



Bruxelles, le 30.9.2020
C(2020) 6635 final

RAPPORT DE LA COMMISSION

évaluant la disponibilité de solutions de substitution aux gaz à effet de serre fluorés dans les appareils de commutation et les équipements associés, y compris les appareils de commutation secondaire à moyenne tension

1. Introduction

Aux termes de l'article 21, paragraphe 4, du règlement (UE) n° 517/2014¹ relatif aux gaz à effet de serre fluorés (ci-après le «règlement»), la Commission est tenue d'évaluer l'existence de solutions techniquement possibles et présentant un bon rapport coût-efficacité, économes en énergie et fiables, susceptibles de remplacer les gaz à effet de serre fluorés dans les nouveaux appareils de commutation secondaire à moyenne tension.

Le présent rapport satisfait à cette exigence prévue par le règlement. Il s'intéresse également aux nouveaux appareils de commutation primaire à moyenne tension, aux appareils de commutation à tension plus élevée, ainsi qu'aux disjoncteurs de générateur et autres équipements en lien avec les appareils de commutation. Le présent rapport ne prend pas en considération la mise en conformité d'appareils de commutation existants.

Le gaz fluoré visé dans le présent rapport est l'hexafluorure de soufre (SF₆), qui est utilisé dans les appareils de commutation depuis plusieurs décennies comme matériau isolant et comme milieu de coupure de courant. Avec un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de 22 800², le SF₆ est le plus puissant gaz à effet de serre connu.

Le présent rapport s'appuie sur des travaux techniques effectués pour le compte de la Commission, y compris de vastes consultations menées auprès des parties prenantes ainsi que des délibérations dans le cadre du forum consultatif³ mis en place conformément à l'article 23 du règlement. En particulier, il convient de noter que les informations relatives aux coûts et à l'évolution du marché reposent sur les données transmises par les fabricants.

2. État actuel des solutions de substitution au SF₆ dans différents types d'équipements

2.1. Différents types d'équipements liés aux appareils de commutation

Les appareils de commutation sont constitués d'une combinaison de commutateurs, fusibles ou disjoncteurs qui permettent de contrôler, de protéger et d'isoler différents types d'équipements électriques, en évitant par exemple la survenue de surcharges de courant qui détruiraient l'équipement. Il existe de nombreux types d'appareils de commutation différents. Le présent rapport établit une distinction entre les différents types d'appareils de commutation selon:

- le niveau de tension,
- le niveau de réseau d'électricité,
- le milieu isolant, et
- le mécanisme du dispositif de commutation.

¹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.150.01.0195.01.FRA.

² Les valeurs de PRP sont issues des annexes I et II du règlement.

³ Réunions du forum consultatif relatif aux gaz à effet de serre fluorés établi conformément à l'article 23 du règlement relatif aux gaz fluorés: https://ec.europa.eu/clima/events/articles/0106_en. Le lien (en anglais) renvoie vers un document d'information qui fournit des références supplémentaires quant aux sources utilisées pour établir les conclusions actuelles.

Les niveaux de tension: basse, moyenne, haute et très haute tension

En ce qui concerne les niveaux de tension, le présent rapport se conforme aux conventions établies par les normes de la Commission électrotechnique internationale(IEC, 2003) et opère une distinction entre les niveaux de tension suivants:

Basse tension (BT)	< 1 kV
Moyenne tension (MT)	1 kV-52 kV
Haute tension (HT)	> 52 kV et < 150 kV
Très haute tension (THT)	> 150 kV

Les niveaux de réseau: transmission et distribution primaire et secondaire

L'équipement est également classé selon le type de réseau électrique dans lequel il est utilisé, par exemple dans le réseau de transmission ou le réseau de distribution d'électricité.

La transmission désigne l'acheminement de quantités très importantes d'énergie électrique sur de longues distances, depuis les centrales électriques vers les postes électriques, tandis que la distribution concerne la livraison d'énergie électrique au consommateur depuis des postes électriques. Le niveau de la distribution est également divisé en distribution primaire et secondaire.

Dans le réseau de distribution primaire, les appareils de commutation assurent l'interface avec le réseau de transmission. Ces interfaces sont généralement installées dans des postes électriques intérieurs dédiés, dans lesquels les paramètres environnementaux, comme la température et l'exposition aux phénomènes climatiques comme la pluie ou la neige, sont maîtrisés.

Dans le réseau de distribution secondaire, les appareils de commutation assurent l'interface avec les tensions plus basses et les consommateurs finals. Les transformateurs distribuant l'électricité à basse ou moyenne tension sont situés dans des armoires électriques à proximité des locaux des utilisateurs. Les appareils de commutation utilisés dans les réseaux publics sont principalement de type Ring Main Unit (RMU), qui sont des systèmes modulaires, compacts et scellés intégrant les dispositifs de commutations nécessaires. Par rapport à la distribution primaire, différentes contraintes supplémentaires s'appliquent. En effet, l'espace attribuable à l'installation est généralement très limité, les paramètres environnementaux tels que la température ou l'humidité ne sont souvent pas maîtrisés, et l'équipement peut être installé dans des lieux publics.

Il existe une corrélation entre le niveau de réseau et les niveaux de tension appropriés. La transmission d'électricité vers les postes électriques (habituellement sur de longues distances) requiert des tensions plus élevées que la distribution d'électricité vers le consommateur depuis les postes électriques. En Europe, les basses et moyennes tensions sont principalement

utilisées pour la distribution, tandis que la très haute tension est généralement utilisée pour la transmission. Les réseaux à haute tension peuvent être utilisés à la fois pour la transmission et la distribution, en fonction du pays concerné.

Niveau de tension	Niveau de distribution
Basse tension (BT)	Distribution secondaire
Moyenne tension (MT)	Distribution secondaire Distribution primaire
Haute tension (HT)	Distribution primaire Transmission
Très haute tension (THT)	Transmission

Le milieu isolant: air, gaz, solide ou liquide

Le milieu qui assure l'isolation dans un appareil de commutation peut être de l'air, du gaz, un matériau solide ou un liquide.

Les appareils de commutation à isolation gazeuse (GIS) utilisent habituellement du SF₆. Il existe également des GIS sans SF₆, qui recourent à des mélanges de gaz naturels, comme de l'air pur (azote et oxygène) ou du CO₂. De faibles quantités de substances fluorées de synthèse (principalement des fluoronitriles et des fluorocétones) sont parfois ajoutées au gaz de façon à augmenter son pouvoir isolant. Ces mélanges présentent une incidence bien moindre sur le climat que le SF₆⁴.

Les appareils de commutation à isolation atmosphérique (AIS) utilisent l'air ambiant comme milieu isolant. Les dimensions physiques des appareils de commutation utilisant l'air comme milieu isolant tendent à être relativement importantes, et l'exposition potentielle des pièces électriques aux facteurs environnementaux tels que l'humidité, la poussière, etc. peut s'avérer plus problématique. Par conséquent, ces équipements sont principalement utilisés dans les installations de distribution primaire, où ces facteurs environnementaux peuvent être plus facilement maîtrisés, et où les contraintes d'espace sont moins strictes que dans les installations de distribution secondaire.

Des solutions à isolation solide (SIS) et à isolation liquide (LIS) prévues pour la distribution secondaire sont commercialisées depuis de nombreuses années. La part de marché en Europe reste toutefois inférieure à 10 %, en partie en raison des coûts d'investissement légèrement supérieurs par rapport aux produits utilisant le SF₆ comme isolant. Cependant, dans certains États membres, la part de marché dans certaines régions est relativement élevée grâce à la coopération des utilisateurs finals ayant adopté cette technologie. Les modèles de SIS de

⁴ Le PRP des fluorocétones est considéré comme inférieur à 1, et celui des fluoronitriles comme égal à 2 100 équivalents CO₂. La composition définitive des mélanges dépend du système dans lequel il est destiné à être utilisé. Par exemple, dans les cas où un mélange contenant du fluoronitrile se compose de 96 % ou 80 % de CO₂ et de 4 % ou 20 % de fluoronitriles, les PRP des mélanges seront respectivement de 180 ou 500 équivalents CO₂. Comparés au SF₆, ces mélanges présentent donc une incidence sur le climat correspondant à environ 1 % à 2 % du PRP du SF₆.

pointe associent isolation solide et isolation atmosphérique à pression ambiante, dans une cuve hermétiquement scellée, et peuvent donc également être considérés comme des GIS. Contrairement aux AIS, les facteurs environnementaux comme la poussière, la saleté, le sel ou l'humidité n'ont aucune incidence sur les performances de l'équipement.

Le milieu de commutation: dans le vide ou SF6

Des dispositifs de commutation protègent l'équipement contre les dommages en interrompant la circulation du courant électrique lorsqu'un défaut a été détecté. Il existe deux principales catégories de dispositifs: les disjoncteurs et les systèmes associant un interrupteur à coupure en charge et un fusible.

Les disjoncteurs fonctionnent en ouvrant leurs contacts pour interrompre le circuit lorsqu'un défaut a été détecté. L'arc électrique alors généré s'évanouit dans le milieu utilisé. Dans le cas des disjoncteurs, la création d'un vide d'air est la solution dominante.

Dans une combinaison interrupteur à coupure en charge-fusible, l'interrupteur à coupure en charge déconnecte le circuit, tandis que le fusible fournit une protection contre les courts-circuits et les arcs électriques. Les interrupteurs à coupure en charge utilisent principalement du SF₆.

2.2. Solutions de substitution au SF₆ dans les appareils de commutation à moyenne tension

La possibilité d'utiliser des solutions sans SF₆ comme isolant et comme milieu de coupure de courant dépend notamment du niveau de tension et du niveau de réseau.

2.2.1. Appareils de commutation à moyenne tension dans la distribution primaire

Pour les appareils de commutation à moyenne tension utilisés dans la distribution primaire, les solutions de substitution sans SF₆ constituent d'ores et déjà une réalité. En ce qui concerne l'isolation, les AIS bénéficient d'une part de marché importante (40 % à 80 %, selon le fabricant) dans les installations où l'espace et les facteurs environnementaux ne constituent pas un problème, c'est-à-dire dans les installations intérieures qui disposent de suffisamment d'espace et dont les paramètres climatiques sont maîtrisés. Il existe également des GIS qui utilisent des solutions de substitution sans SF₆, reposant sur de l'air pur associé à une isolation solide ou des mélanges gazeux intégrant des substances de synthèse comme isolant. Le pouvoir isolant des gaz naturels alors nécessaire est obtenu par une augmentation modérée de la pression gazeuse par rapport au SF₆. Des dispositifs fonctionnant avec des tensions allant jusqu'à 36 kV sont commercialisés, ou en phase d'essai de type et d'expérimentation sur les sites de clients.

Lorsque le mélange gazeux contient des substances de synthèse, il est nécessaire de procéder régulièrement à des contrôles de qualité du gaz, ce qui implique des coûts d'entretien additionnels en raison des besoins de main-d'œuvre supplémentaires, ainsi que des coûts relatifs à la mise en œuvre des procédures et des coûts d'exploitation. Toutefois, ces mesures de contrôle et d'essai peuvent aisément être intégrées aux programmes d'exploitation et d'entretien existants. Dans les AIS comme dans les GIS, la coupure du courant est réalisée à l'aide de disjoncteurs à vide, qui sont des dispositifs ne contenant pas de SF₆.

La configuration des postes électriques destinés à la distribution primaire est planifiée et mise en œuvre au cas par cas. Il n'existe pas de combinaison standard de modules proposée ou commercialisée en grandes quantités. Par conséquent, le nombre de variantes à prendre en considération lors de la conception, de l'essai et de la commercialisation de nouveaux produits reste limité: les dispositifs sont directement intégrés dans les réseaux des utilisateurs finals et l'étape d'intégration du système dans un poste compact de distribution n'a donc plus lieu d'être.

La transition vers des solutions sans SF₆ pourrait ainsi s'opérer de manière relativement rapide: pour les solutions ayant déjà fait l'objet d'un essai de type, une période de deux à trois ans semble raisonnable. De nombreuses solutions n'utilisant pas de SF₆ se trouvent déjà à un stade de développement avancé, et une augmentation du nombre de solutions disponibles est donc attendue à moyen terme.

Le coût des solutions à venir n'utilisant pas de SF₆ devrait être égal ou très légèrement supérieur à celui des équipements contenant du SF₆, au moins pour certains produits commercialisés.

2.2.2. Appareils de commutation à moyenne tension dans la distribution secondaire

Dans la distribution secondaire, les équipements sont majoritairement des GIS contenant du SF₆ en raison des nombreuses contraintes associées à ce type de distribution (comme l'espace, la maîtrise de l'humidité et de la température) et des avantages techniques montrés dans ces conditions par le SF₆, tant comme isolant que comme milieu de coupure de courant. Les AIS occupent une place marginale dans les appareils de type RMU destinés à la distribution secondaire en raison des contraintes spatiales et environnementales posées par ces systèmes. De plus, la technologie couramment utilisée pour la coupure du courant est la combinaison interrupteur à coupure en charge-fusible, qui contient également du SF₆.

Faisabilité technique et performances des solutions d'isolation sans SF₆

Il y a quelques années, un fabricant a mis sur le marché un appareil de commutation secondaire qui n'utilise pas le SF₆ comme milieu isolant, et qui présente les mêmes dimensions et caractéristiques électriques assignées que les systèmes équivalents de ce fournisseur contenant du SF₆. Aujourd'hui, il existe différentes solutions d'appareils de commutation n'utilisant pas de SF₆, plus particulièrement pour les tensions assignées s'élevant jusqu'à 24 kV.

Le milieu utilisé comme solution de substitution est fréquemment un mélange gazeux contenant des fluoronitriles ou des fluorocétones. Certaines de ces solutions utilisent une pression gazeuse légèrement supérieure pour obtenir le pouvoir isolant requis, qui est comparable à celle des premiers équipements contenant du SF₆. Cette modification se reflète dans la conception de leur structure, pour éviter les pertes de pression potentielles qui altéreraient leur fonctionnement. Une surveillance approfondie lors des expérimentations et des tests montre que les mélanges gazeux ne se détériorent pas pendant le fonctionnement du système. Toutefois, les solutions de substitution à base de mélanges gazeux présentent des valeurs de point d'ébullition et de température minimale de fonctionnement supérieures à celles du SF₆. Par conséquent, à niveau de pression identique, les appareils de commutation contenant du SF₆ peuvent fonctionner à des températures plus basses. En outre, les mélanges contenant des fluoronitriles peuvent fonctionner normalement à une température plus basse par rapport à ceux composés de fluorocétones. Une telle limitation peut s'avérer essentielle pour les installations situées dans des zones pouvant connaître des températures très basses, et où ce facteur ne peut être maîtrisé.

Pour les tensions allant jusqu'à 12 kV, quelques fabricants proposent également des solutions utilisant l'air pur, et un fabricant a récemment présenté un appareil de commutation à l'air pur dont la tension assignée s'élève jusqu'à 24 kV. Ces solutions ne sont pas sensibles à la température.

Faisabilité technique et performances des solutions de coupure du courant sans SF₆

En ce qui concerne la coupure du courant, les interrupteurs à coupure en charge contenant du SF₆ sont couramment utilisés au niveau de la distribution secondaire. Trouver des solutions de remplacement qui ne contiennent pas de SF₆, qui présentent un bon rapport coût-efficacité, et

qui soient fiables et sûres pour les interrupteurs à coupure en charge dans la distribution secondaire constitue un véritable défi, car ces derniers sont généralement plus simples, plus économiques et ne nécessitent pas d'entretien par rapport aux disjoncteurs à vide. En particulier, l'utilisation de disjoncteurs sera plus onéreuse et coûteuse en raison de la nécessité de préserver la sélectivité du système de protection, qui garantit que seule la partie du système en défaut est déconnectée et non l'ensemble du système⁵. Cela peut nécessiter une coordination complexe et onéreuse de la protection entre la distribution primaire et secondaire, et potentiellement entre les différents opérateurs. De plus, les disjoncteurs nécessitent habituellement des travaux d'entretien, ce qui n'est pas le cas des interrupteurs à coupure en charge. Ces problématiques restent cependant de nature systémique, et sont donc surmontables. En outre, des combinaisons interrupteur à coupure en charge-fusible ne contenant pas de SF₆ ont récemment été présentées.

Coûts et potentiel commercial

Compte tenu du nombre restreint de produits actuellement disponibles sur le marché, de la commercialisation relativement récente de ces produits, ainsi que des nombreuses conditions aux limites et multiples facteurs externes ayant une incidence sur le prix final, il est difficile d'estimer précisément l'investissement supplémentaire à la charge de l'utilisateur final pour l'achat d'un appareil de commutation n'utilisant pas de SF₆ comme isolant par rapport au même équipement contenant du SF₆.

L'investissement supplémentaire déclaré par unité oscille entre 5 % et 20 %, avec quelques exceptions liées à des conditions abaissant cet investissement supplémentaire à 0 % ou l'élevant jusqu'à 30 %. En outre, les solutions de substitution sans SF₆ peuvent impliquer des coûts d'entretien additionnels par rapport aux produits contenant du SF₆.

En revanche, outre les effets sur l'environnement, les solutions de substitution sans SF₆ offrent des avantages potentiels:

- la mise en place de réseaux électriques intelligents peut nécessiter des reconfigurations fréquentes des topologies de réseau, comme pour le rechargement de véhicules électriques, et les disjoncteurs à vide sont plus appropriés dans ces cas de figure;
- les futurs coûts de fin de vie relatifs à la récupération, au recyclage et à l'élimination du SF₆ peuvent s'avérer conséquents.

Les fabricants d'appareils de commutation ont en principe besoin d'une certaine visibilité sur le marché pour pouvoir réaliser les investissements nécessaires dans la recherche, le développement et l'innovation afin d'être en mesure de proposer une gamme complète intégrant des solutions de substitution sans SF₆.

De plus, l'introduction de nouvelles solutions de substitution au niveau de la distribution secondaire requiert un certain nombre d'étapes, et s'avère plus complexe qu'au niveau de la distribution primaire. La configuration de l'équipement de type RMU peut varier selon les spécifications du client, et chaque configuration doit être soumise à un essai de type. Bien que la distribution secondaire représente un parc important, l'offre de produits est diversifiée. Dans certaines situations spécifiques, le déploiement d'appareils de commutation ne

⁵ Cela constitue un défi en raison des différentes durées d'élimination d'un défaut de court-circuit, qui sont plus longues dans les disjoncteurs que dans les combinaisons interrupteur à coupure en charge-fusible, et parfois même plus longues que dans les disjoncteurs des postes électriques.

contenant pas de SF₆ reste particulièrement ardu, comme en présence de conditions environnementales extrêmes ou lors de l'adjonction d'un équipement de type RMU à un réseau de distribution secondaire existant.

Pour les solutions testées par type, une période de transition de deux ans est probablement nécessaire avant une commercialisation à plus grande échelle. Toutefois, les solutions testées ne constituent qu'une partie de l'ensemble de la gamme de produits. Ainsi, il faudra probablement plus de temps (quatre à cinq ans) pour répondre à la diversité des besoins des clients, et la gamme commercialisée devra donc s'enrichir progressivement. En ce qui concerne les solutions disponibles sur le marché, l'augmentation des capacités de production nécessitera un certain temps.

2.2.3. Disjoncteurs de générateur

Dans les centrales électriques, les disjoncteurs de générateur assurent l'interface entre le générateur et le réseau, plus précisément le transformateur de moyenne à haute tension. Ils protègent à la fois le générateur et le transformateur. En raison de la nature de leur utilisation, ces dispositifs sont conçus pour des courants assignés et de court-circuit extraordinairement élevés. Le nombre de centrales électriques (en construction) étant limité, les disjoncteurs de générateur représentent une application de niche, pour laquelle il existe un nombre très restreint de fabricants. Un fabricant propose un dispositif ne contenant pas de SF₆, mais celui-ci ne constitue une solution appropriée que dans un champ d'application limité. Les autres fabricants ne s'engagent pas dans le développement de solutions alternatives. Cette donnée n'indique pas l'existence d'obstacles techniques fondamentaux, mais plus simplement que les perspectives du marché semblent jusqu'ici trop limitées pour justifier les coûts de développement.

2.3. Solutions de substitution au SF₆ dans les appareils de commutation à haute tension

Faisabilité technique et performances des solutions d'isolation sans SF₆

Pour les postes électriques à haute tension, les solutions d'isolation atmosphérique nécessitent bien plus d'espace que les configurations à isolation gazeuse. L'une des configurations d'AIS les plus courantes associe des jeux de barres à isolation atmosphérique à des dispositifs de commutation à isolation gazeuse. Les appareils de commutation hybrides combinent des jeux de barres à isolation atmosphérique et des modules préfabriqués intégrant des disjoncteurs, des sectionneurs, des sectionneurs de terre et des transformateurs de mesure dans une même enveloppe à isolation gazeuse. Les configurations hybrides requièrent moins d'espace que les AIS, mais le poste de sectionnement⁶ est plus grand que dans les GIS. Les milieux solide ou liquide ne sont pas utilisés comme milieu isolant dans les appareils de commutation à haute tension.

En raison de leur compacité, les appareils de commutation entièrement isolés aux gaz se sont imposés comme la solution standard pour les postes électriques installés dans les lieux où l'espace est une donnée déterminante, comme dans les zones urbaines et autres zones

⁶ Le «poste de sectionnement» désigne l'emplacement d'installation de l'appareil de commutation et sa superficie.

densément peuplées, ou par exemple dans le cas des plateformes haute tension collectant l'énergie provenant de parcs éoliens offshore.

Les mélanges gazeux constituent les seules solutions de substitution au SF₆, et ont connu les développements récents suivants:

- pour les tensions égales ou inférieures à 145 kV, différents modèles de GIS ne contenant pas de SF₆ ont fait l'objet de tests et d'expérimentations, et les fabricants ont déclaré un volume de commandes à l'international de plus de 1 000 baies pour les deux prochaines années. Selon le mélange gazeux et la plage de température associée, les cas d'utilisation peuvent se limiter à des installations intérieures. Par ailleurs, plusieurs installations GIS pilotes qui utilisent des mélanges gazeux différents font l'objet d'expérimentations depuis plusieurs années;
- pour les GIS de 72,5 kV destinés aux convertisseurs d'énergie éolienne offshore, il existe des équipements utilisant des mélanges de gaz naturels et des mélanges intégrant des fluoronitriles. Ces produits sont fabriqués à l'échelle industrielle. Les applications offshore impliquent des défis spécifiques en matière de logistique, de santé et de sécurité, et l'absence de manipulation de SF₆ constitue alors un atout;
- pour le segment concernant les appareils d'une tension supérieure à 145 kV, un GIS de 170 kV qui utilise un mélange gazeux intégrant des fluorocétones a été installé en 2015 à Zurich, en Suisse. Ce dernier repose sur une conception de 245 kV contenant du SF₆. Un autre GIS pilote de 170 kV/50 kA qui utilise des fluoronitriles sera mis sous tension en 2020. Les dimensions de cet appareil sont identiques à celles des équipements contenant du SF₆. Un GIS utilisant des gaz naturels pour des caractéristiques assignées de 170 kV et 50 kA a réussi avec succès tous les tests de performance;
- pour les tensions allant jusqu'à 245 kV, des études de concept et de conception sont menées sur des appareils de commutation et leurs composants fonctionnant sans SF₆. Les premières solutions devraient voir le jour dans un délai de cinq ans;
- des travaux de recherche et de développement conséquents restent nécessaires avant de disposer d'appareils pour des tensions supérieures (> 245 kV). Les premières solutions commerciales reposant sur des mélanges gazeux qui intègrent des substances de synthèse devraient voir le jour d'ici cinq ans. Par contre, il faudra plus de temps pour satisfaire à la variété des prérequis techniques et des applications.

Les mélanges gazeux intégrant des fluoronitriles et les solutions reposant sur le SF₆ présentent des dimensions et des caractéristiques électriques assignées équivalentes. Par contre, à puissance nominale identique, les modèles qui utilisent des mélanges gazeux à base de fluorocétones et de gaz naturels présentent des dimensions physiques supérieures à celles des équipements utilisant du SF₆. Plutôt que de conserver la même puissance nominale et d'augmenter la taille de l'appareil de commutation, le passage à une puissance nominale inférieure est parfois suffisant et permettrait l'utilisation d'un système sans SF₆ qui présente une tension inférieure et des dimensions identiques.

Dans le cas des sites spécifiques où la tension assignée doit être constante et où l'espace est limité, comme les postes électriques installés dans des centrales électriques ou des zones urbaines, les modèles actuels utilisant les fluoronitriles peuvent être l'unique solution de substitution aux appareils de commutation contenant du SF₆ qui soit viable.

En ce qui concerne les postes de sectionnement situés en extérieur, l'espace est une donnée moins contraignante dans la mesure où les composants qui y ont été installés dans les années 70 et 80 présentent des dimensions bien plus importantes que celles des modèles modernes contenant du SF₆. Il sera donc souvent possible de les remplacer par des solutions de substitution sans SF₆ qui présentent les mêmes caractéristiques assignées.

Faisabilité technique et performances des dispositifs de commutation sans SF₆

En ce qui concerne la commutation, des solutions de substitution au SF₆ reposant sur des mélanges gazeux et des systèmes à vide sont déjà utilisées:

- pour les tensions s'élevant jusqu'à 145 kV, des interrupteurs à vide sont disponibles sur le marché;
- pour les tensions s'élevant jusqu'à 170 kV, des mélanges intégrant du fluoronitrile sont disponibles sur le marché;
- pour les tensions s'élevant jusqu'à 245 kV, des études de concept sont actuellement menées sur les interrupteurs à vide;
- pour les tensions supérieures s'élevant jusqu'à 420 kV, des recherches sont menées sur le montage en série de deux interrupteurs;
- pour les caractéristiques assignées de 420 kV, le programme LIFE de l'Union européenne soutient la mise en œuvre d'un mélange contenant du fluoronitrile pour un disjoncteur de GIS.

Coûts et potentiel commercial

Les dimensions plus importantes des GIS qui utilisent des fluorocétones et des gaz naturels impliquent des coûts plus conséquents. Les fabricants ont déclaré un facteur coût qui s'élève jusqu'à 200 % pour les GIS de substitution en cours d'expérimentation par rapport aux versions commercialisées utilisant du SF₆. Parallèlement, ces derniers signalent qu'en raison des courbes d'apprentissage, des réductions en matière de dimensions, et donc de coûts, sont envisageables.

Concernant les solutions de substitution destinées aux appareils de commutation haute tension et très haute tension, la pénétration du marché est un processus moins complexe que dans le cas de la moyenne tension. Les postes électriques haute tension sont conçus et construits selon les spécifications des clients. Chaque configuration est assemblée en utilisant des composants testés par type.

Pour les clients, des procédures spécifiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité concernant les mélanges gazeux de substitution doivent être mises en œuvre dans la totalité de l'organisation avant la mise en fonction. Pour les substances de synthèse, ces procédures devraient être assez semblables à celles utilisées pour le SF₆. Toutefois, des directives spéciales doivent être définies et des formations doivent être organisées. Pour les solutions de substitution qui s'appuient exclusivement sur les gaz naturels, les procédures en matière de manipulation, d'environnement, de santé et de sécurité sont plus simples.

La durée nécessaire pour réaliser la transition vers des produits ne contenant pas de SF₆ dépend principalement de la tension utilisée:

- jusqu'à 145 kV, des GIS ont été testés avec divers mélanges gazeux sans SF₆ et, compte tenu de leur état de développement avancé, leur commercialisation devrait intervenir dans deux ans. Une gamme de produits arrivés à maturité couvrant toutes les solutions pourrait être disponible dans cinq ans;
- pour les équipements jusqu'à 245 kV, des solutions devraient être expérimentées au cours des deux prochaines années, et des solutions commerciales devraient être présentées dans un délai de cinq ans, la commercialisation complète intervenant alors ultérieurement;
- le développement de solutions de substitution pour les tensions plus élevées prendra au minimum cinq ans. Le suivi des progrès est une condition préalable à la définition des transitions.

2.4. Solutions de substitution aux SF₆ pour les équipements liés aux appareils de commutation

Il existe de nombreux composants et dispositifs liés aux appareils de commutation dont le fonctionnement repose actuellement sur le SF₆. Ils ont en commun qu'aucun dispositif de commutation n'est nécessaire. Dans certains cas, le gaz est utilisé comme gaz de procédé au cours de la fabrication, ou comme isolant uniquement. Certains de ces composants sont exclusivement adaptés au secteur de la moyenne tension (condensateurs), et certains dispositifs sont utilisés en moyenne et haute tension.

Les transformateurs de mesure servent à mesurer le courant ou la tension. Ils sont utilisés en moyenne et haute tension. Les conceptions diffèrent selon la fonction et le niveau de tension:

- l'isolant utilisé en moyenne tension est de la résine époxy coulée. Une partie de la gamme de produits utilise du SF₆ comme gaz de procédé. Le gaz peut être recyclé et injecté pendant le processus de fabrication, et un fabricant a fait état d'une réduction de 70 % de sa consommation de SF₆ par rapport à la situation 20 ans auparavant, où le gaz n'était pas injecté. Par ailleurs, le potentiel de réduction des émissions est limité par rapport aux niveaux atteints jusqu'ici. Toutefois, les coûts spécifiques de la réduction seront excessivement élevés. Seules des quantités négligeables de gaz finissent dans le produit. Des recherches ont été menées sur d'autres gaz et mélanges gazeux, sans parvenir à des résultats satisfaisants. En ce qui concerne cette application, il n'existe actuellement pas de perspectives réalistes permettant d'envisager une substitution totale du SF₆;
- en haute tension, le SF₆ est également utilisé comme isolant dans ces transformateurs. Dans certaines applications, de l'huile est utilisée comme milieu isolant. Des gaz de substitution composés de substances naturelles ainsi que des mélanges intégrant des substances de synthèse (fluorocétones, fluoronitriles) sont utilisés. Les transformateurs actuels qui s'appuient sur des gaz de substitution ont été testés pour des tensions allant jusqu'à 245 kV. Des transformateurs de tension individuels pour des tensions s'élevant jusqu'à 420 kV ont été présentés ou devraient être expérimentés au cours des deux prochaines années. Les mélanges gazeux qui n'utilisent pas de fluoronitriles nécessitent une pression gazeuse plus élevée que celle des installations contenant du SF₆. Par conséquent, les enveloppes qui renferment ces solutions de substitution présentent aussi des dimensions et un poids plus élevés. Le nombre de systèmes de substitution utilisables pour le remplacement des transformateurs de mesure existants sur les sites qui présentent des contraintes d'espace peut être limité. Toutefois, la question des dimensions pose généralement moins de problèmes pour les postes de sectionnement situés en extérieur. Le développement de gammes de produits arrivés à maturité, l'industrialisation de la fabrication et l'homologation par les utilisateurs finals prendront plusieurs années, ce qui signifie que l'éventail des solutions de substitution disponibles devrait s'étoffer progressivement à moyen terme.

Les condensateurs destinés aux applications en moyenne tension dans la plage de tension inférieure exploitent la rigidité diélectrique du SF₆, et aucune solution de substitution n'a été développée à ce jour. Comme pour les transformateurs à moyenne tension, le gaz est utilisé

pendant le processus de fabrication. Celui-ci se retrouve encapsulé dans le composant en quantité négligeable. Pour l'heure, il n'existe pas encore de technique permettant de le récupérer, et le SF₆ est libéré lors de l'élimination en fin de vie.

Les **traversées** sont utilisées pour isoler de l'enveloppe les conducteurs qui pénètrent dans un appareil. Dans les traversées, du papier imprégné d'huile (OIP), du papier imprégné de résine (RIP) et des matériaux synthétiques enduits de résine (RIS) coexistent avec des systèmes utilisant du SF₆. En ce qui concerne les tensions inférieures à 145 kV, des équipements utilisant des mélanges de gaz de substitution sont disponibles. Les fabricants indiquent qu'en raison des efforts en cours, une extension progressive des plages de tension jusqu'à 245 kV est réaliste à l'horizon des deux prochaines années. Les investissements nécessaires en recherche et développement sont toutefois considérables. La réalisation d'essais de durée de vie montrant une durée raisonnable est une condition sine qua non à un déploiement commercial. En fin de vie, le gaz peut être récupéré et traité. Certains modèles utilisent cependant le milieu isolant en association avec des mousses. Dans ces cas de figure, la récupération du gaz est complexe et aucune procédure idoine n'a encore été mise en place. Dans la pratique, le gaz est actuellement libéré après l'élimination en fin de vie⁷.

Les lignes à isolation gazeuse ainsi que les gaines à barres et jeux de barres à isolation gazeuse sont utilisés pour les lignes de transmission haute puissance compactes sur des distances limitées, à proximité des centrales électriques et postes électriques. Depuis 2017, des appareils sans SF₆ qui utilisent des mélanges gazeux intégrant des fluoronitriles ont démontré leur efficacité pour les tensions allant jusqu'à 420 kV. Un système utilisant des fluorocétones sera livré en 2020 et mis en service en 2021. Par ailleurs, une expérimentation d'un équipement de 420 kV qui s'appuie sur l'air comprimé sera mise en œuvre au cours de la même période. En fin de vie, les gaz de synthèse et produits de dégradation peuvent être récupérés et traités. En ce qui concerne les gaz naturels, le gaz peut être libéré dans l'atmosphère, ce qui réduirait l'ensemble des opérations de transport et de recyclage.

3. Conclusions

En ce qui concerne les **nouveaux appareils de commutation à moyenne tension utilisés dans la distribution secondaire**, il est possible de tirer les conclusions suivantes en se fondant sur les éléments précédemment mentionnés.

Pour ce segment, le SF₆ est actuellement la technologie dominante à la fois pour l'isolation et pour la coupure du courant. En ce qui concerne l'isolation, des solutions de substitution sont commercialisées depuis peu pour certaines applications allant jusqu'à 24 kV. Leurs caractéristiques techniques, comme les dimensions physiques, la durée de vie technique et la fiabilité semblent identiques à celles des équipements équivalents utilisant du SF₆ proposés par les mêmes fabricants. Toutefois, il faudra du temps pour que les fabricants développent la gamme de produits complète et mettent en place les capacités de production nécessaires pour approvisionner l'ensemble du marché. Les différents types d'appareils de commutation de la gamme de produits pourraient devenir disponibles d'ici deux à cinq ans, selon l'avancement des phases de développement et d'essai pour chaque type. Cependant, dans certains cas

⁷ C'est pourquoi, en Allemagne, le SF₆ emmagasiné est comptabilisé dans le cadre des émissions survenues durant la production.

spécifiques, le remplacement du SF₆ pourrait rester difficile, en raison par exemple des contraintes d'espace ou des conditions environnementales particulières. Les coûts supplémentaires par unité devraient être 5 % à 30 % plus élevés, même après l'industrialisation et l'intensification de la production.

En ce qui concerne la coupure, les disjoncteurs à vide constituent la solution de substitution la plus courante aux interrupteurs à coupure en charge contenant du SF₆. L'utilisation de disjoncteurs à vide est techniquement possible, mais les principaux obstacles à l'extension de leur utilisation dans la distribution secondaire sont le besoin d'entretien et les modifications complexes et onéreuses nécessaires pour atténuer le risque d'altération de la sélectivité du système de protection, qui garantit que seule la partie du système en défaut est déconnectée. Récemment, des interrupteurs à coupure en charge sans SF₆, qui ne présentent pas d'obstacles systémiques aussi importants, ont été présentés.

De toute évidence, il sera plus aisé d'installer des équipements sans SF₆ dans le cadre de sites «vierges» ou de remplacements complets (échange d'une armoire de distribution existante en fin de vie) que lors d'extensions ou de mises en conformité partielles, où des équipements avec et sans SF₆ coexisteraient dans un même poste électrique.

Le présent rapport a également analysé la faisabilité du remplacement du SF₆ dans les **nouveaux équipements de distribution primaire à moyenne tension**. Dans ce segment, des solutions de substitution sans SF₆ ont toujours été disponibles, et un nombre croissant d'appareils de commutation ne contenant pas de SF₆ sont actuellement développés et proposés par les fabricants. Leurs caractéristiques, comme les dimensions physiques, la durée de vie technique et la fiabilité semblent identiques à celles des équipements équivalents utilisant du SF₆ proposés par les mêmes fabricants. Après le déploiement complet sur le marché, seuls des coûts supplémentaires marginaux sont attendus, car les modèles reposant sur des solutions de substitution sont très proches des produits utilisant du SF₆. Une commercialisation complète de solutions de substitution après une période transitoire de deux ou trois ans semble réaliste. La coupure du courant ne pose pas de problèmes en distribution primaire, car les disjoncteurs à vide sont déjà des équipements couramment utilisés.

En ce qui concerne les **tensions plus élevées**, des GIS jusqu'à 145 kV ont été testés avec divers mélanges gazeux ne contenant pas de SF₆. La commercialisation peut être attendue d'ici deux ans pour ces types de systèmes, et une gamme de produits arrivés à maturité qui couvrirait la totalité des systèmes pourrait être disponible dans cinq ans. Pour les équipements jusqu'à 245 kV, des solutions seront expérimentées au cours des deux prochaines années, et des solutions commerciales devraient être présentées dans un délai de cinq ans, la commercialisation complète intervenant alors ultérieurement. Le développement de solutions de substitution pour les tensions plus élevées devrait prendre au minimum cinq ans. Dans les environnements où l'espace est limité, les GIS utilisant des fluoronitriles semblent être l'unique solution de substitution au SF₆ en raison des contraintes d'espace imposées par les autres solutions. Toutefois, pour la plupart des applications, ce critère ne constitue pas un facteur restrictif.

Le SF₆ est utilisé comme gaz de procédé dans la fabrication de **transformateurs de mesure et condensateurs à moyenne tension**. Les solutions de substitution potentielles n'ont pour l'instant pas montré de résultats satisfaisants. Pour réduire les émissions lors de la fabrication, un entretien approprié et une réutilisation efficace du gaz sont essentiels. Les émissions

émanant des produits lors de leur fonctionnement et de leur élimination sont négligeables. Pour les **traversées**, pour les **lignes à isolation gazeuse** ainsi que les **gainés à barres** et **jeux de barres à isolation gazeuse**, la pénétration du marché des solutions de substitution pour certaines plages de tension pourrait devenir relativement élevée d'ici cinq ans.

De manière générale, lorsque les solutions de substitution sans SF₆ sont plus coûteuses que les appareils de commutation contenant du SF₆, une intervention politique sera vraisemblablement nécessaire pour amorcer une transition. Dans le cadre du pacte vert pour l'Europe, la Commission a récemment entamé un réexamen des dispositions de l'Union relatives aux gaz fluorés, y compris l'évaluation du règlement relatif aux gaz fluorés ainsi qu'une proposition de révision dudit règlement au cours du quatrième trimestre 2021⁸. Les conclusions du présent rapport apporteront une contribution technique à ce réexamen.

⁸ <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12479-Review-of-EU-rules-on-fluorinated-greenhouse-gases>.