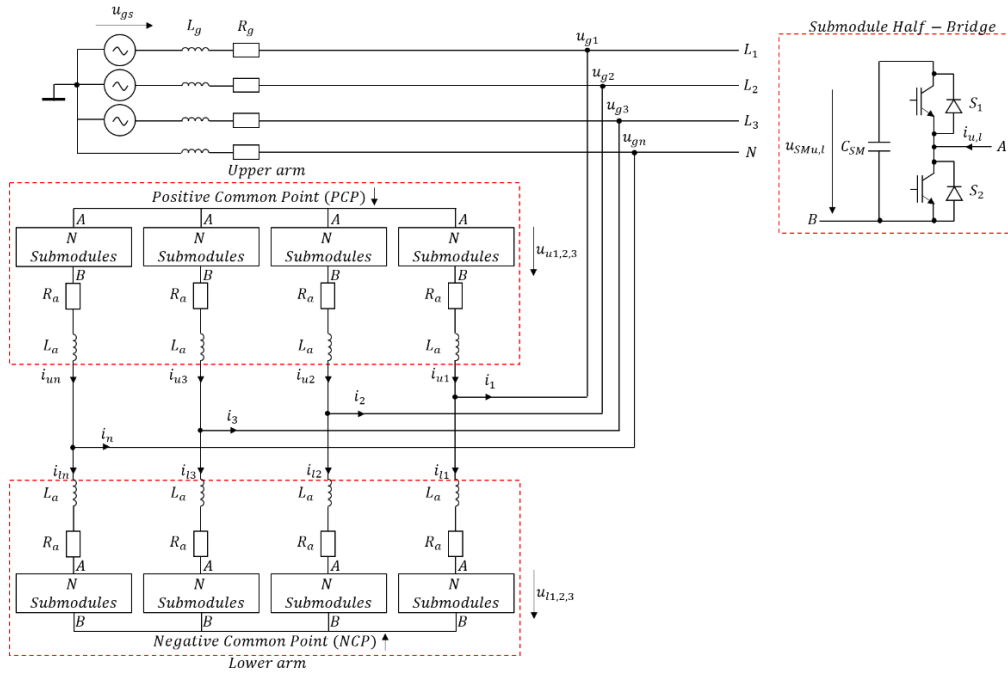


Figure 2-24 : Schéma d'un MMCC-DSCC (Double-Star Chopper-Cell) avec un sous-module HB et control du neutre

En ce qui concerne l'intégration d'une source DC sur le réseau via un MMCC-DSCC, cela est possible comme le démontre la Figure 2-25. De plus, une intégration de source de tension continue sur un réseau déséquilibré a été analysé par [41] et son application pour des réseaux haute tension est mentionnée.

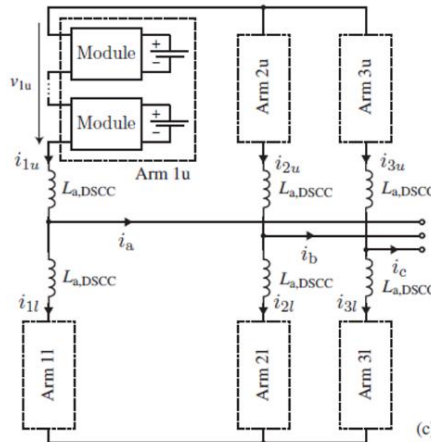


Figure 2-25: Schéma d'un MMCC-DSCC (Double-Star Chopper-Cell) avec intégration d'une source DC [42]

La technologie MMCC peut également se composer d'autres sous-modules que des demi-ponts ou ponts-complets. Une variante est le sous-module de type *Double-Clamp* qui présente deux inconvénients majeurs qui sont des pertes élevées et une réalisation complexe [17]. Une autre topologie est le *Flying capacitor* qui nécessite trois condensateurs avec des tensions nominales différentes ce qui augmente la difficulté de contrôle et de design du sous-module [17]. En raison de leurs désavantages, ces variantes ne seront pas étudiées dans le cadre de ce projet.

La topologie CNPC (Cascaded Neutral-Point Clamped) reprend le principe du MMCC et du NPC afin de créer une version de convertisseur multiniveaux hybride. Cette topologie permet de réduire le nombre de source de tension DC par deux par rapport au MMCC-BC, tout en gardant un même nombre de niveaux de tension. Toutefois, le nombre de sous-module est limité à un seul tel que présenté à la Figure 2-26, ce qui signifie que sa modularité est faible et que la plage de travail est limitée à environ 7.2[kV] [17]. En raison de sa limitation, cette topologie reste peu modulaire ce qui signifie qu'elle se prête bien pour des applications ciblées. Toutefois, ce projet traite d'une application plus générale du STATCOM raison pour laquelle le CNPC ne sera pas plus discuté dans ce rapport.

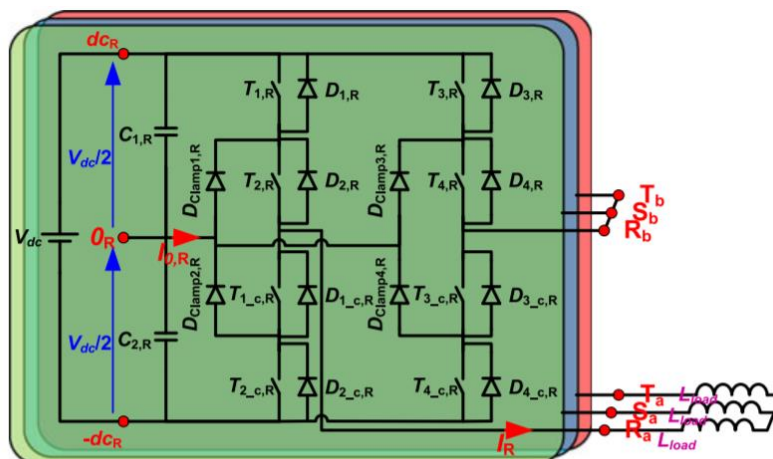


Figure 2-26: Schéma d'un CNPC [43]

Les topologies qui sont présentées ci-dessus, sont comparées dans le Tableau 2-6. Les deux topologies retenues dans le cadre de ce projet sont le MMCC-BC et le MMCC-DS, en raison de leur modularité et de leur capacité à travailler avec ou sans intégration d'une source de tension continue.

Topologie	Type	Avantages	Inconvénients
MMCC-BC	Transformer-less (SSBC/SDBC) [9, 17]	1) Topologie meilleur marché que la version phase shifting transformer 2) Plage de travail pouvant atteindre des niveaux de tension élevé grâce à la modularité du système 3) Fiabilité 4) Bonne robustesse aux perturbations réseau	1) Intégration d'une source DC impossible 2) Moins bonne qualité des grandeurs côté réseau que la version phase shifting transformer en raison d'un équilibrage des tensions de sous-modules moins efficace
	Phase shifting transformer [9, 17]	1) Possibilité d'intégrer une source DC sur le réseau 2) Meilleure qualité des grandeurs côté réseau que la version transformer-less en raison d'un meilleur équilibrage des tensions de sous-modules 3) Plage de travail pouvant atteindre des niveaux de tension élevé grâce à la modularité du système 4) Fiabilité 5) Faible coût des semi-conducteurs 6) Bonne robustesse aux perturbations réseau	1) Chaque module de puissance nécessite sa propre source de tension DC isolée 2) Complexité, prix et taille plus importants que pour la version transformer-less dû à l'ajout d'un transformateur de type phase shifting pour réaliser les sources de tension isolées
MMCC-DS [17, 9]	Transformer-less (DSCC) [9, 17]	1) Topologie bien adaptée pour travailler avec un réseau déséquilibré 2) Simplicité des sous-modules 3) Plage de travail pouvant atteindre des niveaux de tension élevé grâce à la modularité du système 4) Fiabilité 5) Bonne robustesse aux perturbations réseau	1) Intégration d'une source DC impossible 2) Nécessite un nombre important de sous-modules du fait du comportement unidirectionnel des sous-modules



	DC-integration [9, 17]	1) Topologie bien adaptée pour travailler avec un réseau déséquilibré 2) Possibilité d'intégrer une source DC sur le réseau 3) Plage de travail pouvant atteindre des niveaux de tension élevé grâce à la modularité du système 4) Fiabilité 5) Bonne robustesse aux perturbations réseau	1) Chaque module de puissance nécessite sa propre source de tension DC isolée 2) Complexité, prix et taille plus importants que pour la version transformateur-less dû à l'ajout de transformateur pour réaliser les sources de tension isolées 3) Technique de contrôle relativement complexe
CNPC [17]	Global	1) Augmentation du nombre de niveaux de tension par rapport au MMCC-BC pour une même quantité de source DC 2) Possibilité d'intégrer une source DC sur le réseau 3) Fiabilité 6) Bonne robustesse aux perturbations réseau	1) Plage de travail limitée à 7.2[kV] en raison de la complexité de commande du système 2) Chaque module de puissance nécessite sa propre source de tension DC isolée 4) Complexité, prix et taille dû à l'ajout d'un transformateur de type phase shifting pour réaliser les sources de tension isolées

Tableau 2-6: Comparaison des convertisseurs modulaires multi-niveaux

2.4 CHOIX DES TOPOLOGIES DE STATCOM

À la suite des comparaisons des différentes technologies de convertisseurs existantes, les topologies retenues pour une application STATCOM sont les MMCC. Ces topologies ont le principal avantage de pouvoir travailler dans une large plage de tension en raison de leur modularité. De plus, le nombre de niveaux de tension peut être sélectionné en fonction la qualité de THD désirée, elles présentent une bonne robustesse aux perturbations du réseau et sont capables d'agir sur le déséquilibre du réseau. Dans une optique d'intégration de source DC (par exemple batterie), ces variantes semblent également prometteuses. Le diagramme décisionnel est représenté à la Figure 2-27.

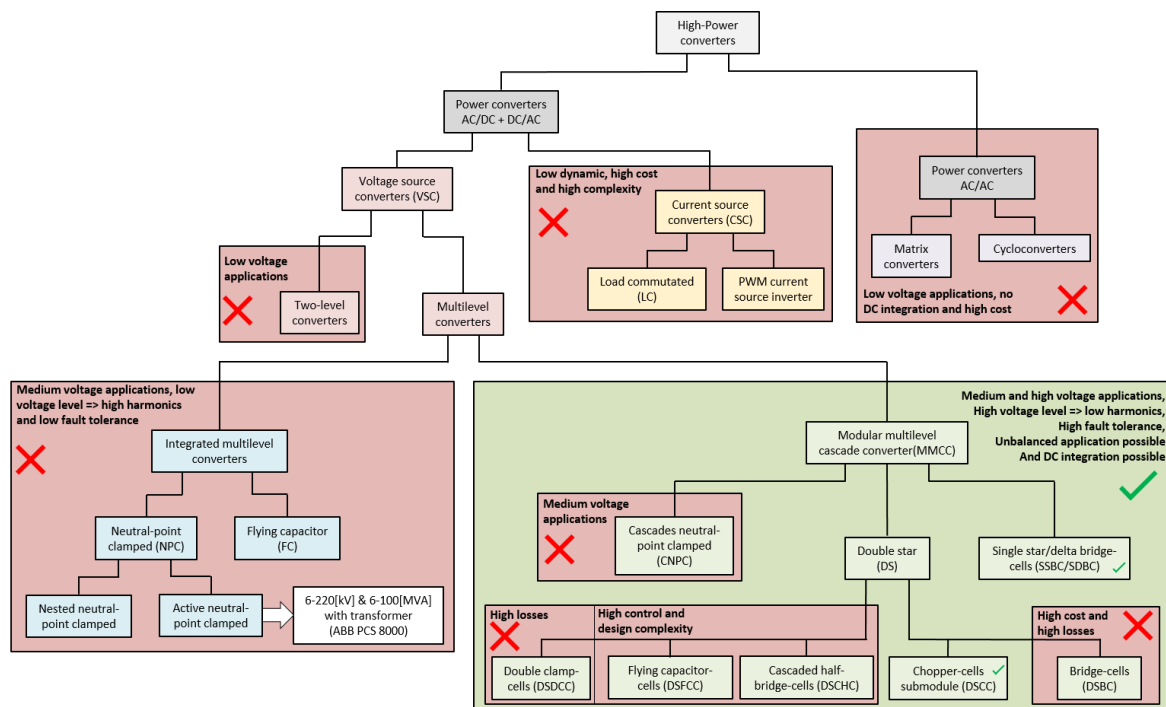


Figure 2-27: Diagramme décisionnel



2.5 ANALYSE APPROFONDIE DES TOPOLOGIES RETENUES

Les deux topologies retenues qui sont le MMCC-BC et le MMCC-DS peuvent être déclinées en plusieurs variantes (étoile, triangle, contrôle du neutre, etc.). De plus, la technologie permettant d'intégrer une batterie sur le réseau BESS (Battery Energy Storage System) n'est pas la même que celle pour un fonctionnement en STATCOM. Afin de sélectionner les variantes qui méritent un approfondissement par simulation, il est nécessaire de réaliser une comparaison entre les topologies retenues et leurs variantes. Pour ce faire, il faut porter une attention toute particulière aux points suivants :

- 1) Impact économique
- 2) Qualité des grandeurs injectés sur le réseau (THD, stabilisation du niveau de tension, etc.)
- 3) Capacité à agir sur un réseau déséquilibré
- 4) Capacité à intégrer une source de tension continue sur le réseau.

2.5.1 Comparaison pour une application STATCOM

Lors d'un fonctionnement en tant que STATCOM, les topologies sont étudiées sans intégration d'une source DC sur le réseau. La variante DSCC semble moins adaptée pour une application STATCOM que les variantes SSBC et SDBC selon [25, 39, 44, 45, 46]. Toutefois, lors d'un travail sur réseau déséquilibré, le DSCC semble offrir une plus grande flexibilité de réglage (Tableau 2-7).

Dans le cas d'un MMCC-BC, le montage peut se faire soit en étoile soit en triangle. Bien que la version étoile semble meilleure marché que la version triangle, la version étoile semble moins efficace lors d'un déséquilibre en raison de l'absence de courant circulant entre les différentes branches [39].

Si la question de l'équilibrage des tensions de condensateur lors d'un déséquilibre réseau est passablement étudiée dans la littérature [47, 48], la capacité du STATCOM à agir sur le déséquilibre est encore moins discutée [49, 50]. Pour cette raison, une analyse basée sur des simulations avec un réseau déséquilibré permettrait une meilleure compréhension des possibilités offertes par chacune des trois variantes.

Topologie	Avantages	Inconvénients	Utilisation
SSBC [25, 39, 44, 45, 46]	1) Nombre de sous-modules le moins élevé des trois variantes => Variante la meilleure marché [39] 2) Adapté pour un réglage de la composante directe 3) Solution la plus pratique en termes de technique et de taille de marché [39]	1) Pas de courant circulant interne ce qui peut poser des problèmes lors d'un échange de puissance nulle	1) Réglage de la tension réseau 2) Réglage d'échange de puissance réactive
SDBC [25, 39, 44, 45]	1) Présence d'un courant circulant interne qui facilite le fonctionnement lors d'un échange de puissance nulle 2) Courant de branche $\sqrt{3}$ fois moins élevé que pour le SSBC	1) Nombre sous-modules $\sqrt{3}$ fois plus élevé que pour le SSBC 2) Nécessité de surdimensionner les sous-modules en raison du courant circulant (cela est particulièrement le cas avec un système déséquilibré)	1) Atténuation de l'effet de papillotement (flicker) 2) Réglage d'échange de puissance réactive
DSCC [42, 51]	1) Présence d'un courant circulant interne qui facilite le fonctionnement lors d'un échange de puissance nulle 2) A le plus de possibilités de contrôle dans le cas d'un réseau déséquilibré	1) Nombre sous-modules quatre fois plus élevé que pour le SSBC 2) Plus encombrant, plus cher => densité de puissance plus faible	1) Réglage de la tension réseau 2) Atténuation de l'effet de papillotement (flicker) 3) Réglage d'échange de puissance réactive

Tableau 2-7: Comparaison entre étoile et triangle



2.5.2 Intégration d'une batterie (BESS)

Les trois topologies retenues sont capables de fonctionner avec l'intégration d'une batterie sur le réseau. Il est alors possible de recourir à diverses techniques pour intégrer la batterie aux sous-modules. L'une des variantes consiste à utiliser une seule batterie et à alimenter les sous-modules via un transformateur de type phase shifting qui permet de réaliser une séparation galvanique (§2.3.5). Une autre méthode consiste à réaliser l'alimentation des sous-modules via plusieurs batteries indépendantes (Figure 2-28). Chaque module est alors alimenté par sa propre batterie ce qui permet de se passer de séparation galvanique et ainsi de réduire les pertes. Dans ce cas, c'est la variante MMCC-BC qui s'impose comme la technologie la moins coûteuse [42].

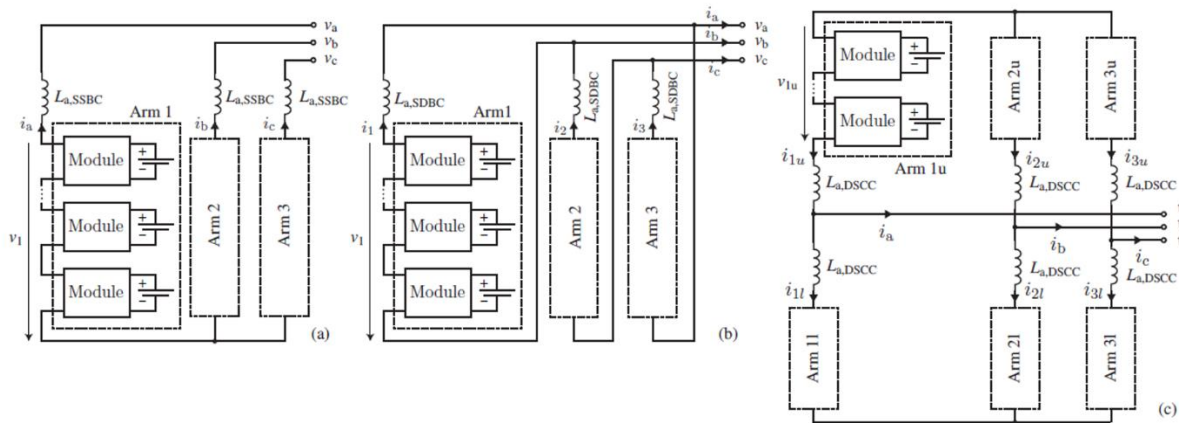


Figure 2-28: Intégration d'une batterie sur le réseau pour un SSBC (gauche), SDBC (milieu) et DSCC (droite) [42]

Dans le cas de l'intégration de plusieurs batteries, les sous-modules deviennent entièrement modulaire ce qui est un avantage conséquent pour la conception et la maintenance du système. Toutefois, le fait de se passer de séparation galvanique provoque une usure accélérée de la batterie en raison de l'ondulation de courant qui la traverse. Pour cette raison, il existe différents moyens pour réaliser l'interface entre la batterie et le sous-module de manière à prolonger la longévité de la batterie l'un d'entre eux est le passage par un convertisseur de type Buck-Boost [52] comme illustré à la Figure 2-29.

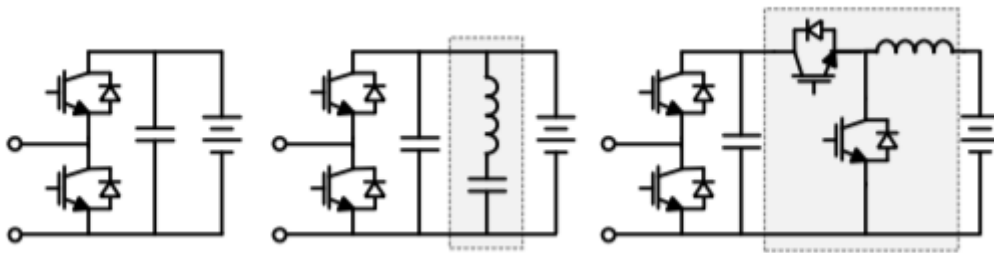


Figure 2-29: Réalisation de sous-modules half-bridge avec batterie individuelle intégration directe (gauche), interface passif (milieu) et interface avec convertisseur de type Buck-Boost (droite) [52]

3 ETAT DU RÉSEAU LORS D'UN DÉFAUT

Le rapport [2] présente les études théoriques détaillées ainsi que les simulations effectuées sur les topologies STATCOM sélectionnées dans le chapitre 2 ci-dessus. Dans le document [2], l'analyse détaillée des topologies se base notamment sur leur comportement lors de défauts dans le réseau MT des SIL utilisé comme cas d'étude pour ce projet.

Ce chapitre 3 vise donc, en se basant sur ce cas d'étude, à définir l'évolution des tensions de phase au PCC, c'est-à-dire au point d'insertion du STATCOM dans le réseau MT étudié, lors des différents défauts (court-circuit avec une phase à la terre ou encore 2 phases à la terre) à certaines sous-stations MT/BT judicieusement choisies. Pour ce faire, les résultats de simulation des WP2 et WP3 [1] ont été utilisés.

3.1 EXPLOITATION DES RÉSULTATS DES WP2 ET WP3 [1]

3.1.1 Meilleur emplacement pour le STATCOM dans le réseau MT des SIL

Lors du travail réalisé pour les WP2 et WP3 [1] du projet COSTAM, l'équipe de l'HEIA-FR a simulé une partie du réseau MT des SIL, dont le schéma est rappelé à la Figure 3-1. Sur ce schéma, chaque cercle rose est une sous-station MT/BT dénommée par son nom tandis que le cercle rose noté B est la station HT/MT (50/11.5 [kV]) qui alimente cette partie du réseau.

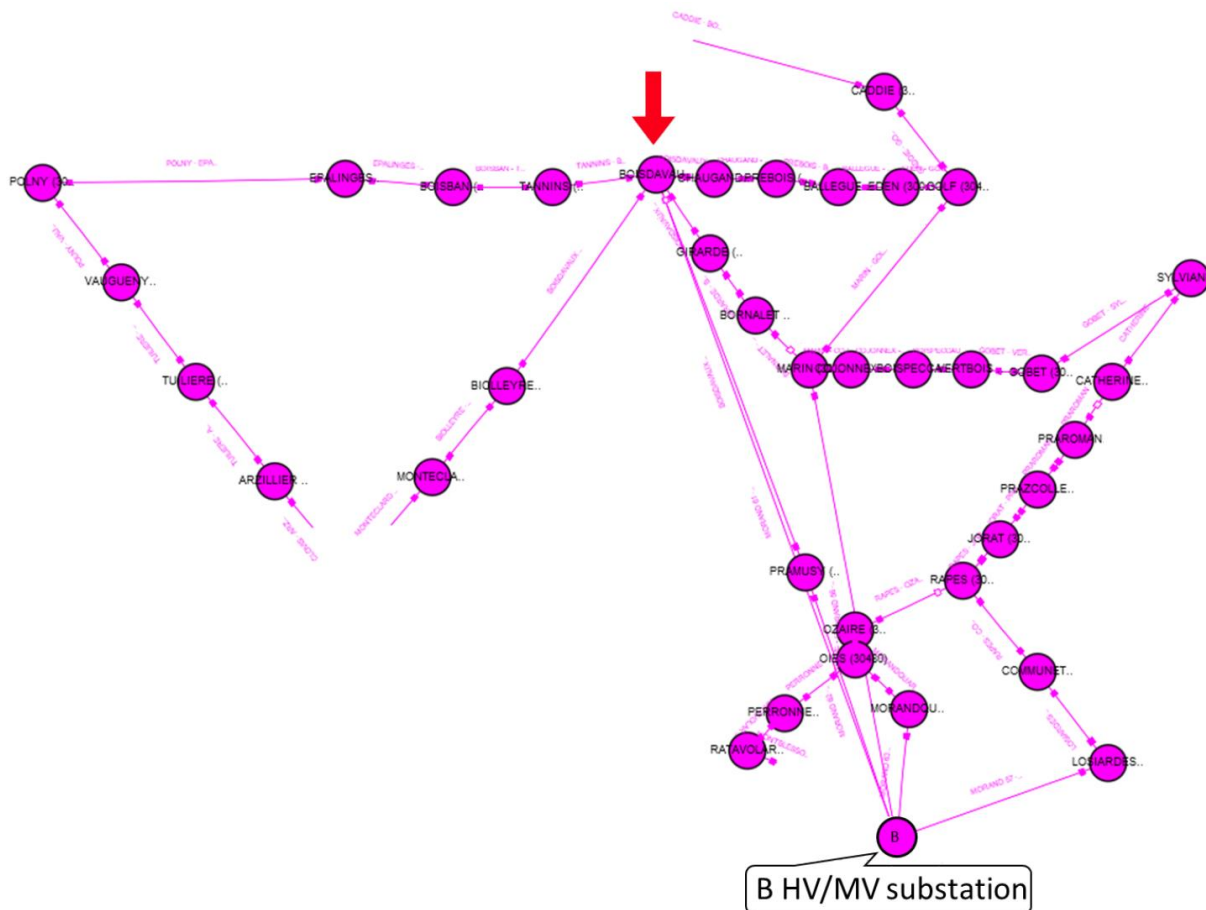


Figure 3-1 : Schéma du réseau MT des SIL étudié, tiré de [1]

Un des objectifs du WP3 était de définir la meilleure sous-station pour introduire le STATCOM dans le réseau de la Figure 3-1. Pour ce faire, l'équipe de l'HEIA-FR a défini un indice de performance basé sur différents critères ainsi que différentes stratégies de contrôle du STATCOM. En utilisant le logiciel PowerFactory, l'équipe a successivement effectué plusieurs simulations en ajoutant le STATCOM à chaque sous-station MT/BT et en testant toutes les stratégies de contrôle à chaque fois. A noter que le STATCOM échange un courant triphasé équilibré avec le réseau. Grâce au travail réalisé, l'HEIA-FR a pu déterminer les emplacements d'insertion les plus adaptés pour améliorer le fonctionnement global du réseau MT. Parmi les meilleurs emplacements, la sous-station qui se démarque le plus est celle de Boisdavaux, indiquée par une flèche rouge sur la Figure 3-1. Plus d'informations sur l'explication du choix de cette sous-station sont disponibles dans le livrable [1].

Pour la suite de nos études, nous considérons donc la sous-station MT/BT de Boisdavaux comme emplacement d'insertion du STATCOM dans le réseau MT du cas d'étude.

3.1.2 Explication des simulations de défauts effectuées

En sachant maintenant où se situe le STATCOM dans le réseau MT, nous souhaitons connaître les évolutions de tension possibles à ce PCC lors de défauts pouvant se produire au sein du réseau MT.



En fonctionnement normal, le réseau MT des SIL est bien équilibré. Il ne présente pas de déséquilibre notable pouvant être utilisé pour évaluer le fonctionnement des topologies de STATCOM sélectionnées.

Cependant, il est possible que certains défauts temporaires se produisent ponctuellement, pouvant durer d'une centaine de millisecondes jusqu'à environ 1 à plusieurs secondes. Les défauts principaux qui pourraient se produire sont notamment les courts-circuits d'une phase à la terre ou bien de 2 phases vers la terre. Ils génèrent un fort déséquilibre du réseau triphasé. Durant ces défauts, le STATCOM ne peut pas garantir le maintien de l'équilibre du réseau. Cependant, il est important de savoir comment les topologies de STATCOM sélectionnées réagissent lors de ces déséquilibres.

Pour analyser ces cas de défaut, l'équipe de l'HEIA-FR a utilisé le modèle du réseau MT des SIL sans STATCOM pour simuler les courts-circuits d'une phase à la terre ou bien de 2 phases vers la terre. Les emplacements des courts-circuits ont été choisis à 2 endroits distincts qui correspondent aux pires cas du point de vue du PCC de Boisdavaux (celui où sera connecté ensuite le STATCOM). Le premier cas est celui d'un court-circuit directement au PCC de Boisdavaux. Ce cas est étudié au chapitre 3.2. Le second concerne un court-circuit en aval de Boisdavaux, à la sous-station Polny. Ce cas est étudié au chapitre 3.3.

Pour chaque cas, les tensions de phase au PCC de Boisdavaux sont analysées, traitées et ensuite utilisées comme tensions de réseau lors des simulations détaillées des topologies sélectionnées (présentées dans le document [2]).

3.2 ANALYSE DES COURTS-CIRCUITS DIRECTEMENT AU PCC

3.2.1 Court-circuit 1 phase à la terre au PCC

Un court-circuit de la phase A à la terre au PCC à Boisdavaux est réalisé à $t = 0.0134$ [s]. Après traitement des résultats sous Matlab, nous obtenons alors les tensions de phases de la Figure 3-2.

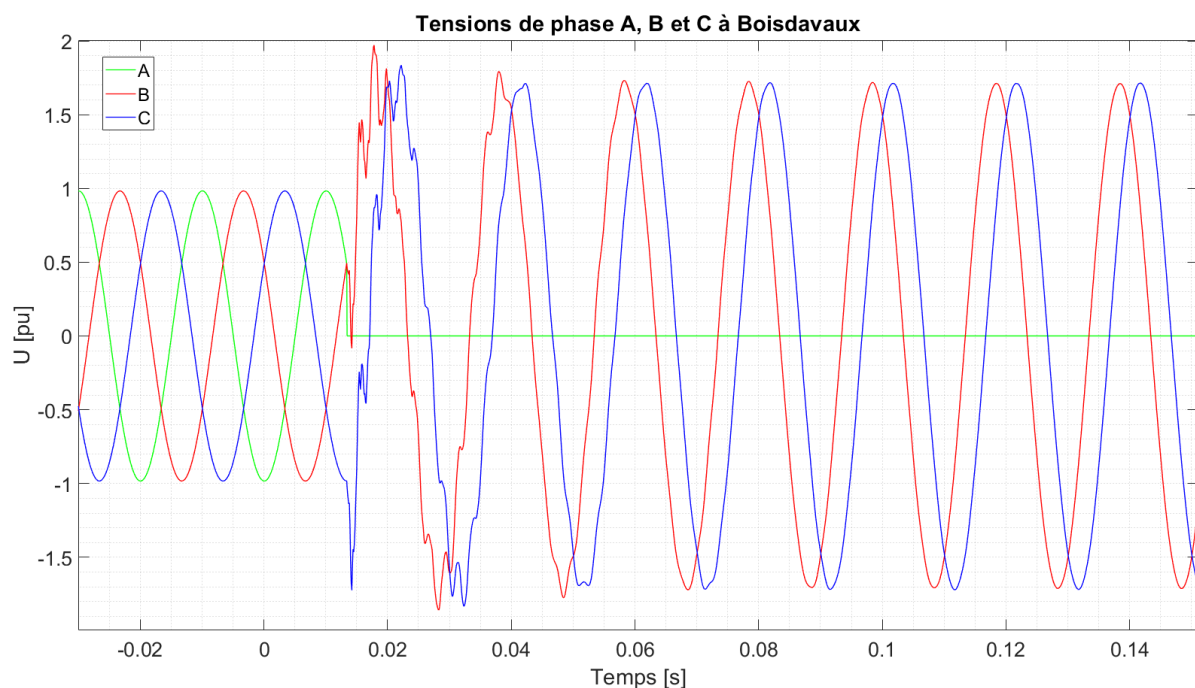


Figure 3-2 : Tensions de phase A, B et C avec court-circuit phase A à la terre au PCC de Boisdavaux

Les valeurs de la Figure 3-2 sont données en [pu] pour faciliter le passage des valeurs vers la BT. Cela est obligatoire car les prototypes sont dimensionnés pour un réseau BT pour des raisons de coût, de stockage et de faisabilité des tests. En effet, le laboratoire Relne disponible à la HEIG-VD utilise la BT.

La valeur de base pour le calcul en [pu] est $U_{base} = \frac{11.5 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 9.390$ [kV]. La tension 11.5 [kV] choisie correspond à la valeur efficace des tensions de ligne du secondaire du transformateur HT/MT alimentant le réseau. Ainsi, les données de simulation de l'équipe de la HEIA-FR étant récupérées en [kV], les



tensions U affichés à la Figure 3-2 en [pu] sont le résultat de la conversion des valeurs de simulation $U_{simulation}$ via l'expression (3.1).

$$U = \frac{U_{simulation}}{U_{base}} \quad (3.1)$$

On voit au début de la Figure 3-2 que le réseau est équilibré avec les 3 tensions de phases déphasées de 120 [°] les unes des autres avec la même amplitude crête égale à 0.983 [pu] et une fréquence de 50 [Hz].

A partir, de $t = 0.0134$ [s], la tension de la phase A tombe à 0 [V]. Après un transitoire d'environ 2 périodes, les amplitudes des tensions de phase B et C atteignent une valeur de régime permanent de respectivement 1.710 [pu] et 1.714 [pu]. La phase C est en retard de 3.3 [ms] sur la phase B. La fréquence des phases B et C est toujours de 50 [Hz].

Pendant le régime permanent du défaut, le réseau déséquilibré peut être représenté par 7 phaseurs de tension appelés composantes symétriques. Plus précisément, ce sont 2 groupes de 3 phaseurs triphasés et un autre phaseur indépendant. Le premier groupe contient les séquences positives de tension du réseau en défaut. Ces 3 phaseurs de tension ont la même amplitude, la même fréquence (toujours de 50 [Hz]) et sont déphasés entre eux de 120[°]. De même, le second groupe contient les séquences négatives de tension du réseau en défaut. Ces 3 phaseurs de tension ont la même amplitude, la même fréquence (toujours de 50 [Hz]) et sont déphasés entre eux de 120[°] aussi mais de manière symétrique par rapport aux séquences positives. Le phaseur indépendant et appelé séquence homopolaire et comporte la même fréquence que les autres. Chaque groupe comporte sa propre phase à l'origine. Pour une explication plus approfondie, voir la référence [53].

Respectivement, les séquences positives, négatives et homopolaire sont obtenues via les expressions (3.2), (3.3) et (3.4) tirées de [54].

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A+}} \\ \overrightarrow{V_{B+}} \\ \overrightarrow{V_{C+}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overrightarrow{V_A} \\ \overrightarrow{V_B} \\ \overrightarrow{V_C} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A-}} \\ \overrightarrow{V_{B-}} \\ \overrightarrow{V_{C-}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overrightarrow{V_A} \\ \overrightarrow{V_B} \\ \overrightarrow{V_C} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\overrightarrow{V_0} = \frac{1}{3} \overrightarrow{V_A} + \overrightarrow{V_B} + \overrightarrow{V_C} \quad (3.4)$$

Où :

$\overrightarrow{V_A}$ est le phaseur de la phase A du réseau en [pu]

$\overrightarrow{V_B}$ est le phaseur de la phase B du réseau en [pu]

$\overrightarrow{V_C}$ est le phaseur de la phase C du réseau en [pu]

$\overrightarrow{V_{A+}}$ est le phaseur de la séquence positive de la phase A en [pu]

$\overrightarrow{V_{B+}}$ est le phaseur de la séquence positive de la phase B en [pu]

$\overrightarrow{V_{C+}}$ est le phaseur de la séquence positive de la phase C en [pu]

$\overrightarrow{V_{A-}}$ est le phaseur de la séquence négative de la phase A en [pu]

$\overrightarrow{V_{B-}}$ est le phaseur de la séquence négative de la phase B en [pu]

$\overrightarrow{V_{C-}}$ est le phaseur de la séquence négative de la phase C en [pu]

$\overrightarrow{V_0}$ est le phaseur de la séquence homopolaire en [pu]



De plus, a et a^2 sont aussi des phaseurs définis par les expressions (3.5) et (3.6).

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (3.5)$$

$$a^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} \quad (3.6)$$

Définissons à présent les phaseurs triphasés pendant le défaut de la Figure 3-2 en régime permanent. Par soucis de simplification, la phase à l'origine de la phase A et de la phase B sont choisies égales à 0 [°]. Les expressions sont proposées en (3.7), (3.8) et (3.9).

$$\overrightarrow{V_A} = \vec{0} \quad (3.7)$$

$$\overrightarrow{V_B} = 1.710 \cdot e^{j2\pi ft} = 1.710 \cdot e^{j100\pi t} \quad (3.8)$$

$$\overrightarrow{V_C} = 1.714 \cdot e^{j100\pi t - \varphi_{C-B}} = 1.714 \cdot e^{j100\pi t - 1.037} \quad (3.9)$$

Où :

f est la fréquence du réseau = 50 [Hz]

φ_{C-B} est le déphasage entre C et B en [rad] (déphasage négatif indiquant que C est en retard sur B)

Il est maintenant possible de calculer les composantes symétriques des tensions de phases lors du défaut en appliquant les équations (3.2), (3.3) et (3.4). Ces composantes symétriques sont exprimées dans (3.10), (3.11) et (3.12).

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A+}} \\ \overrightarrow{V_{B+}} \\ \overrightarrow{V_{C+}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.986 \cdot e^{j100\pi t + 2.624} \\ 0.986 \cdot e^{j100\pi t + 0.529} \\ 0.986 \cdot e^{j100\pi t - 1.566} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A-}} \\ \overrightarrow{V_{B-}} \\ \overrightarrow{V_{C-}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.006 \cdot e^{j100\pi t + 2.405} \\ 0.006 \cdot e^{j100\pi t - 1.784} \\ 0.006 \cdot e^{j100\pi t + 0.311} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\overrightarrow{V_0} = 0.992 \cdot e^{j100\pi t - 0.519} \quad (3.12)$$

En Figure 3-3, tous les phaseurs sont représentés sous forme de vecteur pour mieux visualiser chaque élément.

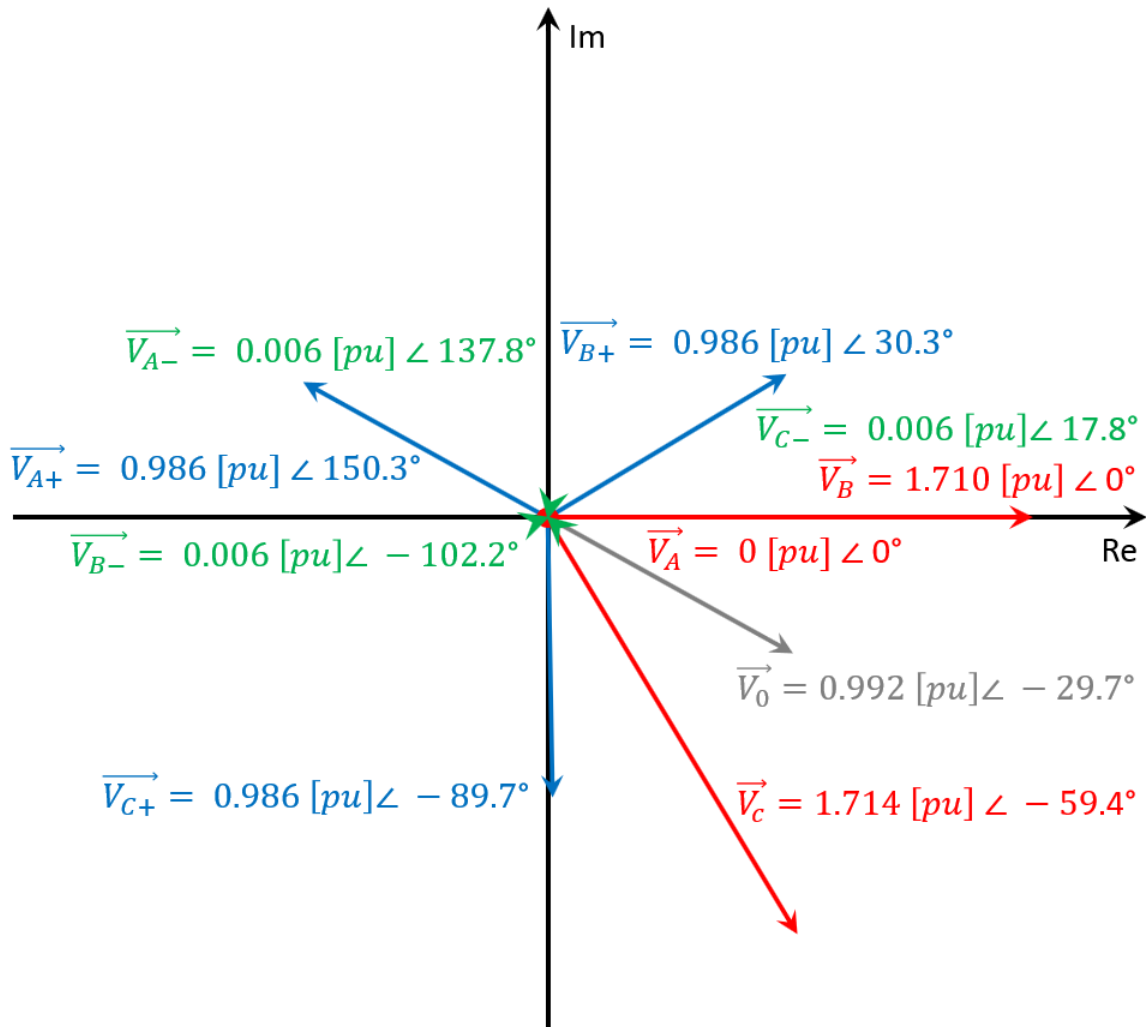


Figure 3-3 : Représentation sous forme de vecteur de tous les phaseurs pour le cas 1 phase à la terre au PCC de Boisdavaux

Dans ce cas de défaut, on peut voir que l'amplitude de la séquence négative est très faible comparée à la séquence positive. Cependant, la séquence homopolaire est bien présente avec une amplitude proche de celle de la séquence positive. Ces données seront analysées plus en détails dans le rapport [2].

3.2.2 Court-circuit 2 phases à la terre au PCC

Un court-circuit de la phase A et de la phase B à la terre au PCC à Boisdavaux est réalisé à $t = 0.0134$ [s]. Après traitement des résultats sous Matlab de la même façon qu'au chapitre 3.2.1, nous obtenons alors les tensions de phases de la Figure 3-4.

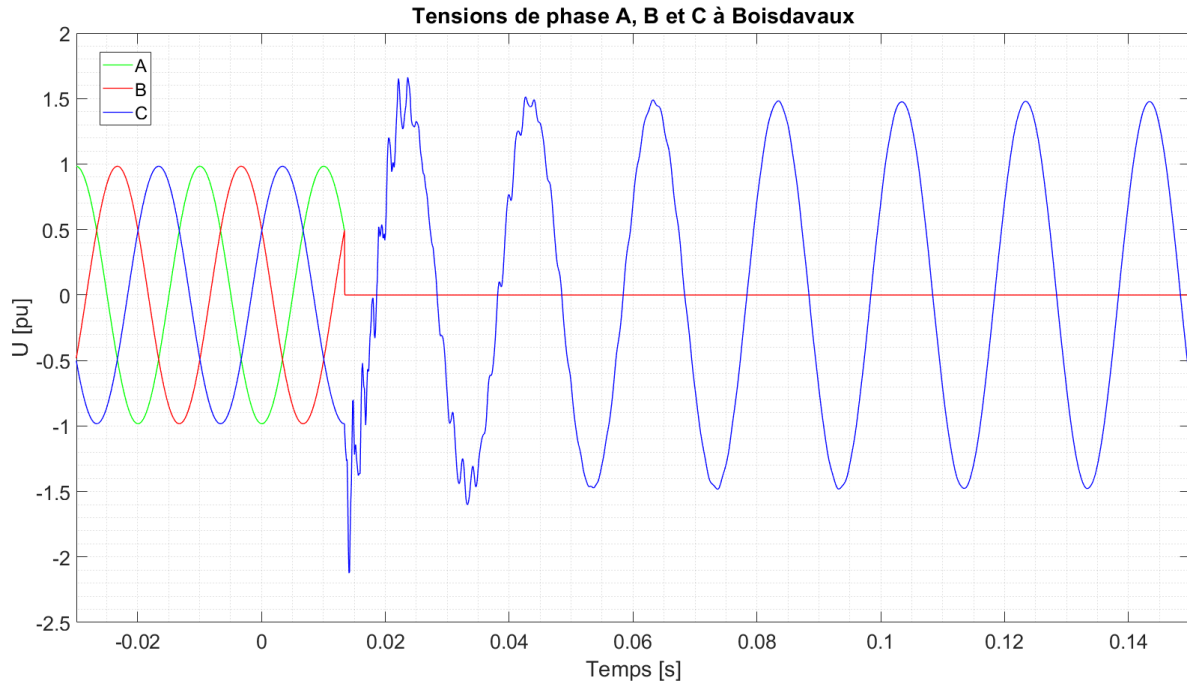


Figure 3-4 : Tensions de phase A, B et C avec court-circuit phase A et B à la terre au PCC de Boisdavaux

On voit au début de la Figure 3-4 que le réseau est équilibré avec les 3 tensions de phases déphasées de 120° les unes des autres avec la même amplitude crête égale à 0.983 [pu] et une fréquence de 50 [Hz].

A partir, de $t = 0.0134$ [s], la tension de la phase A et la tension de la phase B tombent à 0 [V]. Après un transitoire d'environ 3 périodes, l'amplitude de tension de la phase C atteint une valeur de régime permanent de 1.476 [pu]. La fréquence de la phase C est toujours de 50 [Hz].

Les phaseurs triphasés pendant le défaut de la Figure 3-4 sont exprimés en (3.13), (3.14) et (3.15).

$$\vec{V}_A = \vec{0} \quad (3.13)$$

$$\vec{V}_B = \vec{0} \quad (3.14)$$

$$\vec{V}_C = 1.476 \cdot e^{j100\pi t} \quad (3.15)$$

Il est maintenant possible de calculer les composantes symétriques des tensions de phases lors du défaut en appliquant les équations (3.2), (3.3) et (3.4). Ces composantes symétriques sont exprimées en (3.16), (3.17) et (3.18).

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{A+} \\ \vec{V}_{B+} \\ \vec{V}_{C+} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.492 \cdot e^{j100\pi t - 2.094} \\ 0.492 \cdot e^{j100\pi t + 2.094} \\ 0.492 \cdot e^{j100\pi t} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{A-} \\ \vec{V}_{B-} \\ \vec{V}_{C-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.492 \cdot e^{j100\pi t + 2.094} \\ 0.492 \cdot e^{j100\pi t - 2.094} \\ 0.492 \cdot e^{j100\pi t} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$



$$\vec{V}_0 = 0.492 \cdot e^{j100\pi t} \quad (3.18)$$

A la Figure 3-5, tous les phaseurs sont représentés sous forme de vecteur pour mieux visualiser chaque élément.

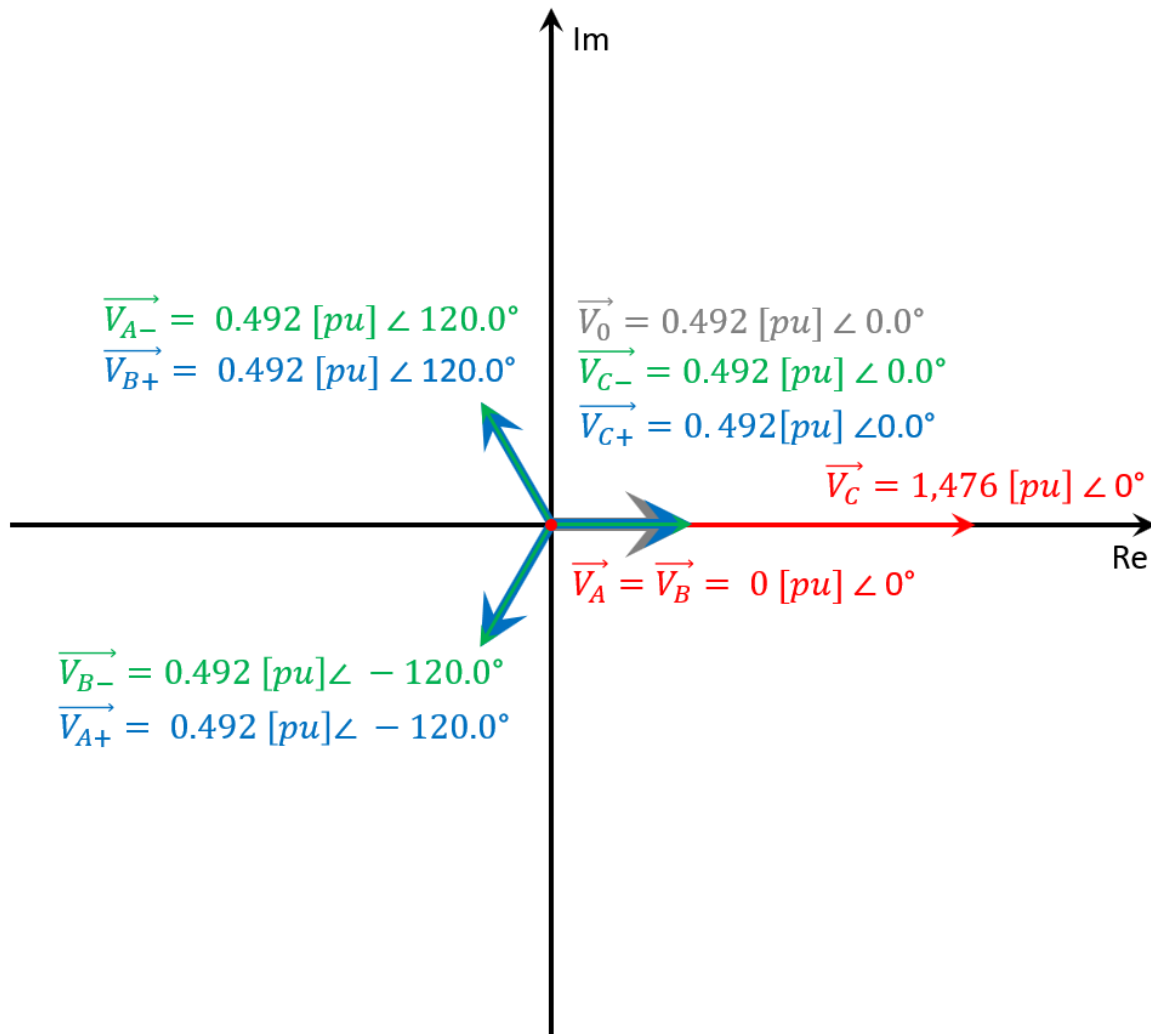


Figure 3-5 : Représentation sous forme de vecteur de tous les phaseurs pour le cas 2 phases à la terre au PCC de Boisdavaux

Dans ce cas de défaut, on peut voir que l'amplitude de toutes les séquences positives, négatives et homopolaire sont similaires. De plus, certains phaseurs sont superposés ou déphasés de 120° entre chaque séquence. Ces données seront analysées plus en détails dans le rapport [2].

3.3 ANALYSE DES COURTS-CIRCUITS EN AVAL DU PCC (POLNY)

Pour le court-circuit en aval du PCC, la station Polny a été choisie.

3.3.1 Court-circuit 1 phase à la terre à Polny

Un court-circuit de la phase A à la terre à la sous-station Polny est réalisé à $t = 0.0134$ [s]. Après traitement des résultats sous Matlab, nous obtenons alors les tensions de phase au PCC à Boisdavaux (où serait placé le STATCOM). Ces tensions sont affichées à la Figure 3-6.

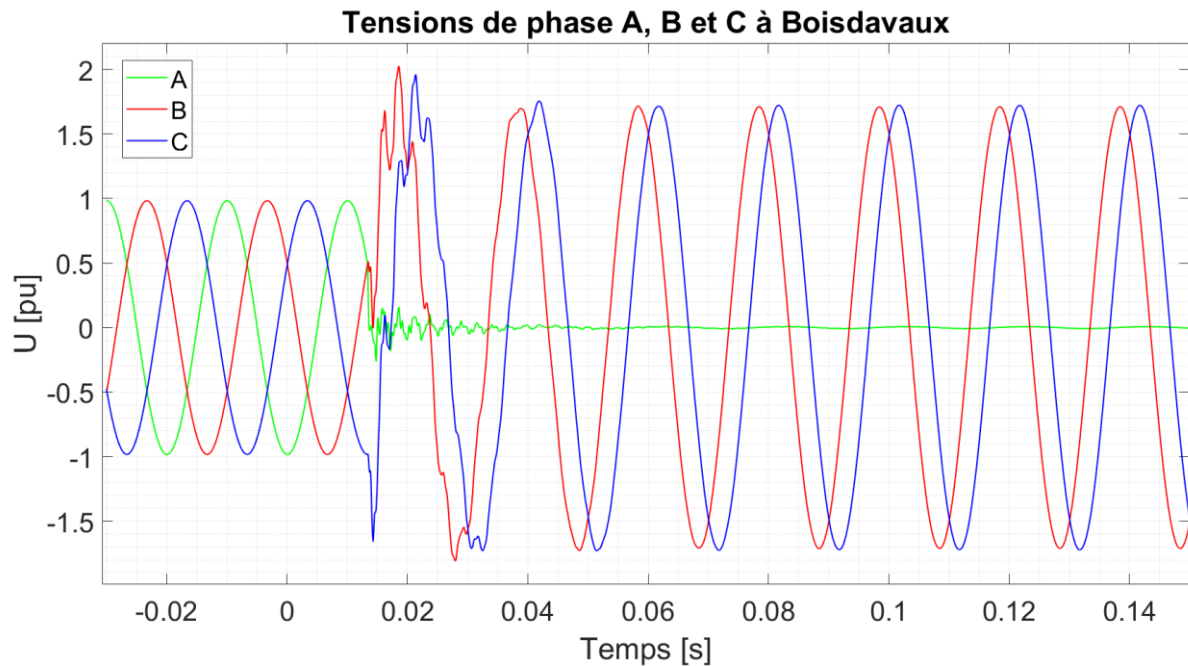


Figure 3-6 : Tensions de phase A, B et C au PCC de Boisdavaux avec court-circuit phase A à la terre à la sous-station Polny

On voit au début de la Figure 3-6 que le réseau est équilibré avec les 3 tensions de phases déphasées de 120° les unes des autres avec la même amplitude crête égale à 0.983 [pu] et une fréquence de 50 [Hz].

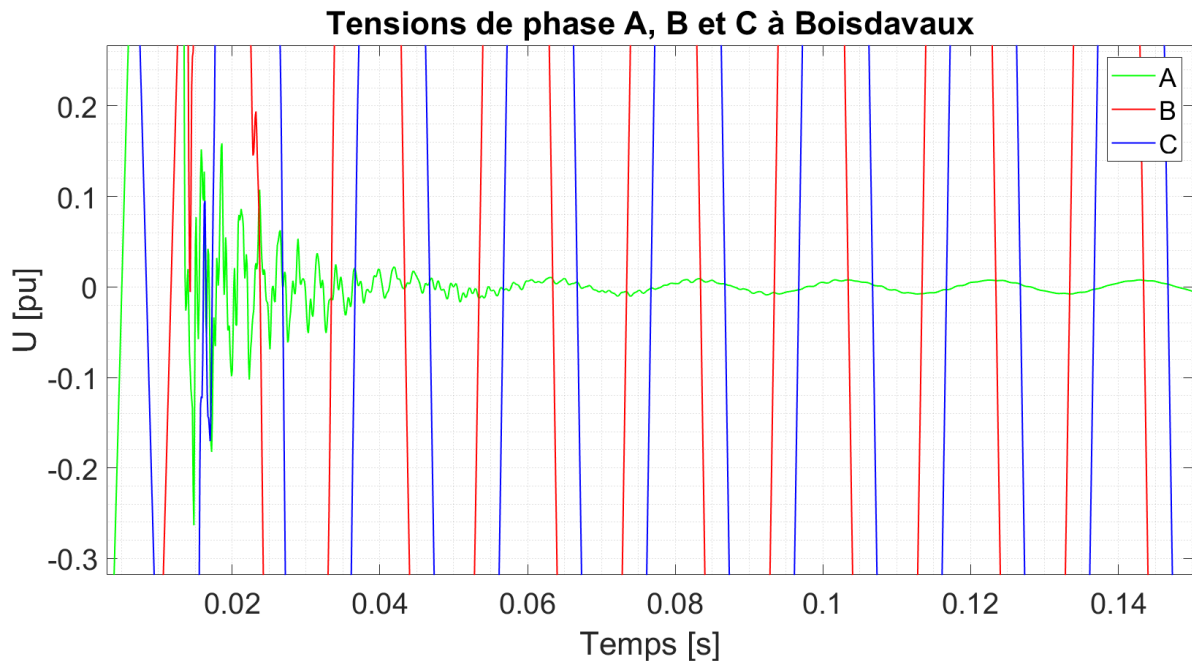


Figure 3-7 : Zoom sur la phase A au PCC de Boisdavaux après le court-circuit phase A à la terre à la sous-station Polny

A partir, de $t = 0.0134$ [s], la tension de la phase A à la sous-station Polny tombe à 0 [V] mais pas celle du PCC à Boisdavaux, comme le montre la Figure 3-7. Autour de $t = 0.14$ [s], on peut considérer que la tension de phase A atteint un régime permanent de fréquence 50 [Hz] avec une amplitude de 0.007 [pu]. Après un transitoire d'environ 2 périodes, les amplitudes de tension des phases B et C atteignent respectivement une valeur de régime permanent de 1.712 [pu] et 1.722 [pu]. Leur fréquence est toujours de 50 [Hz].



Les phaseurs triphasés au PCC à Boisdavaux pendant le défaut à Polny sont exprimés en (3.19), (3.20) et (3.21). Par soucis de simplification, la phase à l'origine de la phase A est choisie égale à 0[°]. Pendant le régime permanent du défaut, la phase B est en avance de 4.6 [ms] sur la phase A. La phase C est en avance de 1.3 [ms] sur la phase A.

$$\overrightarrow{V_A} = 0.007 \cdot e^{j100\pi t} \quad (3.19)$$

$$\overrightarrow{V_B} = 1.712 \cdot e^{j100\pi t + 1.445} \quad (3.20)$$

$$\overrightarrow{V_C} = 1.722 \cdot e^{j100\pi t + 0.408} \quad (3.21)$$

Les composantes symétriques sont exprimées dans (3.22), (3.23) et (3.24).

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A+}} \\ \overrightarrow{V_{B+}} \\ \overrightarrow{V_{C+}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.987 \cdot e^{j100\pi t - 2.211} \\ 0.987 \cdot e^{j100\pi t + 1.978} \\ 0.987 \cdot e^{j100\pi t - 0.117} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A-}} \\ \overrightarrow{V_{B-}} \\ \overrightarrow{V_{C-}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.005 \cdot e^{j100\pi t - 2.524} \\ 0.005 \cdot e^{j100\pi t - 0.430} \\ 0.005 \cdot e^{j100\pi t + 1.662} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$\overrightarrow{V_0} = 0.996 \cdot e^{j100\pi t + 0.923} \quad (3.24)$$

En Figure 3-8, tous les phaseurs sont représentés sous forme de vecteur pour mieux voir chaque élément. Elles permettent aussi de savoir si les topologies de STATCOM telles qu'ont été dimensionnées peuvent soutenir ce déséquilibre. Ce point est discuté dans le document [2].

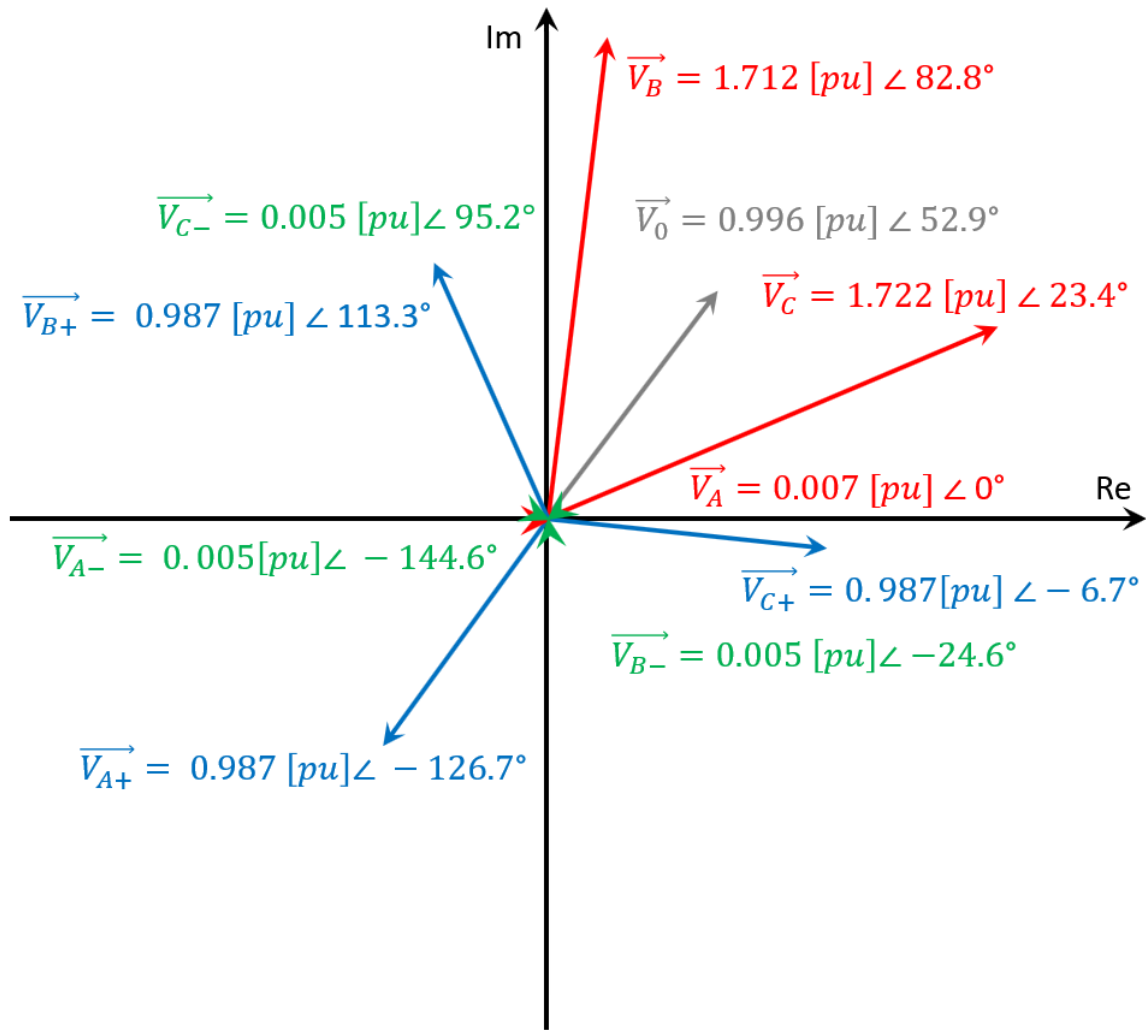


Figure 3-8 : Représentation sous forme de vecteur de tous les phaseurs au PCC de Boisdavaux pour le cas 1 phase à la terre à la sous-station de Polny

Dans ce cas de défaut, similairement au défaut directement au PCC, on peut voir que l'amplitude de la séquence négative est très faible comparée à la séquence positive. La séquence homopolaire est bien présente avec une amplitude proche de celle de la séquence positive. Les tensions lors du défaut sont très similaires par rapport à la section 3.2.1. Ces données seront analysées plus en détails dans le rapport [2].

3.3.2 Court-circuit 2 phases à la terre à Polny

Un court-circuit de la phase A et de la phase B à la terre à la sous-station Polny est réalisé à $t = 0.0134$ [s]. Après traitement des résultats sous Matlab, nous obtenons alors les tensions de phases au PCC à Boisdavaux (où serait placé le STATCOM). Ces tensions sont affichées à la Figure 3-9.

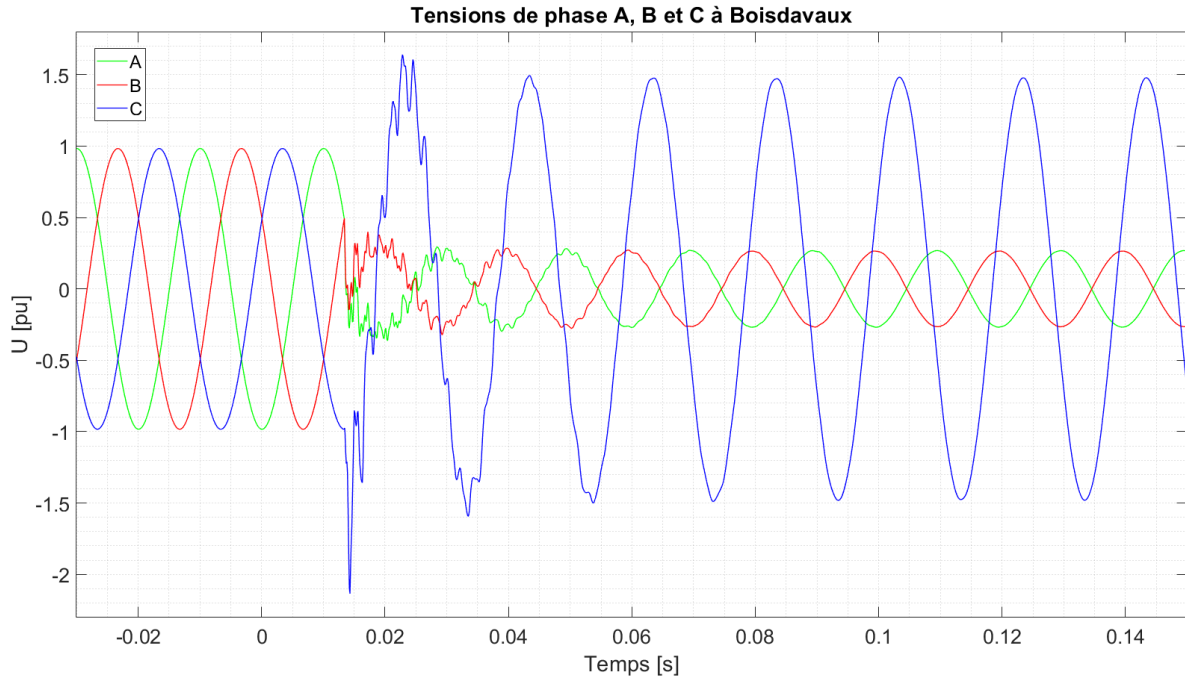


Figure 3-9 : Tensions de phase A, B et C au PCC de Boisdavaux avec court-circuit phase A et phase B à la terre à la sous-station Polny

On voit au début de la Figure 3-9 que le réseau est équilibré avec les 3 tensions de phases déphasées de 120 [°] les unes des autres avec la même amplitude crête égale à 0.983 [pu] et une fréquence de 50 [Hz].

A partir, de $t = 0.0134$ [s], la tension de la phase A et la tension de la phase B tombent à 0 [V] à la sous-station Polny mais pas celles du PCC à Boisdavaux, comme le montre la Figure 3-9. Autour de $t = 0.14$ [s], on peut considérer que les tensions de phase A, B et C ont atteint un régime permanent de fréquence 50 [Hz] avec des amplitudes crête respectives égales à 0.268 [pu], 0.265 [pu] et 1.479 [pu].

Les phaseurs triphasés au PCC à Boisdavaux pendant le défaut à Polny sont exprimés en (3.25), (3.20) (3.26) et (3.27). Par soucis de simplification, la phase à l'origine de la phase A est choisie égale à 0 [°]. Pendant le régime permanent du défaut, la phase B est en avance de 10.0 [ms] sur la phase A (A et B sont en opposition de phase). La phase C est en avance de 6.1 [ms] sur la phase A.

$$\overrightarrow{V_A} = 0.268 \cdot e^{j100\pi t} \quad (3.25)$$

$$\overrightarrow{V_B} = 0.265 \cdot e^{j100\pi t + 3.142} \quad (3.26)$$

$$\overrightarrow{V_C} = 1.479 \cdot e^{j100\pi t + 1.916} \quad (3.27)$$

Les composantes symétriques sont exprimées dans (3.28), (3.29) et (3.30).

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A+}} \\ \overrightarrow{V_{B+}} \\ \overrightarrow{V_{C+}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.640 \cdot e^{j100\pi t - 0.259} \\ 0.640 \cdot e^{j100\pi t - 2.353} \\ 0.640 \cdot e^{j100\pi t + 1.836} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$



$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{V_{A-}} \\ \overrightarrow{V_{B-}} \\ \overrightarrow{V_{C-}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.352 \cdot e^{j100\pi t - 2.123} \\ 0.352 \cdot e^{j100\pi t - 0.028} \\ 0.352 \cdot e^{j100\pi t + 2.066} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$\overrightarrow{V_0} = 0.493 \cdot e^{j100\pi t + 1.915} \quad (3.30)$$

En Figure 3-10, tous les phaseurs sont représentés sous forme de vecteur pour mieux voir chaque élément.

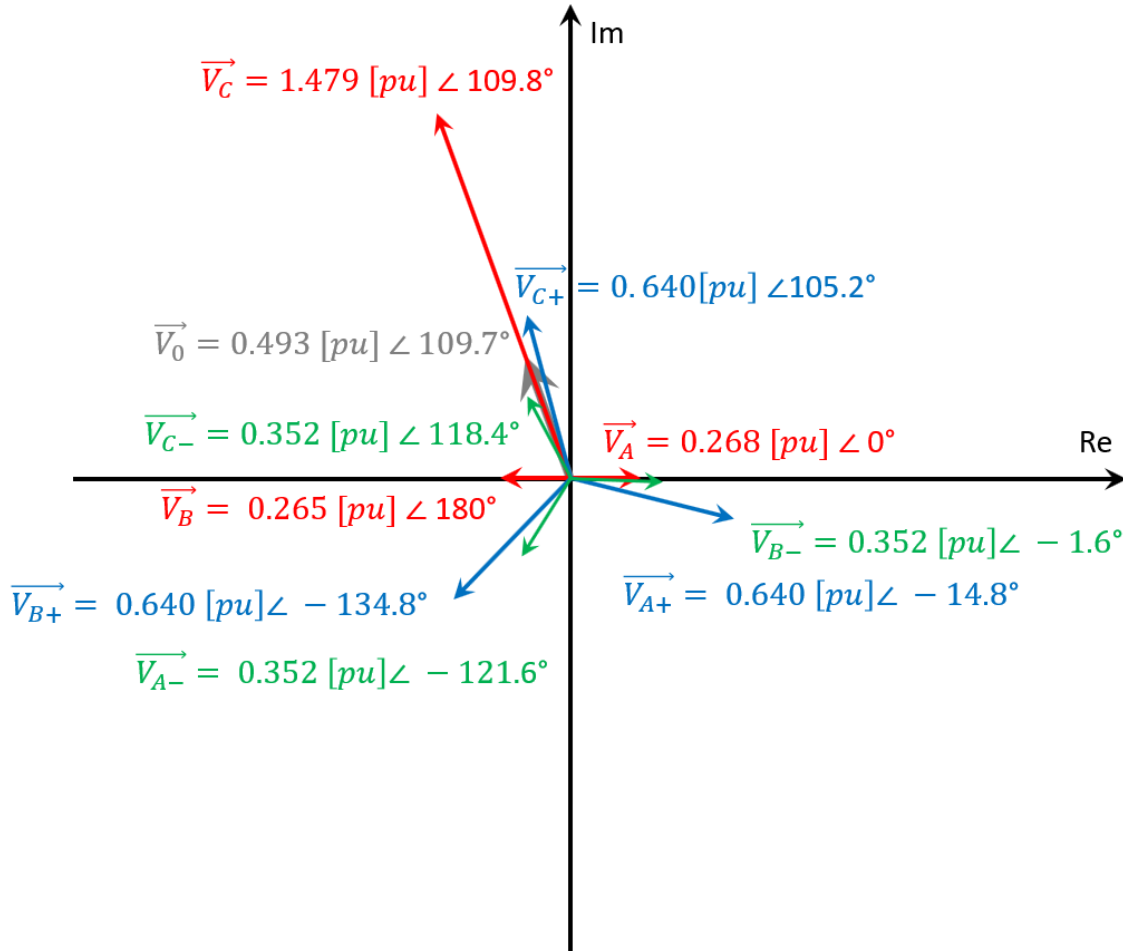


Figure 3-10 : Représentation sous forme de vecteur de tous les phaseurs au PCC de Boisdavaux pour le cas 2 phases à la terre à la sous-station de Polny

Dans ce cas de figure, l'amplitude des phaseurs des séquences négatives est presque moitié moins élevée que pour les séquences positives. De plus, on a perdu leur pseudo superposition en termes d'angle par rapport à la section 3.2.2. La composante homopolaire est toujours alignée sur la phase C avec une amplitude similaire par rapport à la section 3.2.2. On peut aussi remarquer que l'amplitude des séquences positives est 1.3 fois plus élevée qu'à la section 3.2.2.

4 CONCLUSION

Après un bref rappel sur le contrôle de la puissance réactive et les anciennes topologies de compensateur de puissance réactive, ce rapport présente les différentes topologies de STATCOM permettant d'aider à la stabilité du réseau électrique en effectuant de la compensation de puissance réactive. Après comparaison des différentes structures dans la littérature, il en ressort que les MMCC



de type SSBC, SDBC et DSCC sont les candidats les plus adéquats pour l'application désirée (moyenne et haute tension ainsi que travail sur un réseau déséquilibré ou présentant un défaut).

Des analyses basées sur les résultats de simulation des WP2 et WP3 [1] ont aussi été effectuées afin de déterminer l'état du réseau électrique des SIL à l'emplacement d'insertion du STATCOM lors de différents défauts dans celui-ci. Ces résultats sont ensuite utilisés dans le rapport [2] pour évaluer les performances des topologies de STATCOM sélectionnées et vérifier qu'elles sont capables de fonctionner même pendant les défauts présentés dans le chapitre 3.

5 BIBLIOGRAPHIE

- [1] P. Favre-Perrod et E. Auberson, «D2 – Report on preliminary analysis (WP2) and test case simulations (WP3) results,» COSTAM Deliverable, Fribourg, Switzerland, 2021.
- [2] G. Grosjean, G. Courteau, S. Kissling, M. Bozorg et M. Carpita, «D1.2 - Report on Modular STATCOM structures: Simulations of the selected structure,» COSTAM Deliverable, Yverdon-les-Bains, Switzerland, 2021.
- [3] T. J. E. Miller, «Reactive Power Control in Electric Systems,» John Wiley and Sons Ltd, New York, United States, 1983.
- [4] S. Chattopadhyay, M. Mitra et S. Sengupta, «Electric Power Quality,» Springer, India, 2011.
- [5] A. A. Z. Diab, T. Ebraheem, R. Aljendy, H. M. Sultan et Z. M. Ali, «Optimal Design and Control of MMC STATCOM for Improving Power Quality Indicators,» MDPI journal, Suisse, 2020.
- [6] G. d. P. Colin C Davidson, «The Future of High Power Electronics in Transmission and Distribution Power Systems,» 13th European Conference on Power Electronics and Applications, Barcelone, 2009.
- [7] R. Wierda, «Flicker ou scintillement des sources lumineuses,» Suisse, Schneider Electric, 1995.
- [8] X. W. L. W. a. Z. H. L. Shengqing, «Wind Farm Grid Voltage Stability Researching Based on Cascade STATCOM,» Third International Conference on Intelligent System Design and Engineering Applications, Hong Kong, 2013.
- [9] F. Shahnia, S. Rajakaruna et A. Ghosh, «Static compensators (STATCOMs) in power systems,» Springer, Perth, Australia, 2015.
- [10] R. M. Mathur et R. K. Varma, «Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems,» IEEE Press, USA, 2002.
- [11] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez et R. Domke, «Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review,» Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 12, pp. 2144-2164, 2005.
- [12] G. Celli, F. Pilo et S. B. Tennakoon, «Voltage regulation on 25 kV AC railway systems by using thyristor switched capacitor,» Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference, Cagliari, Italy, 2000.
- [13] A. C. Mohamed ZELLAGUI, «Comparing Effects of TCR and TSC on MHO Distance Protection Setting in 400 kV Algerian Transmission Line,» Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, Batna, Algeria, 2012.
- [14] W. Guo, D. Xu, J. Wu et L. Wang, «"United system of TSC and SVG for reactive power compensation",» The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Harbin, China, 2010.
- [15] A. Dekka, B. Wu, R. L. Fuentes, M. Perez et N. R. Zargari, «Evolution of Topologies, Modeling, Control Schemes, and Applications of Modular Multilevel Converters,» IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 4, pp. 1631-1656, 2017.



- [16] P. Gaur et P. Singh, «Various Control Strategies for Medium Voltage High Power Multilevel Converters: A Review», 2014 Recent Advances in Engineering and Computational Sciences (RAECS), Chandigarh, India, 2014.
- [17] A. D. B. W. N. Z. Sixing Du, «Modular multilevel converters: Analysis, Control, and applications», IEEE PRESS, USA, 2018.
- [18] A. Trentin, L. Empringham, L. d. Lillo, P. Zanchetta, P. Wheeler et J. Clare, «"Experimental Efficiency Comparison Between a Direct Matrix Converter and an Indirect Matrix Converter Using Both Si IGBTs and SiC mosfets",» IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, no. 5, pp. 4135-4145, 2016.
- [19] P. Chlebis, P. Simonik et a. M. Kabasta, «"The Comparison of Direct and Indirect Matrix Converters",» PIERS Proceedings, Cambridge, Cambridge, USA, 2010.
- [20] Y. Sun, X. Li, M. Su, H. Wang, H. Dan et W. Xiong, «"Indirect Matrix Converter-Based Topology and Modulation Schemes for Enhancing Input Reactive Power Capability",» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, no. 9, pp. 4669-4681, China, 2015.
- [21] Y. Sun, X. Xiao, Y. Xu, C. Yuan et H. Fan, «"A direct control algorithm for Cascaded H-bridge multilevel matrix converter",» IEEE 2nd International Future Energy Electronics Conference (IFEEC), Taipei, 2015.
- [22] G. Gontijo, M. Soares, T. Tricarico, R. Dias, M. Aredes et J. Guerrero, «Direct Matrix Converter Topologies with Model Predictive Current Control Applied as Power Interfaces in AC, DC, and Hybrid Microgrids in Islanded and Grid-Connected Modes», MDPI journal: Energie, 2019.
- [23] X. Liu, P. C. Loh, P. Wang et F. Blaabjerg, «A Direct Power Conversion Topology for Grid Integration of Hybrid AC/DC Energy Resources», IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 12, pp. 5696-5707, 2013.
- [24] T. Friedli et J. W. Kolar, «Milestones in Matrix Converter Research», IEEJ Journal of Industry Applications, Vol. 1, No. 1, pp. 2-14., Zürich, 2012.
- [25] K. Sharifabadi, L. Harnefors, H.-P. Nee, S. Norrga et R. Teodorescu, «Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems», IEEE PRESS, UK, 2016.
- [26] W. Rohouma, R. S. Balog, A. A. Peerzada et M. M. Begovic, «"Development of a Capacitor-less D-STATCOM for Power Quality Improvement in Low Voltage Network",» IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, Sonderborg, Denmark, 2019.
- [27] W. Rohouma, R. S. Balog, A. A. Peerzada et M. M. Begovic, «"Fault-Tolerant D-STATCOM based Matrix Converter",» 2nd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), Doha, Qatar, 2019.
- [28] V. Kandasamy et R. Manoj, «"Grid integration of AC and DC energy resources using multi-input nine switch matrix converter",» International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering (ICGCCEE), Coimbatore, 2014.
- [29] S. Mingming, C. Bing, G. Dan et Y. Xiaodong, «"Research on matrix converter operated as static reactive power generator",» 17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Hangzhou, 2014.
- [30] J. Titus, P. Harikrishnan et K. Hatua, «Sensorless Vector Control for a Load Commutated Inverter fed Active-Reactive Induction Motor Driv», IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Sonderborg, Denmark, 2019.
- [31] M. D. Singh, R. K. Mehta et A. K. Singh, «Current source converter based D-STATCOM for voltage sag mitigation», EDP Sciences, India, 2015.



- [32] N. N. V. S. Babu, D. Apparao et B. G. Fernandes, «A new multilevel STATCOM based on cascaded two level inverters,» 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Malaga, 2011.
- [33] Y. Zhang, G. P. Adam, T. C. Lim, S. J. Finney et B. W. Williams, «Voltage source converter in high voltage applications: Multilevel versus two-level converters,» 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), London, 2010.
- [34] K. Khatri et Y. Singh, «An efficient technique for DC capacitor voltage balancing by using space vector modulated three-level STATCOM,» 2016 11th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Roorkee, 2016.
- [35] M. Narimani, B. Wu, G. Cheng et N. Zargari, «A new nested neutral point clamped (NNPC) converter for medium-voltage (MV) power conversion,» 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014, Fort Worth, 2014.
- [36] J. Li, A. Q. Huang, S. Bhattacharya et G. Tan, «Three-Level Active Neutral-Point-Clamped (ANPC) Converter with Fault Tolerant Ability,» 2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, Washington DC, 2009.
- [37] H. Wang, H. Li, C. Yan et D. Xu, «A Short-Circuit Fault-Tolerant Strategy for Three-Phase Four-Wire Flying Capacitor Three-Level Inverters,» 2019 IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Xi'an, 2019.
- [38] R. Taleb, M. Helaimi, D. Benyoucef et Z. Boudjema, «A comparative analysis of multicarrier SPWM strategies for five-level flying capacitor inverter,» 2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC), Algiers, 2016.
- [39] H. Akagi, «Classification, Terminology, and Application of the Modular Multilevel Cascade Converter (MMCC),» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 11, pp. 3119-3130, Tokyo, Japan, 2011.
- [40] H. M. P. et M. T. Bina, «A Transformerless Medium-Voltage STATCOM Topology Based on Extended Modular Multilevel Converters,» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 5, pp. 1534-1545, Iran, 2011.
- [41] A. Bharadwaj.Ch, S. Maiti, K. S. Krishna, N. Dhal, S. Chakraborty et S. K. Pillai, «Modular Multilevel Converter based STATCOM with Hybrid Energy Storage System Considering Unbalanced Loading Condition,» 2020 IEEE 9th Power India International Conference (PIICON), SONEPAT, India, 2020.
- [42] A. Hillers, M. Stojadinovic et J. Biela, «Systematic comparison of modular multilevel converter topologies for battery energy storage systems based on split batteries,» 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), Geneva, 2015.
- [43] A. Sanchez-Ruiz, G. Abad, I. Echeverria, I. Torre et I. Atutxa, «Continuous Phase-Shifted Selective Harmonic Elimination and DC-Link Voltage Balance Solution for H-bridge Multilevel Configurations, Applied to 5L HNPC,» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 4, pp. 2533-2545, 2017.
- [44] A. F. Cupertino, J. V. M. Farias, H. A. Pereira, S. I. Seleme et R. Teodorescu, «Comparison of DSCC and SDBC Modular Multilevel Converters for STATCOM application during negative sequence compensation,» IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 66, no. 3, pp. 2302-2312, Aalborg, 2019.
- [45] E. Behrouzian et M. Bongiorno, «Investigation of Negative-Sequence Injection Capability of Cascaded H-Bridge Converters in Star and Delta Configuration,» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 2, pp. 1675-1683, Gothenburg, Sweden, 2017.
- [46] P. Wu, Y. Chen et P. Cheng, «The delta-connected cascaded H-bridge converter application in distributed energy resources and fault ride through capability analysis,» 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Milwaukee, 2016.



- [47] H. Zhixing et al., «Circulating current derivation and comprehensive compensation of cascaded STATCOM under asymmetrical voltage conditions,» IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 12, pp. 2924-2932, 2016.
- [48] J. Jung, J. Lee, S. Sul, G. T. Son et Y. Chung, «DC Capacitor Voltage Balancing Control for Delta-Connected Cascaded H-Bridge STATCOM Considering Unbalanced Grid and Load Conditions,» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 33, no. 6, pp. 4726-4735, 2018.
- [49] Z. He et al., «Reactive Power Strategy of Cascaded Delta-Connected STATCOM Under Asymmetrical Voltage Conditions,» IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 2, pp. 784-795, 2017.
- [50] M. Xiao, F. Wang, Z. He, H. Ouyang, R. Hao et Q. Xu, «Power Control and Fault Ride-Through Capability Analysis of Cascaded Star-Connected SVG under Asymmetrical Voltage Conditions,» MDPI Energies, China, 2019.
- [51] E. Behrouzian, M. Bongiorno et H. Z. D. L. Parra, «An overview of multilevel converter topologies for grid connected applications,» 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, 2013.
- [52] S. Qiu et B. Shi, «An Enhanced Battery Interface of MMC-BESS,» 2019 IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Xi'an, 2019.
- [53] C. L. Fortescue, «Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,» *Transactions of the AIEE*, vol. II, n° 137, pp. 1027-1140, 1918.
- [54] R. Betz et T. Summers, «Introduction to symmetrical components and their use in statcom applications,» University of Newcastle, Australia, School of Electrical Engineering and Computer Science, November 2009.