

Considérations techniques pour le futur réseau MVDC français

Yasmine NADJAI^{1,2,3}, Jing DAI^{1,2}, Loïc QUEVAL^{1,2}, Ferréol BINOT³, Bruno FRANCOIS³

¹Université Paris-Saclay, CentraleSupélec, CNRS, Laboratoire de Génie Électrique et Électrotechnique de Paris, 91190 Gif-sur-Yvette, France

²Sorbonne Université, CNRS, Laboratoire de Génie Électrique et Électrotechnique de Paris, 75252 Paris, France

³Univ. Lille, Arts et Metiers Institute of Technology, Centrale Lille, Junia, ULR 2697 - L2EP 59000 Lille, France

RESUME – L’augmentation continue des usages alimentés en courant continu, tant qu’en consommation qu’en production, entraîne aujourd’hui le besoin d’intégrer un réseau électrique en courant continu (DC) en complément du réseau alternatif (AC) existant, afin de créer un réseau hybride AC-DC. Bien que la plupart des applications actuelles concernent des systèmes à haute tension pour le transport d’énergie sur de longues distances, la technologie DC commence progressivement à être déployée dans les réseaux de moyenne et basse tension. Cet article présente la méthode proposée pour la conception d’un réseau de distribution en courant continu à moyenne tension (MVDC), en mettant l’accent sur les différentes étapes de conception et sur le choix de la tension DC.

Mots-clés – Réseau de distribution, Réseau hybride AC-DC, MVDC,

1. INTRODUCTION

En raison de l’essor des énergies distribuées et de l’émergence de nouvelles applications basées sur des systèmes en courant continu (DC), les réseaux électriques en DC suscitent un intérêt croissant. Actuellement, de nombreux pays s’intéressent au développement de réseaux hybrides AC-DC, afin de combiner les avantages des deux types de courant [1, 2].

En France, le réseau électrique fonctionne exclusivement en courant alternatif (AC). Il est constitué d’un réseau de transport et d’un réseau de distribution (figure 1).

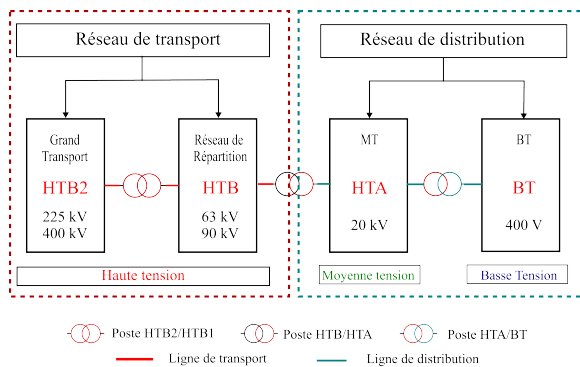


FIG. 1. Réseau électrique français.

Le réseau de transport a pour rôle de transporter l’énergie électrique produite par les grands centres de production vers les grands centres de consommation. Il est composé du réseau de grand transport (tension HTB2 de 225 kV à 400 kV) et du réseau de répartition (tension HTB1 de 63 kV et 90 kV). La liaison entre les deux réseaux se fait par le biais de postes HTB2/HTB1.

Afin d’acheminer l’énergie électrique vers les consommateurs finaux, qu’ils soient résidentiels, commerciaux ou industriels, un réseau de distribution est mis en place. Ce réseau

comprend deux niveaux de tension. Le réseau de distribution à moyenne tension (HTA), qui fonctionne généralement à une tension de 20 kV, est chargé de la distribution locale de l’électricité vers les petites industries et les entreprises. Le réseau de distribution à basse tension (BT), quant à lui, assure l’alimentation directe des foyers et des petites industries. Cette distribution s’effectue soit en monophasé (220V), soit en triphasé (400V).

Bien que les réseaux de distribution en courant alternatif, qu’ils soient à basse tension ou en moyenne tension, soient régis par des normes spécifiques définissant à la fois leur structure et leur gestion, il n’existe à ce jour aucune réglementation ni standard pour la mise en place des réseaux en courant continu. Toutefois, si l’on envisage un futur réseau de distribution en courant continu coexistant avec le réseau alternatif existant, il est probable que sa structure repose sur l’infrastructure du réseau alternatif actuel.

Dans le but de faciliter les travaux futurs sur la conception des réseaux de distribution en courant continu à moyenne tension (MVDC), nous présentons les résultats préliminaires et les recommandations pour le réseau de distribution français. Ces éléments couvrent des aspects importants tels que la structure du réseau, la polarité, les niveaux de tension et les exigences de mise à la terre.

Cet article est organisé comme suit : la section 2 propose des recommandations pour la conception structurelle optimale de la configuration du réseau hybride à moyenne tension. La section 3 détaille la méthodologie développée pour déterminer la valeur de la tension continue. La section 4 examine les différentes options de gestion du point neutre ainsi que les problématiques liées à la mise à la terre. Enfin, la section 5 présente les principales conclusions.

2. RÉSEAU HYBRIDE MVAC-MVDC

Le passage d’un réseau alternatif à un réseau hybride AC-DC nécessite une approche méthodique pour assurer une conversion efficace et fiable. L’intégration des réseaux de distribution en courant continu dans le réseau existant est schématiquement illustrée dans la figure 2.

Nous détaillons dans ce qui suit la configuration générale que pourrait avoir un réseau de distribution à moyenne tension en courant continu.

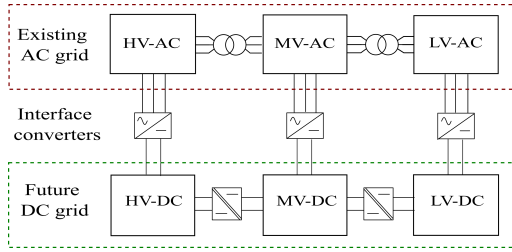


FIG. 2. Représentation du futur réseau électrique hybride AC-DC.

2.1. Structure du réseau DC

Le choix de la structure du réseau peut affecter la fiabilité, l'efficacité et la résilience du système [3]. On distingue principalement trois types de structures illustrées par la figure 3,

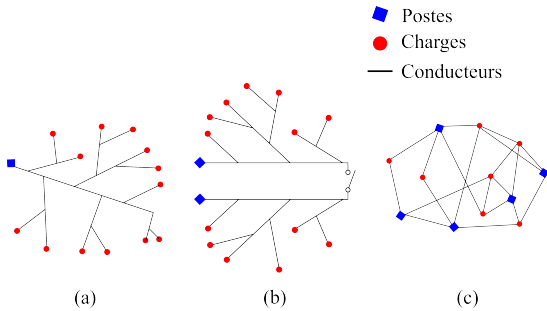


FIG. 3. Structures habituelles d'un réseau électrique alternatif : (a) radiale, (b) bouclée, (c) maillée.

Les structures de réseaux électriques varient en fonction de la topologie adoptée. La structure radiale est simple et économique, mais sa fiabilité est limitée [3, 5]. Elle est couramment utilisée dans les réseaux de distribution à basse tension. La structure bouclée améliore la fiabilité en permettant de relier chaque utilisateur à deux lignes, mais elle engendre des coûts plus élevés en installation et maintenance. Enfin, la structure maillée, offrant une sécurité maximale et une flexibilité d'expansion, est plus coûteuse en raison de la complexité des connexions, et est utilisée dans les réseaux de très haute tension (HTB).

Lorsqu'on aborde le problème de la fiabilité, plusieurs articles affirment qu'une topologie radiale peut être convenable pour un réseau de distribution en courant continu à basse tension car une panne affecterait un nombre limité d'utilisateur [3, 4]. Pour des réseaux en courant continu à moyenne tension, la question reste débattue. D'après [5, 6], les topologies maillées et bouclées seraient plus appropriées car elles offrent toutes les deux suffisamment de fiabilité et de flexibilité. Cependant, ceci implique des coûts nettement plus élevés, une complexité opérationnelle et une plus grande exigence pour la commande et la protection.

En se référant à la structure du réseau alternatif HTA, structure bouclable exploitée en radiale (i.e. en fonctionnement normal, l'une des deux lignes est ouverte), on pourrait envisager d'adopter également une structure radiale pour le réseau MVDC. Cette topologie reste privilégiée en raison de sa simplicité, de ses coûts réduits et de sa facilité de construction.

2.2. Polarité

Pour créer un réseau continu, il est important de définir le nombre de convertisseurs à utiliser ainsi que le type de conducteur de retour. On distingue principalement deux configurations,

monopolaires et bipolaires [4, 7].

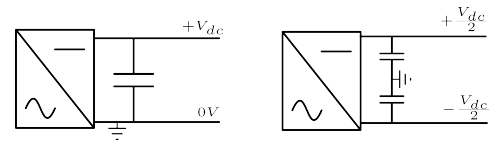


FIG. 4. Configuration monopolaire : (a) asymétrique avec retour métallique/terre, (b) symétrique.

Pour les configurations monopolaires, il existe trois principales versions [3, 7].

Dans la première configuration, appelée monopolaire asymétrique avec retour par la terre (actuellement utilisée pour les réseaux ferroviaires), la terre est utilisée comme conducteur de retour. Entraînant des risques de surtension sur les prises de terre voisines et de corrosion des structures métalliques environnantes, cette configuration est interdite pour la distribution publique d'électricité en Europe [8, 9]. Afin d'éviter les problèmes associés à l'utilisation de la terre comme conducteur de retour, une configuration monopolaire asymétrique avec retour métallique est privilégiée (figure 4). Cependant, l'asymétrie du système génère une composante continue, qui peut provoquer un phénomène de saturation magnétique dans le transformateur, entraînant ainsi son vieillissement [3].

La configuration monopolaire symétrique utilise un conducteur pour chaque polarité, centrant la tension autour de zéro. Ceci réduit les risques de surtension et de corrosion, tout en évitant les effets de la composante continue sur les équipements.

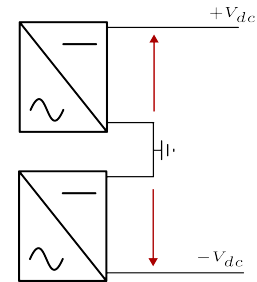


FIG. 5. Configuration bipolaire.

Dans une configuration bipolaire, un convertisseur de puissance supplémentaire est utilisé (figure 5), ce qui la rend plus complexe que les précédentes. Avec les sorties des deux convertisseurs connectées en série, cette configuration renforce la fiabilité du système en permettant la transmission de la moitié de la puissance même si l'un des convertisseurs ou un des conducteurs tombe en panne.

Au vu des avantages et des inconvénients des différentes configurations, la configuration monopolaire symétrique se révèle être la plus adaptée aux réseaux MVDC offrant une meilleure stabilité, un coût plus faible et un moindre impact sur les équipements.

3. CHOIX DE LA TENSION DC

Pour classer les différents niveaux de tension (haute, moyenne et basse tension), la norme internationale IEC 60038 [12] définit les limites existant entre ces trois niveaux pour diverses applications. En se référant à cette norme, la NFC (norme française) a défini les limites à adopter en France [13, 14]. Le tableau 1 résume les différents niveaux de tension suivant les normes.

TABLEAU 1. Différents niveaux de tension.

Niveau de tension	Tensions AC	Tensions DC
Haute tension	$U_{AC} > 50 \text{ kV}$	$U_{DC} > 75 \text{ kV}$
Moyenne tension	$1 \text{ kV} < U_{AC} \leq 50 \text{ kV}$	$1.5 \text{ kV} < U_{DC} \leq 75 \text{ kV}$
Basse tension	$50 \text{ V} < U_{AC} \leq 1 \text{ kV}$	$120 \text{ V} < U_{DC} \leq 1.5 \text{ kV}$
	$U_{AC} \leq 50 \text{ V}$	$U_{DC} \leq 120 \text{ V}$
U_{AC} : Tension de ligne, U_{DC} : Tension entre pôles		

Étant donné que notre étude porte principalement sur la moyenne tension, désignée HTA, il est important de rappeler que la tension composée du réseau actuel est fixée à 20 kV. Cette valeur se situe ainsi dans la plage de variation définie par la norme, comme l'indique le tableau 1. Par analogie au réseau alternatif, le choix d'une tension pour le réseau DC doit également respecter la norme, et on se situerait donc entre 1.5 kV et 75 kV. Pour sélectionner la tension qui correspondrait au futur réseau MVDC, nous avons rassemblé plusieurs contraintes à prendre en compte. On détaillera dans cette section chacune d'entre elles. On note par U_{DC} la tension continue entre pôles et par V_{DC} la tension entre un pôle et le neutre.

3.1. Contraintes de normes et standards (contrainte A)

Dans la littérature, plusieurs niveaux de tension pour les réseaux MVDC ont été suggérés, mais ces valeurs ne sont ni clairement justifiées ni encore largement implémentées. Le tableau 2 résume les valeurs trouvées dans la littérature.

TABLEAU 2. Valeurs de tension suggérées en MVDC

Standards	Valeurs suggérées
CIGRE [3]	1.5 kV–100 kV (especially $\pm 10 \text{ kV}$)
Allemagne [17, 18]	2 kV, 5 kV, 10 kV, 20 kV, 40 kV
IEEE-1709 [19]	1.5 kV, $\pm 1.5 \text{ kV}$, $\pm 3 \text{ kV}$, $\pm 6 \text{ kV}$, $\pm 9 \text{ kV}$, $\pm 12 \text{ kV}$, $\pm 15 \text{ kV}$
China standards [20]	$\pm 1.5 \text{ kV}$, $\pm 3 \text{ kV}$, $\pm 6 \text{ kV}$, $\pm 10 \text{ kV}$, $\pm 20 \text{ kV}$, $\pm 35 \text{ kV}$, 50 kV

À ce jour, seule la Chine a établi une norme nationale pour les niveaux de tension des systèmes de distribution DC à moyenne et basse tension (GB/T 35727-2017) [20]. En France, la problématique du choix de la tension DC reste encore à l'étude. Néanmoins, à travers cette revue de la littérature, on constate qu'aucun projet n'envisage des tensions DC supérieures à 70 kV. Par conséquent, le choix de la tension maximale sera limitée à 70 kV, au lieu des 75 kV initialement envisagés (tableau 1).

3.2. Contraintes liées aux sources de production DC (contrainte B)

Pour facilement connecter des sources de production renouvelables sur le futur réseau électrique, il est nécessaire de s'adapter aux tensions usuellement utilisées par ces productions. Les sources photovoltaïques seront logiquement connectées aux réseaux DC. À ce jour, le marché ne propose pas de panneaux capables de fonctionner à des tensions supérieures à 1500 Vdc. Toutefois, le CEA a déjà développé des panneaux photovoltaïques capables de supporter des tensions allant jusqu'à 3000 Vdc. Dans le cadre du projet européen H2020 Tigon, une centrale expérimentale fonctionnant à cette tension est en cours d'installation à l'INES [21]. Ce projet vise à apporter une solution technique innovante en concevant des panneaux photovoltaïques spécifiquement adaptés aux réseaux continus à 3 kVdc, 6 kVdc et 9 kVdc. Il est intéressant de noter que les valeurs de tension proposées suivent un schéma basé sur des multiples de 3. En appliquant cette même logique, il serait donc possible d'envisager un réseau continu à moyenne tension avec des tensions comprises entre 1,5 kV et 70 kV, selon une séquence de multiples de 3. Cette approche permettrait d'étendre l'application des technologies photovoltaïques à des

plages de tension plus larges tout en maintenant une cohérence dans la conception du réseau.

3.3. Contraintes liées aux charges DC (contrainte C)

Un autre critère pour le choix de la tension réside dans les applications pouvant être connectées au réseau de distribution DC. L'objectif est de sélectionner une tension qui maximise la compatibilité avec les usagers, afin de réduire la nécessité d'ajouter des étages de conversion DC/DC pour les utilisateurs. Du côté HTA, la demande d'un consommateur ne doit pas dépasser la plus faible des deux valeurs suivantes : 40 MW ou 100 MW, divisée par la distance (d) en kilomètres entre le point de livraison et la sous-station HTB/HTA la plus proche [9].

À ce jour, les applications envisageables de la moyenne tension continue en France restent incertaines. En effet, la plupart des charges existantes sont limitées à des secteurs spécifiques tels que l'infrastructure de recharge des véhicules électriques, les centres de données et les systèmes ferroviaires. Ces secteurs fonctionnent généralement à des niveaux de tension bas ou bas à moyens. Des recherches plus approfondies sont nécessaires pour déterminer si ces secteurs ont besoin d'une alimentation en MVDC.

3.4. Contraintes liées à la conversion AC/DC (contrainte D)

Afin de créer un réseau de moyenne tension hybride AC et DC, on propose de réaliser la conversion AC-DC au niveau du poste source HTB/HTA. À l'heure actuelle, plus de 50% des transformateurs HTB/HTA présents sur le réseau HTA sont des transformateurs 63/20 kV, suivis par les transformateurs 90/20 kV, tandis que les transformateurs 225/20 kV représentent une minorité [11]. La puissance et le pourcentage de chaque type de transformateur sont présentés dans le tableau 3.

TABLEAU 3. Puissances et pourcentage transformateurs HTB/HTA [10].

Tension primaire kV	Tension secondaire kV	Puissance MVA	Répartition (%)
63	20	20 – 36	52
90	20	20 – 36	21
225	20	40 – 70	10

Comme le réseau HTA actuel connaît une évolution progressive visant à remplacer les installations en 63 kV par du 90 kV, on s'intéresse dans le cadre de cette étude aux postes sources 90/20 kV. A titre d'exemple, nous considérons un poste source HTB/HTA de 90/20 kV équipé d'un seul transformateur et comprenant 8 départs HTA. Le nombre de départs dépend de la puissance assignée au poste, mais il est important de souligner que tous ces départs ne sont pas forcément exploités [10]. Cette stratégie permet de conserver une réserve de capacité afin d'anticiper d'éventuelles évolutions futures du réseau. Dans ce cadre, le convertisseur d'interface pourrait être positionné sur l'un des départs HTA, comme illustré dans la figure 6.

Bien que le réseau HTA fonctionne principalement à une tension nominale de 20 kV, les équipements associés, tels que les disjoncteurs, interrupteurs et câbles, sont généralement conçus pour une tension de 24 kV [22]. Cette spécification permet aux fabricants de répondre au marché européen où tous les pays ont un réseau HTA inférieur à 24 kV (variation des $\pm 10\%$ incluse).

Afin d'installer le convertisseur d'interface au niveau d'un départ HTA, comme illustré dans la figure 6 avec une tension AC de 24 kV, il serait plus pertinent d'opter pour cette valeur côté AC.

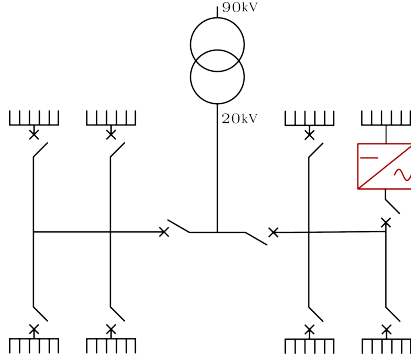


FIG. 6. Convertisseur sur un départ HTA (représentation unifilaire d'un poste source HTB/HTA)

La liaison AC-DC se fait principalement par le biais des convertisseurs de puissance AC-DC. Pour une connection AC-DC sans transformateur, la tension de sortie DC moyenne d'un pont de Graetz triphasé est donnée par,

$$U_{DC} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_n \quad (1)$$

où U_n désigne la tension composée efficace.

Si on souhaite contrôler le convertisseur et avoir une bidirectionnalité, la tension continue du convertisseur doit être réglée à un niveau qui dépasse ce qu'un pont redresseur à diode triphasé standard fournirait [3],

$$U_{DC} > \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_n \quad (2)$$

où $U_n = 24 \text{ kV}$ pour le réseau HTA. Par conséquent, la tension DC doit être supérieure à 33 kV. Cette contrainte permet d'éliminer toutes les tensions inférieures à cette valeur dans la plage de variation définie entre 1,5 kV et 70 kV. Ainsi, la tension DC devrait désormais se situer entre 33 kV et 70 kV.

Pour illustrer l'impact de la technique de modulation sur le choix de la tension DC, nous avons étudié un convertisseur VSC à deux niveaux représenté par la figure 7.

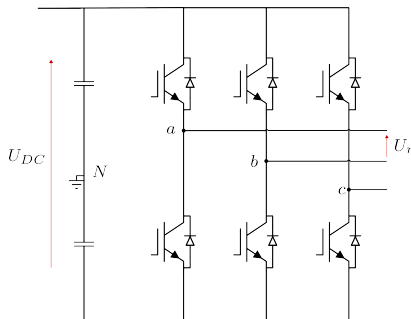


FIG. 7. Topology du convertisseur VSC à deux niveaux.

La relation entre les tensions AC et DC dépend de la technique de modulation employée. Les équations obtenues pour trois techniques de modulation sont présentées dans le tableau 4.

TABEAU 4. Tension DC pour différentes techniques de modulation.

Techniques de modulation	Relation AC/DC	Tension DC [kV]
Modulation Pleine Onde	$U_{DC} = \frac{\pi\sqrt{2}}{2\sqrt{3}} U_n$	31
Modulation de largeur d'impulsion (MLI)	$U_{DC} = \frac{2\sqrt{2}}{0.95\sqrt{3}} U_{n+5\%}$	41
Modulation vectorielle (MLI vectorielle)	$U_{DC} = \sqrt{2} U_n$	34

D'après les résultats obtenus du tableau 4, pour garantir la compatibilité avec toutes les techniques de modulation, il est logique de choisir une tension DC d'au moins 41 kV.

3.5. Contraintes liées à la réutilisation de câbles AC (contrainte E)

Le réseau HTA utilise à la fois des lignes aériennes et des câbles souterrains. Pour des raisons liées aux contraintes physiques, aux considérations environnementales ou à l'aspect esthétique, le réseau HTA est partiellement enfoui [23].

Pour réduire le coût d'installation des futurs réseaux DC, il a été suggéré dans plusieurs travaux de recherche de réutiliser les câbles existants du réseau AC [4, 24]. Afin de réutiliser les câbles HTA dans un futur réseau MVDC, il est crucial de vérifier la valeur maximale de la tension DC que ces câbles peuvent supporter. En effet, si la tension DC excède la capacité maximale du câble, cela pourrait entraîner la rupture de son isolation ou d'autres risques liés à la sécurité. Par conséquent, déterminer la capacité maximale de tension DC est essentiel pour définir la tension DC optimale du réseau MVDC.

Habituellement utilisé dans les réseaux HTA, le câble NF C33-226 12/20(24) kV est l'un des câbles les plus couramment déployés. Une première estimation de la tension DC maximale, mesurée entre pôles, que ce câble pourrait supporter est donnée par,

$$U_{DC} < \sqrt{2} U_n \quad (3)$$

où U_n représente la tension alternative maximale pour laquelle le câble est conçu.

En prenant la tension maximale de 24 kV, la tension continue maximale admissible par le câble entre pôles est de 34 kV. Toutefois, des essais de qualification réalisés en Autriche sur un câble aux caractéristiques similaires [25] ont montré qu'une contrainte électrique maximale de 10 kV/mm pouvait être supportée sans risque de claquage de l'isolant. En extrapolant ces résultats aux câbles utilisés dans le réseau HTA, cela permettrait d'atteindre une tension maximale de 45 kV en DC.

Comme mentionné dans la partie précédente, la tension minimale requise pour satisfaire l'ensemble des modulations est de 41 kV. En se basant uniquement sur les résultats des tests autrichiens, la réutilisation du câble semble envisageable. Cependant, cette possibilité nécessite une étude approfondie, notamment en ce qui concerne son comportement à la tension DC choisie.

3.6. Contrainte de puissance (contrainte F)

Une dernière contrainte à prendre en compte lors du choix de la tension continue pour le réseau MVDC est la puissance. En effet, cette dernière est limitée par les caractéristiques des câbles et des équipements qu'on voudrait réutiliser du

réseau alternatif, notamment leur capacité à supporter un courant maximal sans risque de surchauffe. Le courant étant limité par la capacité thermique des câbles, la tension DC doit être suffisamment élevée pour transporter la puissance requise. Si la tension DC choisie est trop basse, il faudra un courant plus élevé pour acheminer la même puissance, ce qui pourrait dépasser les limites thermiques des câbles. Il est donc essentiel de sélectionner une tension DC suffisamment élevée pour maximiser la puissance transportée, tout en respectant la capacité de courant des câbles existants.

3.7. Sélection de la tension DC

Pour répondre à l'ensemble des contraintes étudiées jusqu'à présent, nous proposons de fixer une tension pôle-à-pôle pour le futur réseau MVDC. En considérant l'ensemble des contraintes précédemment établies, cette tension doit être un multiple de 3 et supérieure à 41 kV. Ainsi, une tension de **42 kV** a été retenue. Le choix d'un réseau monopolaire symétrique implique l'utilisation d'un conducteur à une tension positive de +21 kV et d'un autre à une tension négative de -21 kV, ces tensions étant définies par rapport à un point milieu fourni par le convertisseur. La figure 8 résume le processus de sélection de la tension DC, en soulignant l'influence des différentes contraintes sur la sélection de la tension DC, et en classant les valeurs de tension comme impossibles, limitées par une contrainte, ou possibles.

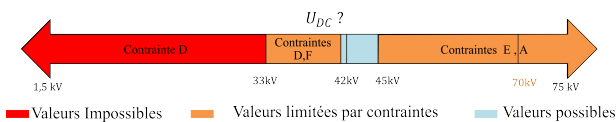


FIG. 8. Sélection de la tension moyenne continue du réseau MVDC.

4. SCHÉMA DE LIAISON À LA TERRE

Les types de mise à la terre diffèrent selon la manière dont le neutre est connecté à la terre. Sur le réseau HTA, le neutre n'est pas distribué en ligne, mais plutôt mis à la terre en un point unique situé au transformateur du poste source [10]. Cette mise à la terre se fait par l'intermédiaire d'une résistance dans les zones urbaines, ou d'une impédance composée d'une résistance en parallèle avec une inductance dans les zones rurales. Pour le moment, nous considérons uniquement le cas d'une résistance, propre aux zones urbaines.

Dans le cas d'un réseau en courant continu, le choix du schéma n'est pas encore défini. Toutefois, certains éléments peuvent influencer notre réflexion et orienter les décisions à prendre. Une première proposition serait de connecter le neutre côté DC au neutre côté AC. Cependant, la connexion directe des neutres AC et DC peut engendrer plusieurs problèmes liés à la compatibilité électrique, la sécurité des installations et la fiabilité des équipements.

Pour éviter ces problèmes, le neutre côté alternatif sera bien mis à la terre via une résistance, tandis que le neutre côté DC sera mis directement à la terre (figure 9).

En effet, cette configuration côté DC représente le pire cas possible pour le courant du neutre en cas de défaut. Dans le cadre du dimensionnement du convertisseur d'interface, cette situation devra être considérée comme le pire scénario à prendre en compte.

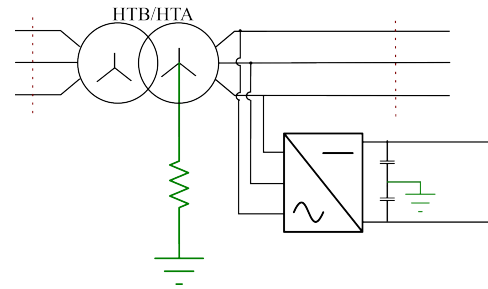


FIG. 9. Schéma de mise à la terre du neutre côté DC.

5. CONCLUSIONS

Pour passer d'un réseau alternatif à un réseau hybride AC-DC, il est essentiel que les deux réseaux puissent co-exister harmonieusement. Toutefois, cette transition vers un réseau hybride, notamment un réseau à courant continu, soulève plusieurs défis, dont le principal est le manque de normalisation.

Dans cet article, nous avons proposé un ensemble de considérations techniques pour concevoir le futur réseau de distribution en courant continu à moyenne tension (MVDC), en nous appuyant sur l'infrastructure existante du réseau HTA. Après avoir détaillé la configuration générale que pourrait avoir le réseau de moyenne tension continue, nous avons défini une plage de tension DC, comprise entre 1,5 kV et 75 kV, conformément aux normes en vigueur en France pour ce type de réseau. Par la suite, nous avons analysé les contraintes susceptibles d'influencer le choix de la tension DC et éliminer progressivement les valeurs non adaptées. Après avoir pris en compte ces différentes contraintes, nous avons retenu une conception de réseau MVDC radial monopolaire symétrique de 42 kV, avec des points neutres AC et DC séparées.

Bien que l'idée de réutiliser les composants existants du réseau HTA soit envisageable, leur intégration dans un réseau à courant continu présente des défis techniques importants. Une analyse plus approfondie serait nécessaire pour explorer cette possibilité. Cependant, le travail de conceptualisation détaillée dans cette article permet plutôt de mieux comprendre les exigences des convertisseurs à l'interface des réseaux MVAC et MVDC, et ouvre la voie à des recherches futures pour résoudre ces problématiques.

REMERCIEMENT

Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence Nationale de la Recherche au titre de France 2030 portant la référence 22-PETA-0003.

6. RÉFÉRENCES

- [1] J. Priebe, N. Wehbring and A. Moser, "Planning and Design of Medium Voltage DC Grids— An Overview," *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, UK, 2018, pp. 1-6, doi : 10.1109/UPEC.2018.8541919.
- [2] W. Li et al., "State of the Art of Researches and Applications of MVDC Distribution Systems in Power Grid," *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal, 2019, pp. 5680-5685, doi : 10.1109/IECON.2019.8927132.
- [3] CIGRE, "Medium Voltage direct current (MVDC) grid feasibility study", 793,2020
- [4] D. Zhao, S. Jiang, D. Hu, Y. Wang, X. Jin and C. Sun, "Summary and Prospect of Technology Development of MVDC and LVDC Distribution Technology," *2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, Nangjing, China, 2022, pp. 1294-1300, doi : 10.1109/CIEEC54735.2022.9845945.

- [5] M. Yang, D. Xie, H. Zhu and Y. Lou, "Architectures and Control for Multi-terminal DC (MTDC) Distribution Network-A Review," *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham,uk, 2015, pp. 1-7, doi : 10.1049/cp.2015.0100
- [6] V. F. Pires, A. Pires, A. Cordeiro, "DC Microgrids : Benefits, Architectures, Perspectives and Challenges"*Energies*, Portugal, 2023; 16(3) :1217. <https://doi.org/10.3390/en16031217>
- [7] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids–Part II : A Review of Power Architectures, Applications and Standardization Issues," *IEEE Transactions on Power Electronics*, p. 23, 2015.
- [8] Yannick Neyret, "DC Microgrids Principles and Benefits". DC Systems, 2020
- [9] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire 137 les distributions d'énergie électrique. 2001.
- [10] Enedis, "Structures de référence des Postes Sources Référentiel technique pour le raccordement au Réseau Public de Distribution géré par Enedis", 2017
- [11] RTE, "Sites électriques RTE et points de piquage " . [Online]. Available : www.odre.opendatasoft.com [Accessed : 10- Juil- 2024]
- [12] IEC, "IEC 60038-2021 IEC Standard Voltages", 2021
- [13] NFC 18-510, "Opérations sur les ouvrages et installations électriques et dans un environnement électrique - Prévention du risque électrique", 2012
- [14] Schneider Electric, "Définition des plages de tension," . [Online]. Available : fr.electrical-installation.org [Accessed : 10- Jan- 2024]
- [15] J. Saat, R. Bleilevens, D. Mildt, J. Priebe, N. Wehbring and A. Moser, "Design Aspects of Medium and Low Voltage DC Distribution Grids - An Overview," *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany, 2020, pp. 1-6, doi : 10.1109/eGRID48559.2020.9330652.
- [16] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena, N. MacLeod, R. Bryans and A. Moon, "Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation," *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, Manchester, UK, 2017, pp. 1-6, doi : 10.1049/cp.2017.0002.
- [17] R. Bleilevens, "Simplified short-circuit current calculation for medium and low-voltage direct current networks," PhD thesis, RWTH Aachen University, Aachen, Germany, 2020.
- [18] J. Priebe, "Structural design of medium-voltage grids based on direct current technology, taking into account power flow control," PhD thesis, RWTH Aachen University, Aachen, Germany, 2020.
- [19] IEEE, *IEEE Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power Systems on Ships*, IEEE Standard 1709-2018, 2018.
- [20] "GB/T 35727-2017 " . [Online]. Available : www.chinesestandard.net [Accessed : 31- Jan- 2024]
- [21] INES, "Système photovoltaïque supportant les fortes tensions" . [Online]. Available : <https://www.ines-solaire.org> [Accessed : 10- Aug- 2024]
- [22] Nexans, "NF C33-226 : 12/20(24) kV." [Online]. Available : <https://www.nexans.fr> [Accessed : 10- Dec- 2024]
- [23] "Lignes et postes – Graphique — Enedis Open Data".[En ligne]. Disponible sur : data.enedis.fr [Consulté le : 2 septembre 2024]
- [24] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena, N. MacLeod, R. Bryans, et A. Moon, " Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation ", in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, févr. 2017, p. 1-6. doi : 10.1049/cp.2017.0002
- [25] P. Ratheiser and U. Schichler, "Review of IEC 62895 regarding Electrical Type Tests on extruded MVDC Cable Systems, " in *Jicable HVDC'21 - International Symposium on HVDC Cable Systems*, Liège, Belgium, Nov. 2021