



Ministère de la Transition
Écologique et Solidaire



N° 012793-01

Ministère de l'Économie et
des Finances



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

N°2019/08/CGE/SG

La sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel

Rapport à

Madame la Ministre de la Transition Écologique et Solidaire

Bruno Fulda
Ingénieur général des
eaux, des ponts et des
forêts

Philippe Guignard
Ingénieur général des
eaux, des ponts et des
forêts

Gérard Lallement
Ingénieur général des
mines

Marie-Solange Tissier
Ingénieur général des
mines

Janvier 2020

SYNTHÈSE

Le ministre de la transition écologique et solidaire a interrogé le CGE et le CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel. La mission a rencontré la plupart des acteurs concernés et s'est déplacée pour avoir des contacts sur le terrain avec des techniciens chargés de cette sécurité. Ce rapport expose un certain nombre de constats, rend compte de sa réflexion et présente les recommandations qui en découlent.

Le gaz naturel est une énergie largement utilisée en France par les ménages, essentiellement pour le chauffage et la cuisson. Ce gaz leur est délivré par l'intermédiaire d'un réseau de distribution constitué par un système de canalisations dont la pression baisse jusqu'à son utilisation finale.

Les accidents liés à la distribution ont provoqué huit décès entre janvier 2009 et janvier 2019, incluant les quatre morts de la rue de Trévis (12 janvier 2019), accident qui n'a pas pu être analysé par la mission. Ces chiffres doivent être mis en rapport avec les victimes d'intoxication au monoxyde de carbone (environ 300 par an dont 20 décès) dans des logements dont les installations de chauffage sont vétustes ou mal entretenues. Les accidents graves liés à la distribution sont dus à des explosions ou à des incendies dont les conséquences peuvent être mortelles, qui provoquent des blessés et qui induisent des conséquences graves et durables pour un nombre éventuellement important de citoyens (dont, par exemple, les logements deviennent inhabitables). La sécurité de la distribution du gaz naturel doit donc être appréhendée avec la plus grande attention.

Les travaux de la mission n'ont pas permis de mettre en évidence de manquements graves à des obligations de sécurité : sans doute le fait que le recours au gaz naturel dépend de l'image de sécurité qu'il peut avoir auprès des consommateurs influence-t-il les différents acteurs.

Dans un souci de simplicité et d'efficacité et considérant la variabilité des situations et les incertitudes observées, la mission a choisi de retenir des recommandations de niveau national, visant à uniformiser les situations locales et à simplifier les règles qui ont une conséquence sur la sécurité.

Plusieurs points paraissent améliorables :

- l'histoire des réseaux de distribution, les modifications récentes des codes de l'énergie, de l'environnement, et de la construction et de l'habitation ainsi que le partage des rôles entre les gestionnaires de réseaux de distribution – GRD – concessionnaires et les collectivités locales - autorités concédantes - font que les réglementations sont très difficiles à bien connaître, pour les professionnels, et a fortiori pour les particuliers. La détermination du propriétaire de la canalisation qui va de l'entrée d'un immeuble au compteur individuel est certes indiscutable immeuble par immeuble, mais elle est le plus souvent inconnue des résidents et de bon nombre des acteurs concernés (syndics, collectivités territoriales concédantes, ...et parfois gestionnaires de réseaux). Les actions de surveillance de routine ne sont alors pas toujours effectuées.

Il est difficile d'affirmer aujourd'hui que cet état de fait est la cause de beaucoup d'accidents, mais la situation qui continue à exister dans des immeubles qui vieillissent n'est pas saine sur le plan de la sécurité pour le long terme.

La mission recommande donc d'uniformiser, par la loi, la limite des concessions jusqu'aux compteurs inclus, ce qui permettra d'en confier la propriété aux concédants et la responsabilité pleine et entière aux concessionnaires. C'est d'ailleurs la solution qui a été adoptée, en 2018, pour les concessions d'électricité.

La responsabilité accrue des concessionnaires implique cependant qu'il leur soit donné des droits d'accès complémentaires aux canalisations des immeubles qu'ils devront désormais encore mieux surveiller. La mission propose qu'ils aient le droit de couper le gaz à des clients si l'accès à ces canalisations leur est interdit.

- Les gestionnaires de réseaux doivent encore améliorer leur fonctionnement interne et rendre leurs relations avec l'administration plus transparentes.

La mission a ainsi constaté que le partage des retours d'expérience après des accidents ou des incidents graves, ainsi que l'analyse statistique des petits incidents sans gravité mais fréquents et potentiellement annonciateurs de difficultés plus importantes, n'étaient pas systématiques. De surcroît, l'administration n'a pas toujours accès aux raisonnements qui font choisir telle ou telle règle en matière de sécurité et n'a donc pas les moyens d'évaluer leur pertinence. La mission propose notamment que soit complétée la procédure dite de « déclaration de sinistre notable » pour mieux tirer parti des quasi-accidents.

Ces dernières années, plusieurs accidents graves ont été causés par de fausses manœuvres sur des organes de coupure abandonnés et mal sécurisés. Une vérification de la situation de ces organes est nécessaire et éventuellement une modification des règles de conduite en cas d'inutilisation d'une partie des canalisations devrait être envisagée.

La mission souhaite également que soit étudié l'intérêt de supprimer à terme la partie du réseau en basse pression, celui de généraliser à terme l'installation de systèmes de coupure automatique des branchements moyenne pression existants, et que soit proposée une manière de réduire le nombre de fuites sur les branchements et les dispositifs d'adaptation de la pression (régulateurs).

Elle considère que la détection automatique de fuite dans les immeubles pourrait être une solution utile, d'ores et déjà accessible sur le plan technique, mais dont le rapport coût/bénéfice est encore inconnu ; la mission préconise des expérimentations ces prochaines années.

Enfin, les différents gestionnaires de réseaux ont encore aujourd'hui des bases de données pour la « gestion de la maintenance assistée par ordinateur » largement incomplètes. Un effort sur ce point permettrait de renforcer à la fois la performance de la maintenance et la sécurité des réseaux.

La mission constate également que les endommagements des ouvrages gaz sous voirie pourraient sans doute être significativement réduits si une cartographie unique était enfin utilisée par tous les acteurs, tant pour les ouvertures de tranchées que pour d'éventuels travaux de fondations ou en sous-sol, ce qui est prévu à terme, si la cartographie du réseau de gaz et surtout de ses branchements était meilleure, si les maîtres d'œuvre étaient mieux formés et si surtout les maîtres d'ouvrage y attachaient de l'importance ; sur ces deux derniers points, les gestionnaires de réseaux doivent continuer à expliquer les enjeux.

- La réglementation de sécurité qui vient d'ailleurs d'être améliorée est l'héritière d'un temps où le gaz était distribué par des entreprises publiques. Elle reste le plus souvent qualitative. Aujourd'hui, il faut l'harmoniser pour que tous les gestionnaires de réseaux aient les mêmes obligations de sécurité avec, si nécessaire, des objectifs quantifiés. La mission n'en établit pas la liste, mais cite comme exemples la durée de réaction à l'appel d'un particulier pour une fuite de gaz, la fréquence de contrôle des canalisations dans les immeubles ou les durées de réaction et les procédures à employer en cas de conduites ou de branchements abandonnés ou inutilisés. La mission déplore en outre que plusieurs réglementations parallèles, proches, mais non identiques, fixent les règles

pour les locaux d'habitation et certains établissements recevant du public de 5e catégorie (les plus petits, pouvant être situés dans les mêmes immeubles). Elle suggère une harmonisation, en particulier sur les Plans Locaux d'Évacuation et sur les règles d'utilisation du gaz.

Enfin la mission a noté qu'en cas d'accident grave technologique, il arrive que l'existence d'une instruction judiciaire empêche ou ralentisse celle d'une enquête administrative technique qui vise à analyser les causes de l'accident et à apporter dans les meilleurs délais les correctifs nécessaires. Il est suggéré d'organiser une concertation entre les administrations techniques et la Chancellerie pour dégager des solutions à ce problème, déjà traité dans d'autres domaines comme celui de l'aéronautique.

En conclusion, et malgré l'existence de quelques accidents parfois très graves et naturellement toujours trop nombreux, la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturels s'est améliorée depuis dix ans. La mission met cependant en évidence des fragilités susceptibles de la détériorer à terme et propose des mesures dans l'objectif de les corriger. Mais elle ne peut exclure que des mesures supplémentaires et rapides soient nécessaires pour éviter la survenance d'accidents dont elle n'aurait pas décelé le risque d'occurrence.

TABLE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1.	Uniformiser par la loi la limite de la concession jusqu'au compteur inclus sauf si le propriétaire s'y oppose, et donc rendre le gestionnaire de réseau de distribution pleinement responsable de la sécurité sur l'ensemble de la concession (action : DGEC, DHUP, DGCL). 20
Recommandation n° 2.	Uniformiser les dispositions réglementaires concernant les ERP les plus simples (au sein de la 5ème catégorie) et les logements, en particulier celles relatives aux plans locaux d'évacuation et aux installations de gaz combustible (action : en liaison avec la DGPR, ministère de l'Intérieur et DHUP). 32
Recommandation n° 3.	Intégrer dans la déclaration de sinistre notable à l'administration (DSN) une indication relative à l'origine possible des événements. Demander à l'exploitant une analyse statistique annuelle des accidents les plus fréquents et un retour d'expérience pour les plus graves (action : DGPR). 33
Recommandation n° 4.	Autoriser par la loi le gestionnaire de réseau de distribution à couper l'alimentation en gaz, en cas de refus ou d'impossibilité d'accès aux conduites d'immeubles et aux conduites montantes (action : DGEC, DGPR). 37
Recommandation n° 5.	Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils établissent des dossiers visant i) le remplacement des canalisations basse pression, ii) l'équipement de tous les branchements moyenne pression de dispositifs de coupure automatiques et iii) la diminution du nombre de fuites sur les régulateurs, et ce en vue d'une décision de l'administration (action : DGPR). 40
Recommandation n° 6.	Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils améliorent la précision des bases de données utilisées pour la maintenance des réseaux et qu'ils présentent annuellement les résultats de leurs actions aux pouvoirs publics (action : DGPR). 42
Recommandation n° 7.	Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils vérifient le repérage des branchements et des organes de coupure individuels – OCI – au moyen de plaques de signalisation lisibles et qu'ils mettent en sécurité les OCI inactifs et improductifs (action : DGPR). 43

- Recommandation n° 8.** Lancer une expérimentation de détecteurs automatiques de gaz, par exemple dans deux villes de taille différentes, sur des immeubles, dans des zones considérées comme à risques (action : gestionnaires de réseaux de distribution). 47
- Recommandation n° 9.** Compléter les réglementations de sécurité relatives à la distribution en se reposant la question des champs d'application des arrêtés de 2000 et 2018. La réflexion devrait prendre en considération la maintenance des conduites, la condamnation des organes de coupure des branchements improductifs, le délai de réparation après fuite et le délai d'intervention sur accident (action : DGPR). 56
- Recommandation n° 10.** Lancer une réflexion, qui pourrait être confiée aux trois inspections générales concernées, sur les conditions juridiques permettant en cas d'accidents technologiques la conduite d'une enquête administrative indépendante, mais coopérant avec l'instruction judiciaire. 58

SOMMAIRE

SYNTHÈSE	iii
TABLE DES RECOMMANDATIONS.....	vii
Introduction.....	1
1 Un réseau simple dans sa conception, complexe par son ampleur et ses détails	4
1.1 Les fondements historiques et locaux d'un développement progressif	4
1.2 L'organisation technique actuelle	4
1.3 Le réseau de distribution.....	7
1.4 Le régime des concessions	8
1.5 L'encadrement des tarifs par la Commission de régulation de l'énergie.....	9
1.6 La connaissance incomplète du réseau et l'incertitude quant aux responsabilités.....	10
1.7 La résolution aujourd'hui lente de ces difficultés non techniques	17
1.8 Les simplifications nécessaires	18
2 Des événements anormaux et des accidents insuffisamment analysés	21
2.1 Les fuites.....	21
2.2 Les accidents.....	25
2.3 Les difficultés d'intervention des services d'incendie et de secours	30
2.4 La prévention des accidents sur les installations intérieures de gaz	31
2.5 Des retours d'expérience insuffisants et incomplètement valorisés	32
3 La gestion des réseaux de distribution : une amélioration continue mais perfectible	33
3.1 Des contrôles périodiques sans garantie d'exhaustivité	33
3.2 La politique de maintenance pour la sécurité de GRDF	38
3.3 Une gestion de la maintenance assistée par ordinateur (GMAO) perfectible	41
3.4 L'imparfaite gestion des branchements abandonnés ou inutilisés.....	42
3.5 Une détection préventive des fuites efficace, mais un délai de réparation à expertiser	43
3.6 La prévention de l'endommagement des réseaux lors de travaux publics : des progrès récents, importants mais inachevés.....	47
3.7 Des interventions rapides en cas de nécessité.....	51
3.8 Des exigences traitées à des niveaux réglementaires et contractuels.....	53
3.9 L'exploitation des informations livrées par un accident de gaz soumis à enquête judiciaire..	56

4 Conclusion.....	58
Annexe 1 : lettre de mission.....	61
Annexe 2 : liste des acronymes utilisés.....	63
Annexe 3 : liste des personnes rencontrées ou interrogées.....	65
Annexe 4 : bibliographie	69
Annexe 5 : schéma de principe d'un branchement	71
Annexe 6 : loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018, article 176	73
Annexe 7 : instruction DGPR du 22 janvier 2015 relative à la déclaration des sinistres sur les réseaux de distribution et les installations intérieures de gaz	75
Annexe 8 : liste des 23 entreprises locales de distribution (ELD)	79

INTRODUCTION

Le gaz combustible est une source d'énergie importante pour les économies modernes qui s'est développée depuis plus d'un siècle et demi et représente aujourd'hui approximativement 15 % de l'énergie primaire utilisée en France et 25 % de la consommation énergétique des ménages.

Cette énergie a connu de fortes évolutions, tant pour ses utilisations (l'éclairage a disparu au profit du chauffage et de la cuisson des aliments pour les ménages) que pour sa composition (le méthane ou gaz naturel et plus marginalement les gaz de pétrole liquéfiés, butane, propane, se sont substitués aux gaz issus de la distillation de la houille, toxiques, inflammables et explosibles). Les villes européennes (Londres, Bruxelles, Paris, ...) puis nord-américaines (New-York) ont développé les premiers réseaux de distribution.

Le méthane présente le grand intérêt d'être non toxique et moins polluant que les autres énergies carbonées fossiles, sous la condition – impérative – qu'il n'y ait pas de fuite ou de relargage dans l'atmosphère car le méthane possède un potentiel de réchauffement climatique (GWP ou global warming potential) très supérieur à celui du dioxyde de carbone¹. En revanche, le risque d'explosion reste réel, d'autant plus que l'usage de ce gaz est très répandu dans des zones d'habitation dense. Toutes les étapes du cycle de production et d'utilisation du gaz (extraction, transport, distribution et consommation) sont des sources potentielles de danger qui concernent de nombreux agents économiques. Des accidents graves (cf. §2.2) en France confirment la réalité du risque lié à la distribution et à l'usage de ce combustible.

La loi, la réglementation et les contrats de concession qui précisent certains points techniques, fixent les règles de la sécurité. Le contrat de service public (triennal) entre l'État et GRDF est un document complémentaire, déterminant pour ce concessionnaire qui couvre environ 95 % du marché français [5]².

Dans ce contexte qui ne permet aucun relâchement et appelle à une vigilance constante, le ministre de la transition écologique et solidaire a souhaité, par une lettre du 13 février 2019, qu'une mission du conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et du conseil général de l'environnement et du développement durable, soit diligentée pour évaluer les politiques mises en place par les exploitants de réseaux de distribution de gaz en matière :

- de conception, d'installation ou de construction des équipements ;
- d'entretien et de maintenance ainsi que de rénovation des équipements anciens ;
- de surveillance du réseau et de détection de fuites ;
- de prévention des risques liés aux travaux menés à proximité des réseaux de distribution de gaz et d'amélioration de la cartographie des réseaux ;

¹ Le potentiel de réchauffement climatique du méthane, révisé plusieurs fois à la hausse au cours des dernières décennies, est de l'ordre de 85 à un horizon de 20 ans et seulement de 25 à 35 à un horizon de 100 ans car ce gaz est dégradé assez rapidement dans l'atmosphère (en 12 ans environ) ; le potentiel du dioxyde de carbone est pris égal à 1 par convention sur toutes les périodes.

² Les nombres entre crochets, [xx], renvoient aux différents documents listés dans la bibliographie en annexe 4.

- de sécurisation des interventions d'urgence, quelle qu'en soit l'origine, avec une attention particulière à la localisation, la signalisation et l'opérabilité des organes de sectionnement.

Après avoir pris l'attache du cabinet du ministre de la transition écologique et solidaire et des directions d'administration centrales concernées, la mission a rencontré à plusieurs reprises Gaz Réseau Distribution France (GRDF) à son siège et dans plusieurs implantations opérationnelles d'Île-de-France. Elle s'est rendue en région Auvergne-Rhône-Alpes pour rencontrer les acteurs sur la Métropole de Grenoble, dont le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) GreenAlp. Elle a eu des échanges avec le GRD bordelais Regaz, les services déconcentrés de l'État en Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne et Île-de-France et s'est entretenue avec des collectivités et certaines de leurs fédérations. Ces quelques contacts ont rapidement révélé des situations localement variables, parfois connues avec une précision perfectible. Elle a rencontré les services du ministère de l'intérieur et des responsables d'autorités judiciaires. Enfin, des organismes scientifiques et techniques ou des syndicats et fédérations professionnelles ont également été consultés. Ces différents interlocuteurs ont fourni des références internationales, approfondies par des recherches par internet.

Ce rapport ne traite pas de l'accident survenu le 12 janvier 2019, rue de Trévis à Paris. Celui-ci est encore soumis au secret d'une instruction judiciaire en cours et la mission n'a donc pu obtenir aucune information technique, précise et certaine, relative à ses causes. Toutefois, la remise d'un rapport réalisé par quatre experts judiciaires a donné lieu à une communication du procureur de Paris le 30 décembre 2019, alors que la mission était quasiment achevée. Selon les éléments rapportés, l'accident de la rue de Trévis pourrait être comparable à d'autres parfois très anciens (Paris, 12 juillet 1883, [10] ou Harlem, New-York USA, le 12 mars 2014, [2]). Ces éléments ne remettent pas en cause l'analyse et les recommandations faites par la mission.

Une note d'analyse préliminaire a été transmise au ministre le 2 juillet 2019, conformément à sa demande. Le présent rapport en approfondit et précise les éléments mais n'apporte pas d'analyses ou de conclusions contraires à ce qui y était exposé.

Étudiée dans la première partie de ce rapport, l'organisation actuelle appelle quelques clarifications pour dissiper des incertitudes ou, surtout, pour préciser des responsabilités parfois ignorées par leurs titulaires. En effet, la sécurité des réseaux de distribution de gaz est, tant d'un point de vue technique que juridique, étroitement liée à leur conception, leur organisation et leur propriété. Celles-ci résultent de l'histoire technologique et d'intérêts économiques qui ont varié dans le temps.

La seconde partie analyse les événements anormaux (accidents, incidents avec notamment les fuites) qui sont observés sur les réseaux de distribution. Les données ne sont pas toujours simples à obtenir et surtout à exploiter tandis que le partage des retours d'expérience reste insuffisant.

La troisième partie aborde la gestion et l'entretien des réseaux, ainsi que la situation de leur environnement, qui sont d'autres conditions de la sécurité. Bien que les réseaux soient surveillés et bien que des progrès significatifs aient été réalisés récemment pour la sécurité, des améliorations semblent encore possibles, en particulier quant à la connaissance fine des installations et de leur suivi. L'exploitation statistique des données issues de cette surveillance paraît très importante. Elle pourrait aider à déterminer avec le moins d'ambiguïté possible si une recrudescence des incidents ou accidents, liée à l'arrivée en fin de vie de certains équipements, est peu vraisemblable, possible, probable ou à redouter. Ces données faciliteraient aussi un débat plus transparent entre les autorités concédantes, propriétaires des réseaux, et les concessionnaires, exploitants, dont les intérêts économiques, dans un contexte de monopole local, ne recouvrent pas les mêmes préoccupations. Enfin, la parfaite

exploitation, dans des délais propres à améliorer rapidement la sécurité, des données techniques issues des accidents soumis à une enquête judiciaire reste à construire.

Le rapport fait une place importante à l'examen de l'acteur dominant qu'est GRDF, mais se veut cependant général sur l'ensemble du secteur.

1 UN RESEAU SIMPLE DANS SA CONCEPTION, COMPLEXE PAR SON AMPLEUR ET SES DÉTAILS

1.1 Les fondements historiques et locaux d'un développement progressif

Si le gaz semble avoir été exploité localement depuis plus de deux millénaires en Chine, ce n'est qu'à la toute fin du 18^{ème} siècle que son emploi apparaît en Europe. Il connaît un développement important au cours du 19^{ème} siècle, d'abord pour l'éclairage, public puis privé, ultérieurement pour les usages culinaires avant de s'étendre au chauffage ([6] et [7]). Les compagnies locales qui produisaient le gaz de houille (six compagnies pour huit usines en 1839 à Paris) développaient leurs propres réseaux, lesquels s'arrêtaient en général à l'entrée des immeubles ou au rez-de-chaussée (éclairage des commerces).

Un besoin d'encadrement juridique est apparu rapidement, dès 1822 à Paris, avec la construction d'une usine à gaz rue du Faubourg Poissonnière, [10] ; toutefois, le premier cadre légal des contrats de concessions date de 1906. Cette lente genèse est une des raisons expliquant que les organisations ou les limites de propriétés des réseaux peuvent varier sensiblement selon les communes ou les agglomérations. La distribution du gaz au sein des immeubles engendrait des investissements importants dont la rentabilité était incertaine en l'absence d'informations précises sur les consommations possibles. Ce sont donc souvent les propriétaires ou des entreprises indépendantes, les « colonnards » qui ont financé l'installation de canalisations intérieures aux immeubles ; mais sans que cette situation soit générale, les concessionnaires ayant parfois construit ces réseaux intérieurs à leurs frais. Les compteurs étaient à l'origine fréquemment collectifs, le coût du gaz étant partagé et intégré dans les loyers. Des dispositifs de mesure individuels ont été posés ultérieurement. Les cahiers des charges locaux encadrant les relations entre les collectivités, les concessionnaires et les usagers ont pu prescrire des organisations spécifiques qui, le plus souvent, ne revenaient pas sur le passé.

En conséquence aujourd'hui, si la propriété des réseaux sur le domaine public communal est claire, ainsi que celle des réseaux et équipements après le compteur dans les domiciles privés, les sections situées dans les parties collectives des immeubles peuvent suivre des régimes de propriétés différents.

La nationalisation des entreprises gazières (loi 46-628 du 8 avril 1946) n'a pas conduit à uniformiser cette situation. Par ailleurs, le décret n° 61-1191 du 27 octobre 1961 qui avait pour objet, notamment, de régler ou au moins de clarifier ces questions en imposant un cahier des charges type (articles 2 et 10), ne concernait que Gaz de France et non les entreprises locales de distribution (ELD)³ (cf. § 1.6.2, p. 11).

La propriété ayant d'importantes répercussions en termes de responsabilité, cette hétérogénéité des règles, précisée dans les paragraphes qui suivent, n'est aucunement satisfaisante d'autant plus qu'elle peut être ignorée de certains acteurs économiques.

1.2 L'organisation technique actuelle

Le gaz naturel arrivant en France est injecté à partir d'un gazoduc ou d'un terminal méthanier (regazéification du gaz naturel liquéfié) dans le *réseau de transport*. Celui-ci est exploité sous haute

³ A la date de remise du rapport, il existe, en métropole, 23 ELD (source : Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées (SPEGNN); liste complète en annexe 8).

pression (plusieurs dizaines de bar ou atmosphères), il est composé de gazoducs de grande capacité dotés de postes de compression et reliés à des capacités souterraines de stockage. Ce réseau géré par GRTgaz et Teréga n'est pas concerné par cette mission et fait l'objet de réglementations spécifiques⁴.

Le gaz naturel passe ensuite dans les *réseaux de distribution* qui vont assurer sa livraison aux consommateurs finaux⁵. Le gaz progresse par détentes (abaissements de pression) successives ; ces infrastructures n'ont donc pas besoin de stations de compression et d'une gestion centralisée (à la différence des réseaux de transport).

GRDF assure la couverture de 95% des besoins en raccordement ; le reste revient à des gestionnaires de réseaux essentiellement issus de régies communales. Il s'agit de 23 entreprises locales de distribution parmi lesquelles on peut citer Gaz de Strasbourg, GreenAlp (ex Gaz de Grenoble), Regaz (à Bordeaux) (cf. note de bas de page n°3, p. 4 et annexe 8).

Le réseau de distribution de GRDF (au 31/12/2018)

Population desservie : 11 millions de foyers sont raccordés au gaz naturel au moyen de 7 millions de branchements ; 77% des Français habitent dans une commune reliée au réseau de GRDF.

Le réseau : 9 500 communes sont desservies par des canalisations dont la longueur cumulée est de 200 750 kilomètres acheminant 279,5 térawattheures. Les pressions de distribution utilisées sont les suivantes :

- moyenne pression C (MPC) : entre 4 bar et 25 bar ;
- moyenne pression B (MPB) : entre 400 mbar et 4 bar⁶ ;
- moyenne pression A (MPA) : entre 50 mbar et 400 mbar ;
- basse pression : inférieure à 50 mbar (21 mbar est une pression couramment employée semble-t-il).

Les investissements : en 2018, 973 millions sont investis pour développer, entretenir et exploiter le réseau dont 307 millions pour la sécurité et la modernisation du réseau (ce montant est assez stable sur les dix dernières années).

Les ressources humaines : GRDF emploie 11 450 collaborateurs.

Source : GRDF

Sur l'ensemble des réseaux parcourus par le gaz en France, il faut donc distinguer :

1. Le réseau de transport (non concerné par ce rapport),
2. Le réseau de distribution en séparant :
 - Les sections sur le domaine public (facile d'accès pour le concessionnaire) qui constituent à peu de chose près le réseau de distribution tel qu'il est défini par l'arrêté du 13 juillet 2000 ;
 - Les sections (parties d'« installations à usage collectif » au sens réglementaire)

⁴ Certaines canalisations de distribution dont les caractéristiques sont proches de celles des canalisations de transport en raison notamment de leur pression élevée relèvent de la même réglementation.

⁵ Les plus grands consommateurs de gaz (industries) peuvent être desservis directement par le réseau de transport (1010 points de livraison).

⁶ Il s'agit des bornes définies par l'arrêté du 2 août 1977 abrogé et remplacé par celui du 23 février 2018 (qui ne les reprend pas). GRDF fait référence à d'autres limites dans ses déclarations, correspondant vraisemblablement aux pressions effectivement employées 21 mbar, 300mb, 4bar et 25 bar.

localisées dans les espaces privés collectifs, c'est à dire les parties communes d'un immeuble ou d'une résidence (couloirs partagés ou cages d'escalier, sous-sols, voies d'accès, etc.) ;

- Les sections (parties d'« installations à usage collectif » au sens réglementaire) situées dans les espaces privés individuels ou parties privatives, c'est-à-dire « réservées à l'usage exclusif d'un propriétaire ou copropriétaire déterminé » (canalisations passant au travers de caves personnelles, segments terminaux dans des logements particuliers, etc.) ;

3. Le réseau intérieur dont le propriétaire est celui du logement (« installations intérieures de gaz » au sens réglementaire), non concerné par ce rapport, sauf citations marginales.

Les sections en domaine privé, collectif ou non, sont parfois imparfaitement repérées sur place ou sur des plans ; elles peuvent être difficiles d'accès et la responsabilité de leur maintenance sujette à interrogation. Ce point est au cœur de la question analysée par ce rapport et sera discuté par la suite.

Le schéma en annexe 5, issu de données de GRDF, explicite ces différents segments ou parties qui reçoivent des appellations précisément définies par la réglementation, notamment à l'article 2 de l'arrêté du 23 février 2018⁷ relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes. Quelques définitions extraites de cet arrêté méritent d'être rappelées :

« Conduite d'immeuble : Dans les immeubles collectifs, tuyauterie de gaz d'allure horizontale faisant suite au branchement d'immeuble collectif et alimentant une ou plusieurs conduites montantes, ou des nourrices dans des locaux ou placards techniques gaz ou des tiges-cuisines et parfois directement des installations intérieures.

Conduite montante : Conduite de gaz verticale pour la plus grande partie, raccordée à une conduite d'immeuble et alimentant les différents niveaux de cet immeuble.

Canalisation de liaison : Tuyauterie de gaz à usage individuel reliant le compteur aux appareils du logement lorsque le compteur est situé dans un local, un placard technique gaz ou un coffret extérieur au logement.

Installation à usage collectif : partie de l'installation d'un immeuble collectif comprise entre l'organe de coupure générale (OCG) inclus et les organes de coupure individuelle (OCI) inclus.

Installation intérieure de gaz :

- partie de l'installation située en aval du compteur (compteur non compris) dans le cas d'une alimentation avec compteur provenant d'un réseau ou d'un ou plusieurs récipients ;
- partie de l'installation située en aval du ou des organes de coupure du ou des récipients dans le cas d'une habitation individuelle alimentée par un ou plusieurs récipients sans compteur.

Tige-cuisine : conduite à usage collectif d'allure rectiligne et verticale, non munie de compteur et n'alimentant qu'un seul appareil de cuisson par logement à l'exclusion de tout autre appareil ».

Le « bout parisien », appellation non réglementaire, est la section entre l'organe de coupure individuelle à l'extérieur du logement et le compteur lorsque celui-ci est à l'intérieur du logement.

⁷ www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000036667631&categorieLien=id.

Les réseaux comportent des « *organes de coupure* » c'est à dire tout « *dispositif (vanne, robinet ou obturateur) qui permet d'interrompre le flux gazeux dans une tuyauterie* ».

Dans les domaines privés (individuels ou collectifs), deux organes de coupure sont des repères d'une particulière importance pour l'application de la réglementation et la sécurité (art. 9.1 et 9.2 de l'arrêté du 23 février 2018)⁸:

- les organes de coupure générale (OCG) « *placés à l'extérieur du bâtiment, à son voisinage immédiat, accessibles en permanence du niveau du sol, bien signalés et facilement manœuvrables* » ;
- les organes de coupure individuelle (OCI) « *situés avant le point d'entrée de la tuyauterie dans le logement desservi. Ils sont munis d'une identification indélébile, accessibles en permanence, bien signalés, facilement manœuvrables et dotés d'un raccord mécanique démontable à sa sortie vers le logement* ».

Situés aux extrémités terminales des réseaux et alimentant des clients en nombre restreint, ces dispositifs peuvent être fermés par les pompiers si nécessaire.

Sur le domaine public, les canalisations de distribution comportent des vannes et des robinets de sectionnement complémentaires permettant d'isoler des segments ou des mailles de réseaux desservant de nombreux consommateurs. Ces organes ne peuvent pas être manœuvrés par les pompiers, mais seulement par des agents des concessionnaires.

La conception, l'installation ou la construction des réseaux sur le domaine public (entre le réseau de transport et les organes de coupure générale) sont régies par des règles considérées comme claires et explicites (arrêté du 13 juillet 2000⁹ portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations). La mission n'a recueilli aucun élément indiquant que ces règles seraient inadaptées.

En revanche, pour la conception et la réalisation des réseaux dans les parties privées, collectives et individuelles, les règles paraissent plus ou moins impossibles à connaître dans leur intégralité et à maîtriser par les intervenants, sauf pour les organismes de contrôle, tant les réglementations relevant de différents ministères sont nombreuses et complexes.

1.3 Le réseau de distribution

La directive européenne 2009/73/CE du 13 juillet 2009¹⁰ concernant des règles communes pour le marché intérieur de gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE définit la distribution comme « *le transport de gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture* ». Elle ne précise en rien les limites des réseaux correspondants.

⁸ Auparavant, il était fréquemment fait référence à ces organes de coupure par les numéros des articles correspondants de l'arrêté du 2 août 1977 : 13.1 et 13.2.

⁹ www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000584248.

¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:fr:PDF>

Le code de l'énergie¹¹, en transposant cette directive, dispose, dans son article L.432-4, que « *Les réseaux publics de distribution de gaz appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements, visés, en ce qui concerne le gaz, au sixième alinéa du I de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales* ». Le code général des collectivités territoriales¹² confirme cette assertion.

Le périmètre du réseau de distribution est précisé par l'article 2 de l'arrêté 13 juillet 2000 : « *Les réseaux comportent notamment les conduites de distribution, les postes de détente, les organes de coupure, les branchements ainsi que les accessoires et incluent ceux spécialement dédiés à l'alimentation directe d'un client. Ils sont compris entre le premier organe de coupure, cet accessoire étant inclus, situé :*

- *en aval du poste de détente, dans le cas d'un réseau de transport de gaz naturel tel que défini dans le décret du 16 octobre 1985 susvisé ou d'un autre réseau de distribution de gaz [...] ;*
- *et l'organe de coupure mentionné à l'article 1er de l'arrêté du 2 août 1977 susvisé, ou l'organe de coupure générale des installations non soumises aux dispositions dudit arrêté ».*

Il serait donc utile que la loi précise la définition qu'elle donne au réseau de distribution.

1.4 Le régime des concessions

1.4.1 L'occupation du domaine public

Les réseaux de distribution du gaz sont essentiellement en domaine public. Dès l'origine du développement du gaz, des contrats de concession ont été passés entre les entreprises gazières et les communes, contrats dont la forme a varié au cours du temps, ce qui explique d'assez nombreux particularismes locaux (cf. § 1.1, p. 4).

Les grands principes sont que :

- le réseau appartient à l'autorité concédante (cf. supra) qui le remet à un concessionnaire, seul autorisé à l'exploiter. Pour les concessions antérieures à 2003, le concessionnaire est renouvelé sans mise en concurrence, mais le contrat de concession est renégocié à chaque échéance ;
- le concessionnaire est rémunéré pour l'exploitation et le maintien en bon état de ce réseau par les abonnés et verse une redevance pour la concession et l'occupation du sol au concédant. Les investissements sont immédiatement versés au patrimoine de la concession (appartenant au concédant) ou remis à la fin de celle-ci et leur financement fait l'objet de dispositions spécifiques.

¹¹

www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=C784D4DD5EF2F605A8F636AA34958E3A.tplgfr30s_1?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20201108

¹²

www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?idArticle=LEGIARTI000039369500&cidTexte=LEGITEXT000006070633&dateTexte=20200101

1.4.2 Les extensions en domaine privé

À partir de l'organe de coupure générale, les installations de distribution sont situées dans des propriétés individuelles ou collectives, y compris les parties communes, et sont régies par l'arrêté du 2 août 1977 remplacé, au 1^{er} janvier 2020, par celui du 23 février 2018.

Les canalisations correspondantes ne font pas partie au sens strict (i.e. réglementaire) du réseau de distribution puisqu'il s'arrête à proximité immédiate du bâtiment (organe de coupure générale), mais elles sont le plus souvent incorporées dans la concession (cas quasi constant depuis la nationalisation des entreprises gazières en 1946), sans que cela soit général.

Cette extension de la concession au-delà du réseau de distribution, prévue et organisée par la loi mais non systématique, est à l'origine de situations complexes et insuffisamment encadrées, décrites et commentées aux paragraphes 1.6 (p. 10), 1.7 (p. 17), 1.8 (p. 18).

La mission n'a pas pu examiner tous les cas particuliers, mais ceux sur lesquels elle s'est penchée lui permettent de dire que toutes les situations existent et qu'aucune analyse nationale n'en est faite.

1.5 L'encadrement des tarifs par la Commission de régulation de l'énergie

De manière à garantir à tous les fournisseurs d'énergie un accès égal et non discriminatoire aux réseaux, en application des directives européennes, les tarifs de réseaux et leurs évolutions sont encadrés par la Commission de régulation de l'énergie. Dans ses délibérations tarifaires, celle-ci fixe le cadre de régulation (mécanismes incitatifs visant à encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leur performance, sans que l'efficacité économique ne se fasse au détriment de la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau), le niveau des charges à couvrir et la structure tarifaire (répartition des charges entre les différents consommateurs).

En principe, les tarifs sont établis pour quatre ans (le dernier, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, est en cours de révision) avec des ajustements « mécaniques »¹³ annuels en fonction notamment de l'évolution de l'indice des prix et du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

S'agissant des investissements sur les réseaux, le cadre de régulation mis en place vise à permettre aux gestionnaires de réseaux de les financer dans la durée. Il s'articule autour de deux principes :

- une rémunération raisonnable du capital investi pour financer les actifs régulés : le taux de rémunération retenu s'applique à une base d'actifs régulés (BAR) dont les éléments patrimoniaux remis à sa disposition gratuitement (par le concédant ou des propriétaires privés, notamment les constructeurs de nouveaux immeubles) sont exclus ;
- la couverture au réel des charges de capital, afin de s'assurer que les gestionnaires de réseaux ne soient pas incités à réaliser des économies et donc à sous-investir à court terme, et disposent des moyens nécessaires au maintien d'un niveau de sécurité élevé de leurs réseaux. Les mécanismes de régulation mis en place sont ainsi centrés uniquement sur la maîtrise des coûts d'investissement et non sur les volumes.

S'agissant des coûts de fonctionnement, le principe général consiste à fixer une trajectoire (les opérateurs conservent durant la période tarifaire, la totalité des gains ou des pertes par rapport à cette trajectoire). Ces charges sont dites « incitées », c'est à dire soumises à une évolution forcée (en général

¹³ C'est-à-dire selon une règle préfixée.

à la baisse pour encourager les gains de productivité). Certaines charges, faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, ne sont en revanche pas incitées (ou seulement partiellement).

En cas d'évolution imprévue, en cours de période tarifaire, engendrant des surcoûts importants, une révision exceptionnelle est possible mais porterait sur l'ensemble des charges et ressources (cette clause a, jusqu'à présent, dissuadé les opérateurs de solliciter une telle révision).

Certaines opérations spécifiques (ouverture d'un abonnement, pose-dépose d'un compteur, création, modification ou fermeture d'un branchement, etc.) ne sont pas couvertes par les tarifs de réseau. Il s'agit de prestations annexes facturées au client dont les tarifs ou les principes de tarification (recours à un devis) sont approuvés par la CRE.

Ainsi, tous les coûts, même ceux qui surviendraient de façon imprévue, par exemple en raison d'investissements exceptionnels en faveur de la sécurité, sont couverts (de façon immédiate ou différée) par des ressources calculées en fonction du tarif (dit ATRD5 pour GRDF). En revanche, l'encadrement interdit au concessionnaire d'abuser de sa position de monopole local.

1.6 La connaissance incomplète du réseau et l'incertitude quant aux responsabilités

Les incertitudes qui frappent les réseaux dans leurs zones terminales (avant les installations intérieures sous la responsabilité des occupants des logements) possèdent plusieurs causes : des plans absents ou incomplets (souvent en raison de l'ancienneté des installations), des installations imparfaitement inventoriées, des responsabilités juridiques complexes et un entretien dont la bonne réalisation ne peut pas être toujours garantie.

1.6.1 Les limites terminales du réseau imparfaitement cartographiées

Les réseaux sont précisément connus lorsqu'ils s'insèrent dans le domaine public. La qualité de la cartographie peut certes encore être accrue et, surtout, le repérage des branchements amélioré (cf. 3.6.1, p. 48).

En revanche, les plans des installations dans les domaines privés collectifs ne sont pas toujours disponibles. Les techniciens du concessionnaire ou mandatés par celui-ci doivent alors repérer les éléments qui sont listés dans des bases de données dont la totale exhaustivité ne peut pas être garantie.

Cette connaissance insuffisante n'est d'ailleurs pas corrigée dans les « plans locaux d'évacuation » (PLE) qui devraient comporter les réseaux et leurs organes de coupure. Essentiels en cas de sinistre, ces plans doivent être sur un support fixe et inaltérable, très visibles et convenablement orientés ; ils aident à l'évacuation des occupants mais aussi à l'identification par les services de secours des organes de coupure généraux ou supplémentaires.

Pour les établissements recevant du public (ERP), cette exigence de complétude quant aux organes de coupure apparaît sans ambiguïté aux articles MS 41 et MS 47 de l'arrêté ministériel du 25 juin 1980¹⁴.

A contrario, en ce qui concerne les locaux d'habitation, l'article 100 de l'arrêté du 31 janvier 1986 modifié relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation ne mentionne pas

¹⁴ Arrêté du 25 juin 1980 portant approbation des dispositions générales du règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP),
www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000290033&dateTexte=20191105.

explicitement l'obligation de faire « *figurer [sur ces plans], outre les dégagements, les espaces d'attente sécurisés et les cloisonnements principaux, l'emplacement ... des organes de coupure des fluides, des organes de coupure des sources d'énergie ...* » comme pour les ERP (art. MS 41 précité).

Les pompiers, mais aussi les techniciens de GRDF, regrettent que les plans locaux d'évacuation ne soient pas toujours complets ou mis à jour, ce qui facilite leurs interventions lorsque c'est le cas. Ces différences paraissent peu justifiables (certains immeubles comportent plusieurs dizaines de logements dans les métropoles) et illustrent les problèmes récurrents posés par des réglementations suivies par des ministères et des services différents. La mission recommande leur harmonisation (cf. Recommandation n° 2, § 2.4, p. 32).

1.6.2 Un nombre d'installations mal connu

Les incertitudes sur la constitution exacte des installations à usage collectif sont un des problèmes posés. Un autre est d'identifier et de connaître leurs propriétaires pour savoir si ces installations font partie ou non d'une concession ; qui plus est, cette recherche révèle des incohérences sur le nombre de ces installations.

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz n'avait pas modifié le statut de propriété des installations à usage collectif, celui-ci devait être précisé par le décret 50-1371 du 31 octobre 1950 puis le décret 61-1191 du 27 octobre 1961¹⁵ au travers d'un cahier des charges type de concession, modifié en 1994. Ce cahier des charges s'appliquait à GRDF, ainsi qu'aux entreprises locales de distribution (ELD)¹⁶, avec des adaptations possibles au niveau local.

Il impliquait que les nouvelles installations à usage collectif soient établies et entretenues par le concessionnaire et qu'elles fassent partie de la concession. Les installations existantes pouvaient être remises gratuitement au concessionnaire qui prenait en charge leur entretien et leur renouvellement, mais celui-ci pouvait exiger leur mise en conformité préalable avec les règlements techniques en vigueur.

La loi de décentralisation n°82-213 du 2 mars 1982 a abrogé l'article L.321-1 du code des communes et donc supprimé l'obligation pour les collectivités de se conformer à un cahier des charges de concession type.

La loi 2004-803 du 9 août 2004¹⁷ a conduit à une mise à jour des cahiers des charges pour être conforme à la nouvelle organisation du secteur, sur les plans organisationnel (séparation des fournisseurs et des GRD) et économique (tarifs). La Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies (FNCCR) publie un cahier des charges-type (référéncé 2010) lequel reprend ces principes.

¹⁵ Ce décret était basé sur l'article 37 de la loi de 1946.

¹⁶ Plus précisément, le cahier des charges de chaque concession locale devait être conforme au cahier des charges type avec des procédures de recherche de conciliation au niveau local (préfet), ministériel (conseil supérieur de l'électricité et du gaz) ou in fine du Conseil d'État en cas de désaccord, ce qui offrait des marges d'appréciation.

¹⁷ www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000787077&categorieLien=id.

De façon précise, c'est l'ordonnance 2011-504 du 9 mai 2011 qui, codifiant le code de l'énergie, supprime l'article 37 de la loi de 1946

(www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023974937&fastPos=1&fastReqId=948433259&categorieLien=id&oldAction=rechTexte).

À titre informatif la Ville de Paris a signé récemment un contrat de concession qui ne l'a pas pris pour modèle. D'autres associations peuvent également proposer leur modèle.

Ainsi, semble-t-il, certaines installations à usage collectif (conduites d'immeuble et montantes, segments conduisant aux installations intérieures, ...) sont dans la concession et d'autres non selon la date à laquelle elles ont été réceptionnées.

Le recensement des installations, en particulier celles n'appartenant pas au concessionnaire, reste source d'interrogations¹⁸. En effet, les données de la Ville de Paris et celles du Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Électricité en Île-de-France (Sigeif) (cf. § 1.6.4.3, Tableau 1, p. 16 ; Tableau 2, p. 16) sur les dernières années montrent des variations surprenantes en 2016, mais aussi pour les années antérieures. L'explication avancée est la même dans les deux cas : les inventaires comptables (destinés à la facturation de l'entretien des conduites montantes privées) utilisés antérieurement étaient différents de ceux employés pour la gestion technique pour la maintenance désormais assistée par ordinateur (GMAO)¹⁹.

La différence de l'ordre de 5 % est significative et difficilement acceptable dès lors qu'elle pourrait avoir des conséquences en termes de suivi des installations et donc de sécurité.

Des incitations pour réaliser le transfert des installations privées dans les concessions sont désormais insérées dans de nombreux cahiers des charges mais le résultat est faible (cf. § 1.7, p. 17).

À Grenoble, la situation est particulière puisque les installations à usage collectif sont toujours construites en dehors de la concession ... contrairement aux orientations nationales fixées par le décret 61-1191 du 27 octobre 1961 (ce qui est juridiquement possible puisque le réseau est concédé à une entreprise locale de distribution, GreenAlp). Seules les canalisations des immeubles sociaux anciens y seraient plus ou moins systématiquement incluses ; 80 % des conduites montantes sont hors concession (environ 3 500)²⁰ ; en revanche, elles sont bien identifiées.

¹⁸ Le problème semblait identique mais d'une ampleur plus importante pour les « colonnes montantes d'électricité ».

¹⁹ L'explication fournie par le Sigeif (pages 29 et 30 de [16], les passages soulignés le sont par la mission) est particulièrement éclairante : « Le nombre de conduites montantes, fin 2016, s'établit à 95 560 contre 101 143 durant l'exercice précédent. Cette différence notable (- 5 583 CM) provient de l'origine des données. Depuis quelques années, GRDF ayant identifié un manque de fiabilité des données patrimoniales, avait préféré fournir le nombre de ces ouvrages à partir de ses bases comptables. Parallèlement, un travail de fiabilisation de l'inventaire patrimonial a été entrepris par GRDF pour harmoniser les bases de données comptables et patrimoniales. Cette année, les éléments présentés sont issus de la base de données relative de gestion de maintenance assistée par ordinateur (GMAO), base de données patrimoniale servant à la maintenance des ouvrages. Les données communiquées cette année correspondent davantage à la réalité du terrain, mais pourraient évoluer encore dans les années à venir. En effet, l'opération de fiabilisation communément appelée "RIO2" (Référentiel inventaire des ouvrages) a pour objectif de vérifier, à l'échelle de l'Île-de-France, près de 90 000 adresses physiques. L'écart estimé au début du projet entre les bases comptables (servant à la facturation) et la GMAO (servant à la maintenance) était de 10 000 adresses. La fiabilisation de cette base de données réduira le risque de non contrôle d'ouvrages. Ce travail de fiabilisation opéré sur la région Île-de-France représente 25 % du parc national. L'inventaire des conduites montantes par commune a été transmis au Syndicat pour l'année 2016. ».

Le rapport de contrôles de 2014 évoque de « nombreuses incohérences observées ces dernières années sur l'inventaire des ouvrages en propriété de tiers » et indique que l'inventaire détaillé n'est pas fiable et ne le sera pas avant 2018-2019 ([14], p. 31).

²⁰ Cette situation ne se rencontrerait pas ailleurs en Isère car les concessions y sont plus récentes.

Enfin jusqu'en 2010 pour toute la France, il a été prévu que les « *tiges cuisines* » pouvaient « *être placées hors concession avec l'accord de l'autorité concédante, du concessionnaire, du propriétaire ou du syndic de l'immeuble* » [7].

Une dernière particularité existe à Paris où la concession ne s'arrête pas à l'aval du compteur propriété du concédant²¹ (la Ville de Paris), mais à l'aval de l'organe de coupure individuel extérieur au logement. Il existe donc un segment à l'amont du compteur qui appartient au propriétaire du logement : « le bout parisien » (cf. annexe 5 et [11], art. 20, p. 58). Cette situation est absente au Sigeif.

Bien que cette situation, juridique et non technique (car il existe des compteurs internes aux logements dans la plupart des grandes villes françaises), soit présentée comme unique et spécifique à Paris par tous les interlocuteurs rencontrés par la mission dans la capitale ou au niveau national, elle peut se rencontrer ailleurs ; par exemple à Grenoble comme l'a découvert la mission lors de son déplacement. Cette courte canalisation n'est pas accessible facilement au gestionnaire de réseau (pour la partie dans le logement), et n'est pas regardée par l'organisme Qualigaz dont le domaine de compétence est situé après le compteur tandis que le propriétaire ne sait pas qu'elle lui appartient !

De cette rapide et très incomplète revue de quelques concessions en France²², il ressort qu'aucune règle générale ne peut être dégagée, que la propriété exacte de certaines installations ou de leurs sous-unités peut varier, semble parfois mal-connue, et que de nombreux propriétaires doivent s'ignorer (par exemple ceux de « bouts parisiens »). Ces situations identifiées des seuls acteurs locaux entretiennent les incertitudes au niveau national.

La mission est forcée de constater que personne ne possède de vision claire et exhaustive au niveau national quant à la propriété des installations intérieures à usage collectif.

1.6.3 La complexité juridique de la responsabilité des installations collectives

La propriété emporte des conséquences essentielles en termes de responsabilité technique et juridique. Par exemple, des propriétaires qui s'ignorent pourraient donc être responsables, sans le savoir, d'un accident.

De façon résumée, il apparaît que :

- les installations sur le domaine public et les installations à usage collectif dans la concession sont sans ambiguïté sous la responsabilité du gestionnaire de réseau²³ ;
- les installations à usage collectif sous propriété privée (hors concession) « *situées entre l'organe de coupure générale ... et les compteurs individuels ou, à défaut de compteurs, les robinets de coupure individuels ... inclus, non placés sous la garde du distributeur, font l'objet d'un contrat d'entretien écrit et passé avec le distributeur ou une entreprise de service compétente, avec l'accord du distributeur* » (art. 26-3 de l'arrêté du 23 février 2018) ;
- enfin, « *le maintien en l'état des installations intérieures et l'entretien des appareils desservis par ces installations incombent à l'usager ou à celui qui en a contractuellement la charge, qui*

²¹ Les compteurs sont des biens de retour dont la particularité est qu'ils appartiennent au concédant dès leur acquisition.

²² Il existe environ 5000 concessions de gaz en France.

²³ Une DREAL a indiqué toutefois qu'elle avait dû rappeler cet état de fait à un gestionnaire de réseau propanier qui ne semblait pas en être totalement conscient.

feront appel, si nécessaire, à un professionnel » (art. 26-4 de l'arrêté du 23 février 2018).

Les acteurs du secteur de la distribution du gaz rappellent que la « *responsabilité* » incombe à celui qui « *a la garde* » des éléments du réseau. Ce dernier terme apparaît systématiquement dans l'arrêté du 23 février 2018 (art. 7, 21, 22, 26 et 27), comme il apparaissait dans l'arrêté du 2 août 1977.

La « *garde* » apparaît dans l'article 1242 du code civil qui énonce : « *on est responsable non seulement du dommage que l'on cause par son propre fait, mais encore de celui qui est causé par le fait des personnes dont on doit répondre, ou des choses que l'on a sous sa garde* ».

Des précisions complémentaires sont apportées dans cet article de loi mais sans doute insuffisantes. La Cour de cassation rappelle que « *est déclaré gardien celui qui exerce sur la chose les pouvoirs d'usage, de direction et de contrôle au moment où celle-ci a été l'instrument du dommage* » (2^{ème} ch. civ., 17 mars 2011) [9].

Force est de constater que ces éléments ont donné lieu à des contestations diverses et anciennes (qui paraissent essentiellement et logiquement motivées par la recherche d'indemnité ou de responsabilité financière en cas de sinistre), en distinguant par exemple la garde juridique de la garde matérielle ou bien la garde de la structure de celle du comportement (ou fonctionnement) ; le transfert de la garde est une autre notion qui peut être mise en avant.

1.6.4 La part de la maintenance non réalisée par les concessionnaires

1.6.4.1 Des coûts d'entretien et de maintenance variables selon le statut de propriété

La maintenance des installations à usage collectif est une obligation, dont l'intérêt est évident, prévue par la réglementation (art. 26 de l'arrêté du 23 février 2018) reprise de textes antérieurs (notamment l'article 29 de l'arrêté du 2 août 1977).

Elle est assurée sans facturation directe par le gestionnaire de réseau pour les ouvrages en concession ; le coût de cet entretien est forfaitairement introduit dans les coûts d'abonnement des usagers sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (cf. § 1.5, p. 9).

Pour les ouvrages en propriété privée collective, cet entretien fait « l'objet d'un contrat d'entretien écrit » (cf. supra, art. 26-3 de l'arrêté du 23 février 2018). Il n'y a pas de réfaction sur les abonnements au gaz et, *a priori*, le coût est assumé par la copropriété.

Les deux situations engendrent donc des coûts différents pour l'utilisateur et la raison voudrait que les conduites montantes et d'immeuble soient transférées gratuitement au sein de la concession (comme cela avait été prévu par le décret 61-1191 du 27 octobre 1961). Cette possibilité est reprise dans la version de 2010 du cahier des charges type (article 17), dont l'application n'est plus obligatoire (cf. 1.6.2, p. 11), sous la forme : « *Le concessionnaire reprendra les conduites montantes remises gratuitement par les propriétaires pour les intégrer dans les ouvrages concédés dès lors qu'elles auront été mises en conformité avec les règlements techniques en vigueur* ».

Deux obstacles sont à surmonter cependant :

- la mise en conformité présente un coût et n'est pas, *a priori*, une obligation en l'absence de transfert ;
- l'aliénation d'une partie commune, si elle est dûment justifiée et répond à l'intérêt de la

copropriété²⁴, requiert un vote de la copropriété à la majorité des deux-tiers, qui n'est pas toujours facile à obtenir.

En conséquence, le transfert de la propriété des conduites intérieures à usage collectif s'opère à un rythme très lent (cf. § 1.7, p. 17).

1.6.4.2 Les aménagements connexes (coffrets, gaines, etc.)

L'entretien ou la réfection des coffrets, gaines et autres plinthes accueillant et dissimulant les conduites d'immeubles et les conduites montantes ne sont pas à la charge du concessionnaire. Or ils peuvent représenter une source de coût important, surtout s'il s'agit d'éléments décoratifs, qui plus est souvent anciens, et ainsi constituer un obstacle supplémentaire à la mise en conformité des canalisations avec les règlements techniques en vigueur et donc à un transfert dans la concession.

Enfin, le bon usage de ces espaces doit être garanti alors qu'il serait assez fréquent de constater qu'ils servent de dépôt, plus ou moins temporaire, d'objets personnels (parapluies, sacs, voire déchets en instance d'élimination, etc.).

1.6.4.3 Les installations à usage collectif non entretenues par les concessionnaires

Les concessionnaires font une distinction ambiguë entre le « sous contrat »²⁵ et le « hors contrat » qui caractérise non pas l'absence de contrat d'entretien mais l'absence de contrat avec le concessionnaire²⁶. La connaissance précise du périmètre des ouvrages concernés semble mal maîtrisée ainsi qu'en attestent les variations annuelles des données pour Paris ou l'Île-de-France (cf. tableaux *infra*).

Les incohérences apparentes s'expliquent par la mise à jour des bases de données dans le cadre du projet RIO2 (cf. § 3.3, p. 41 et note n°19, p. **Erreur ! Signet non défini.**) ; depuis 2016 en Île-de-France, ce qui représente environ 25 % du parc français, la situation s'est fortement améliorée, si l'on se fonde sur les rapports du Sigeif.

Les autorités concédantes reconnaissent que l'entretien des installations « hors contrat » (environ 20 % du total à Paris, 13 % pour le Sigeif) ne peut pas toujours être bien garanti, bien que l'obligation réglementaire existe. De surcroît, en Île-de-France, le cahier des charges du Sigeif (art. 10) vise l'exhaustivité et prévoit que « *dans le cas où des installations existantes ne feraient pas partie des ouvrages concédés, le concessionnaire en assure néanmoins la maintenance ...* »²⁷. Celui de Paris vise au même résultat mais c'est au propriétaire de faire « *connaître [son choix] par écrit au distributeur* » (« *entretien ... par le concessionnaire* » ou « *entretien entièrement assuré par le propriétaire et sous sa responsabilité* » (article 17 de la convention pour le service public de la distribution de gaz à Paris [11], p. 54). Or, à l'exception du Sigeif précité, GRDF déclare que, en ce qui concerne le contrat de maintenance « *porté par une entreprise de service compétente, avec l'accord du distributeur : GRDF*

²⁴ À l'unanimité sinon.

²⁵ C'est-à-dire en contrat avec le concessionnaire.

²⁶ Ces installations, qui n'ont pas de contrat avec le concessionnaire, doivent avoir cependant un contrat agréé par le concessionnaire. Cette vérification est loin d'être faite dans tous les cas.

²⁷ Toutefois l'exercice du contrôle ne permet pas d'être aussi affirmatif, « concernant ces conduites hors concession, la grande majorité d'entre elles sont sous contrat d'entretien (36 327), soit 73,5%. 13 078 conduites montantes privées n'en disposent pas. 19 ouvrages ont pour régime "inconnu" et doivent être identifiés par GRDF rapidement » ([13], p.30).

n'a pas connaissance de tels contrats » (dans la mesure où les demandes d'accord ne sont jamais faites)²⁸. Certains contrats de concession²⁹, comme celui de Toulouse, ne prévoient même pas la possibilité de prendre en charge la maintenance des ouvrages hors concession ...

Tableau 1 : Propriété et entretien-maintenance des installations à usage collectif de la Ville de Paris

	adresses possédant des ouvrages collectifs propriétés de tiers			adresses possédant des ouvrages collectifs en concession	nombre total d'ouvrages collectifs
	sous contrat	hors contrat ou de statut inconnu	total		
2013	1761	10808	12569	39477	52046
2014	1551	9843	11394	40753	52147
2015	1332	8613	9945	42192	52137
2016	1647	10925	12572	39937	52509

Source : Ville de Paris

Tableau 2 : Inventaire des conduites montantes du Sigeif

Année	2002	2009	2011	2012	2013	2014	2015	2016
nombre de communes adhérentes au Sigeif	166	180	184	184	184	184	185	185
nombre total de conduites montantes	98319	101574	103014	100663	100363	100602	101143	95560
nombre de conduites montantes en concession	29819	47035	47613	48606	50706	51775	52481	46136
nombre de conduites montantes propriété de tiers	68500	54539	55401	52057	49657	48827	48662	49405
dont sous contrat			46526	37380	35657	35247	35106	36327
dont hors contrat			8875	14677	14000	13580	13556	13078
de régime inconnu								19

Source : Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France (Sigeif), ([12], [13], [14], [15] et [16])

De façon positive, GreenAlp (issue de la transformation de Gaz et Électricité de Grenoble) déclare avoir formé deux entreprises de plomberie pour les aider dans l'entretien et la maintenance ; cette opération est suivie, car, dans ses procédures, GreenAlp doit effectuer une consignation des conduites

²⁸ Savoir si cette absence de « *contrôle* » serait susceptible d'engager une responsabilité juridique de GRDF est une question à laquelle la mission n'a pas tenté de répondre et sans doute juridiquement ouverte.

²⁹ Source : GRDF.

d'immeuble ou conduites montantes. GreenAlp fait ainsi état de décomptes très précis (11 installations étaient non suivies en 2017, ce qui a été rapidement corrigé selon cette entreprise).

En conséquence, le nombre et la situation des conduites montantes et conduites d'immeuble hors concession et non dotées d'un contrat de maintenance réalisé ou validé par le concessionnaire ne sont pas connus partout en France avec certitude.

La situation des installations à usage collectif non entretenues par les concessionnaires reste source d'incertitude et d'ambiguïté.

En cas de sinistre dû à un défaut d'entretien des installations intérieures à usage collectif, la non-vérification de l'existence d'un bon entretien par le concessionnaire serait certainement à l'origine de contestations.

La mission ne peut en aucune façon éliminer l'éventualité que des segments de canalisation à usage collectif avec les dispositifs associés soient mal ou non entretenus en raison :

- **des multiples variations sur le nombre de conduites d'immeuble et montantes, dont certaines étaient sans ambiguïté encore en 2017 hors statut quant à leur entretien ;**
- **des incertitudes sur les plans et la bonne connaissance des installations intérieures à usage collectif.**

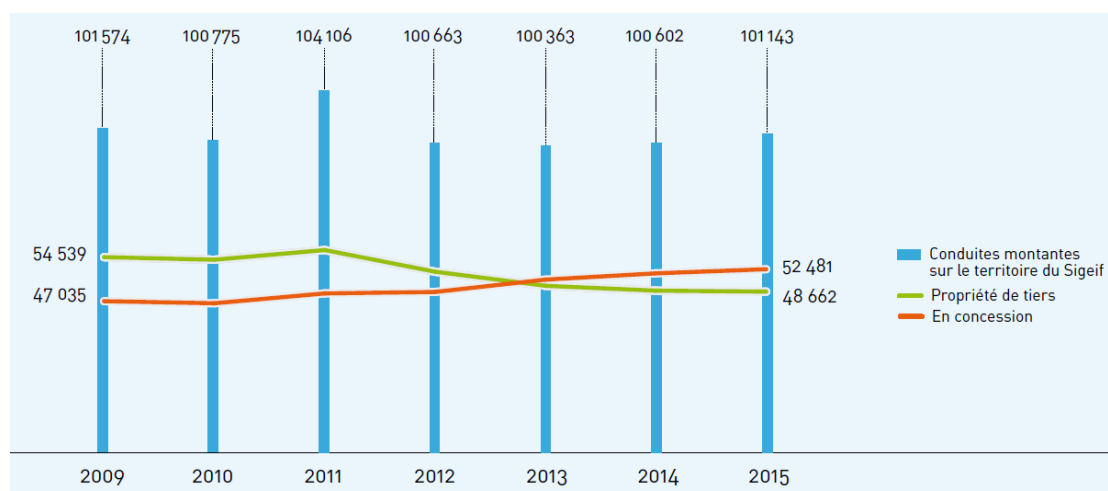
1.7 La résolution aujourd'hui lente de ces difficultés non techniques

Les cas de Paris, du Sigeif et de Grenoble montrent que les transferts de propriété, et donc de responsabilité, sont lents et suscitent des réticences :

- une première raison réside dans les obstacles que doivent surmonter les copropriétés pour organiser le transfert de propriété : réalisation des travaux de mise en conformité, constitution d'une majorité qualifiée de copropriétaires ;
- une seconde raison, exposée par un concessionnaire, est qu'il craint des coûts d'intégration des équipements dans la concession difficiles à estimer et donc à maîtriser. Il redoute également une perte de revenus correspondant à l'entretien des installations sous statut privé qu'il réalise aujourd'hui. Les concessionnaires n'ont, d'un point de vue économique, pas d'intérêt à prendre en charge ces installations.

La Commission de régulation de l'énergie indique que cette crainte paraît non justifiée compte-tenu des méthodes d'élaboration des tarifs.

Le Sigeif a engagé depuis de nombreuses années une action de reprise en concession ; le graphique n° 1 ci-dessous montre un croisement des deux courbes en 2013.

Graphique 1 : évolution du parc de conduites montantes en et hors concession

Source : Sigeif, [15]

Ce syndicat précise aussi le nombre de conduites montantes proposées à la reprise en concession et effectivement reprises, avec un effondrement au cours des dernières années :

Tableau 3 : intégration des colonnes montantes en concession

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016
nombre de propositions de reprises de conduites montantes en concession	3342	3417	1552	961	636	333
reprises de conduites montantes en concession dans l'année	862	1114	960	449	58	31

Source : Sigeif, [15] et [16])

La reprise des conduites montantes est donc lente, voire difficile. Au rythme des années 2011-2013 (donc sans compter la décroissance observée), il faudrait encore au minimum de l'ordre de 40 à 50 ans pour résorber les 49 000 conduites hors concession. Il avait déjà fallu 10 ans, de 2002 à 2012, pour intégrer 20 000 conduites environ.

Il faut signaler le cas de Regaz, à Bordeaux, au départ semblable à celui du Sigeif. Mais Regaz a, peu à peu, changé à ses frais les colonnes montantes qui n'appartenaient pas à sa concession, et à cette occasion, les y a intégrées. Il n'existe apparemment plus qu'un seul cas d'installation à usage collectif n'appartenant pas à la concession.

1.8 Les simplifications nécessaires

À l'issue de cette analyse, la mission constate que :

La situation présente n'est aucunement satisfaisante en ce qui concerne les installations à usage collectif :

- leur connaissance en nombre est encore incertaine (même si d'importants progrès ont été réalisés récemment) ;
- leur connaissance individuelle (plan, description) est perfectible ;
- leur bon entretien ne peut pas être toujours garanti ;
- leur propriété et les responsabilités afférentes sont vraisemblablement parfois ignorées des propriétaires ;
- la résolution de cette situation sur la base du volontariat et des incitations ne pourra pas être achevée avant de nombreuses années ;
- en cas de sinistre important pour lequel cette situation apparaîtrait comme un élément causal, la mise en cause des autorités serait inévitable et forte.

L'uniformisation de la limite des concessions au plan national apparaît impérative. Deux frontières peuvent être envisagées :

- l'amont de l'organe de coupure générale (OCG), ce qui laisserait la responsabilité de toutes les installations intérieures à usage collectif aux (co)propriétés ;
- l'aval du compteur, ce qui laisserait la responsabilité de ces installations, y compris les compteurs, aux concessionnaires.

La seconde reçoit les faveurs de la mission pour plusieurs raisons. En premier lieu, pour l'ensemble des fluides et commodités de consommation courante, l'aval du compteur est la limite où commence la responsabilité de l'utilisateur (eau, électricité). En second lieu, le transfert aux copropriétés de la propriété des installations intérieures à usage collectif aujourd'hui en concession serait une réduction du capital des collectivités, mais surtout un accroissement de charge pour les citoyens, avec l'éventualité que certains ne soient pas utilisateurs du gaz. Les protestations et les contestations juridiques seraient probables.

En conséquence, il paraît nécessaire de choisir l'aval du compteur. C'est une solution que promeuvent les concédants. Les concessionnaires, à l'inverse, sont réticents à cette solution, dans la mesure où ils disent avoir des difficultés d'accès aux installations. Ils invoquent par ailleurs les difficultés juridiques que ferait planer une expropriation. Ce dernier argument ne convainc pas la mission, compte tenu d'une part, de l'intérêt général pour la sécurité publique et de la suppression d'une charge d'entretien pesant sur les individus, d'autre part, parce qu'une solution juridique existe et vient d'être retenue en 2018 en ce qui concerne les concessions d'électricité (cf. *infra* et notes n°33 et n°34).

Elle implique que le concessionnaire reprenne à sa charge les installations à usage collectif, même en mauvais état, et qu'il soit donc amené à intervenir sur celles qui le nécessitent.

Le coût de cette solution est difficile à chiffrer, dans la mesure où il n'existe pas d'analyse exhaustive des installations hors concessions hors contrat. GRDF a indiqué à la CRE un nombre approximatif de

70 000³⁰, sachant que toutes ne sont pas à mettre en conformité³¹, tandis que le coût de réfection peut être estimé de l'ordre de 10 000 € par installation. Si on fait l'hypothèse de 10% de conduites à remplacer, et une durée de 10 ans pour le faire, on obtient un coût annuel de 7 M€, qu'il convient de comparer aux 300 M€ que GRDF annonce comme dépense annuelle liée à la sécurité.

Le montant total des charges d'exploitation annuelles de GRDF est d'environ 1,5 G€, la réfection de 10 % des installations à usage collectif hors contrat sur dix ans pourrait coûter 7 M€/an, ce qui serait très supportable. Il s'agit toutefois d'une estimation extrêmement grossière.

En matière de sécurité gazière, il est également difficile de valoriser le bénéfice à court terme. Cependant, laisser perdurer une situation floue dans des immeubles, la plupart du temps anciens et qui continuent de vieillir, n'est pas satisfaisant. Cette raison paraît l'emporter sur les coûts qui devraient rester modestes au niveau national.

La mission formule donc la proposition suivante :

Recommandation n° 1.	Uniformiser par la loi la limite de la concession jusqu'au compteur inclus sauf si le propriétaire s'y oppose, et donc rendre le gestionnaire de réseau de distribution pleinement responsable de la sécurité sur l'ensemble de la concession (action : DGEC, DHUP, DGCL).
-----------------------------	--

Ceci exige une loi comparable à la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018³² (cf. annexe 6) portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique dont l'article 176 modifie le code de l'énergie (titre IV, livre III, création d'un chapitre VI) pour définir les colonnes montantes électriques, déclarer qu'elles appartiennent au réseau public de distribution d'électricité, quelle que soit leur date de réalisation (avant ou après la loi précitée), et organiser les conditions des transferts éventuels de propriété sur deux ans³³.

La plupart des interlocuteurs rencontrés lors de la mission considère qu'il est logique de prendre pour le gaz les mêmes dispositions que pour l'électricité. Ils estiment que cela ne pose pas de vrai problème. Les seuls réticents sont les gestionnaires de réseaux qui ont du mal à mesurer les conséquences financières, mais la CRE pense qu'elles seront faibles à la fois pour les consommateurs et pour les gestionnaires de réseaux.

Des propositions ont été formulées au cours des derniers mois pour organiser un tel transfert de propriété des installations intérieures à usage collectif de gaz, notamment par un amendement

³⁰ Pour un nombre total d'installations à usage collectif d'environ 800 000 en France.

³¹ Vu le très faible nombre d'accident liés aux installations à usage collectif, hormis ceux dus à une mauvaise obturation d'un ancien branchement individuel, il est vraisemblable que leur état est assez bon (cf. § 2.2.1, p. 25 et graphique 7).

³² www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000037639478&categorieLien=id#JORFARTI0000376.

³³ Toutefois les propriétaires peuvent s'opposer au transfert de propriété durant un délai de deux ans (L. 346-4 du code de l'énergie). Il ne s'agit donc pas d'expropriation mais d'un transfert volontaire (qui est implicite et définitif si rien n'a été fait durant les deux années suivant la promulgation de la loi).

sénatorial lors de l'examen du projet de loi relatif à l'énergie et au climat³⁴ en juillet 2019 refusé pour des raisons de procédure parlementaire car ne pouvant pas être rattaché à l'objet du texte en discussion³⁵. La mission suggère de reprendre cet amendement et de le proposer dès que possible en l'insérant dans un projet de texte législatif pertinent.

Par ailleurs, les responsabilités étant établies, il est essentiel de garantir que le gestionnaire de réseau aura accès aux installations en concession même lorsqu'elles sont en domaine privé collectif ou individuel (exemple d'une cave personnelle). Ce point sera traité au paragraphe 3.1.

2 DES EVENEMENTS ANORMAUX ET DES ACCIDENTS INSUFFISAMMENT ANALYSES

Malgré l'émotion légitime suscitée par les accidents impliquant le gaz naturel, le nombre d'accidents graves liés à la distribution reste faible et apparaît en diminution. Il est cependant possible d'améliorer encore la sécurité après avoir identifié les vulnérabilités du système.

Une vision globale des incidents et accidents liés à la distribution est difficile à obtenir : elle nécessite de recueillir des données fournies par les concessionnaires, les concédants et divers services de l'État. La communication de ces informations à la mission par les opérateurs n'a jamais été spontanée ; par ailleurs, les administrations ont regretté à plusieurs reprises de devoir trop souvent demander des compléments ou des précisions aux déclarations qui leur sont dues. Cette situation rend délicate l'élaboration d'analyses précises.

La comparaison avec les systèmes de distribution à l'étranger est elle aussi peu aisée : d'une part, parce que les pressions utilisées sont différentes³⁶ ou que certains gestionnaires ne procèdent pas à l'odorisation du gaz et, d'autre part, parce que Marcogaz ([3] et [4]), l'organisme international qui centralise les données relatives à la sécurité, ne les restitue que sous une forme anonyme (distributeur A, B, C etc.)³⁷.

2.1 Les fuites

Dans leur très grande majorité, les fuites sont bénignes et sans conséquence, mais elles peuvent constituer un signe précurseur d'incidents qui pourraient évoluer vers des accidents plus graves ; leur analyse est donc particulièrement intéressante.

Selon GRDF, la plate-forme téléphonique « Urgence Sécurité Gaz » reçoit annuellement 420 000 appels qui donnent lieu à 180 000 interventions³⁸ dont un tiers environ concernent des fuites.

³⁴ Il s'agissait d'une transposition quasiment à l'identique des dispositions prises pour les colonnes montantes électriques aux « conduites de gaz collectives en immeuble » appelées dans ce rapport installations intérieures à usage collectif par référence à l'arrêté du 23 février 2018.

³⁵ Un autre amendement sénatorial a été déposé en octobre 2019 lors de l'examen du projet de loi Engagement et proximité au Sénat. Il poursuit le même but final, mais entraîne une procédure sans doute plus sécurisante pour le gestionnaire de réseau, mais dont la complexité risque d'empêcher l'aboutissement aisé. La mission lui préfère la simplicité de l'amendement déposé en juillet 2019.

³⁶ Nombre de gestionnaires de réseaux de distribution recourent à la basse pression

³⁷ Savoir dès lors que chez le distributeur A, le taux de fuites signalées est x% par an et par tranche de 100 kilomètres présente un intérêt limité.

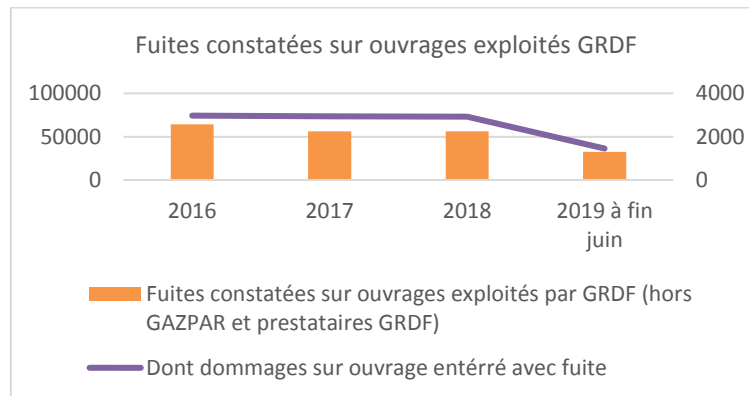
³⁸ Interventions dites « Sécurité Gaz ». Les autres interventions sont commerciales ou ne concernent pas le gaz.

2.1.1 Un nombre de fuites affectant les ouvrages de GRDF stable depuis 2016

GRDF suit le nombre de fuites sur les « ouvrages qu'il exploite³⁹ ».

Après avoir marqué un fléchissement⁴⁰ entre 2016 et 2017 (de 64287 à 56259 soit – 12,5%), ce nombre est resté quasi constant entre 2017 et 2018, mais semble en augmentation depuis le début de l'année 2019. Le nombre de fuites sur ouvrages enterrés se maintient à un niveau très stable sur la même période autour de 2 950 par an. Ces valeurs ne tiennent pas compte des échappements volontaires provoqués par GRDF lors, par exemple, de la pose des nouveaux compteurs communicants nommés GAZPAR ou de changement de gaz.

Graphique 2 : évolution du nombre de fuites constatées



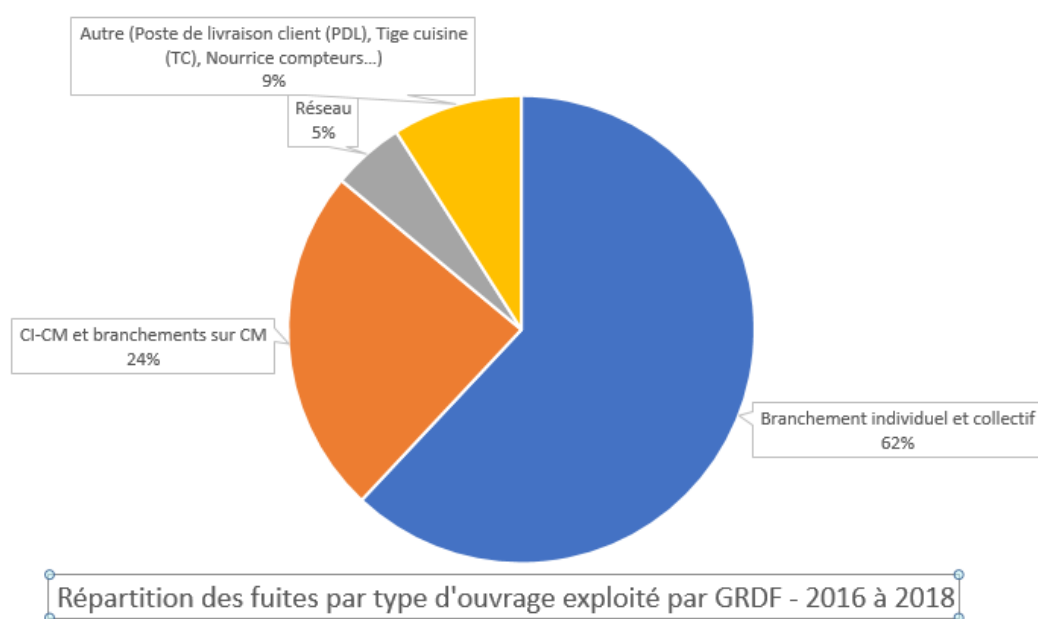
Source : GRDF

2.1.2 Les branchements, premiers lieux de fuite selon GRDF

Par type d'ouvrage, la répartition met en évidence le poids prépondérant des branchements, c'est-à-dire des rattachements d'une conduite d'immeuble au réseau de gaz (62% du total) et des conduites d'immeubles ou des colonnes montantes (24%).

³⁹ Il est significatif de constater que cette notion « d'ouvrages exploités » par GRDF comporte à la fois les ouvrages en concession, les ouvrages hors concession maintenus par GRDF, mais aussi les ouvrages hors concession non maintenus par lui ; GRDF considère que le fait d'intervenir en cas de fuite lui permet de dire qu'ils sont « exploités » par lui. Ceci renforce l'idée d'élargir la concession jusqu'à l'aval du compteur.

⁴⁰ Source : GRDF.

Graphique 3 : répartition des fuites par type d'ouvrage exploité par GRDF de 2016 à 2018

Source : GRDF

Bien que le réseau ne soit pas un élément significatif avec seulement 5% des fuites, celles-ci peuvent être particulièrement dangereuses. Les canalisations présentent des taux de fuites différents selon leur nature et la pression à laquelle elles sont soumises. Le caractère fuyard de la basse pression est essentiellement dû aux canalisations en fonte ductile et surtout aux canalisations en tôle bitumée (120 kilomètres concentrés à Paris), peu nombreuses mais qui contribuent à dégrader les statistiques.

Tableau 4 : Typologie des fuites selon la matière et la pression

Nombre de fuites pour 100 km de réseau et par an		Nombre de fuites pour 100 km de réseau et par an	
Polyéthylène	0,2	Moyenne pression	0,3
Acier	0,8	Basse pression polyéthylène	0,8 ⁴¹
Fonte ductile	6,2	Basse pression fonte ductile	6,2
Cuivre	7,7	Basse pression tôle bitumée	298,5
Tôle bitumée	298,5	Basse pression (global)	9,9

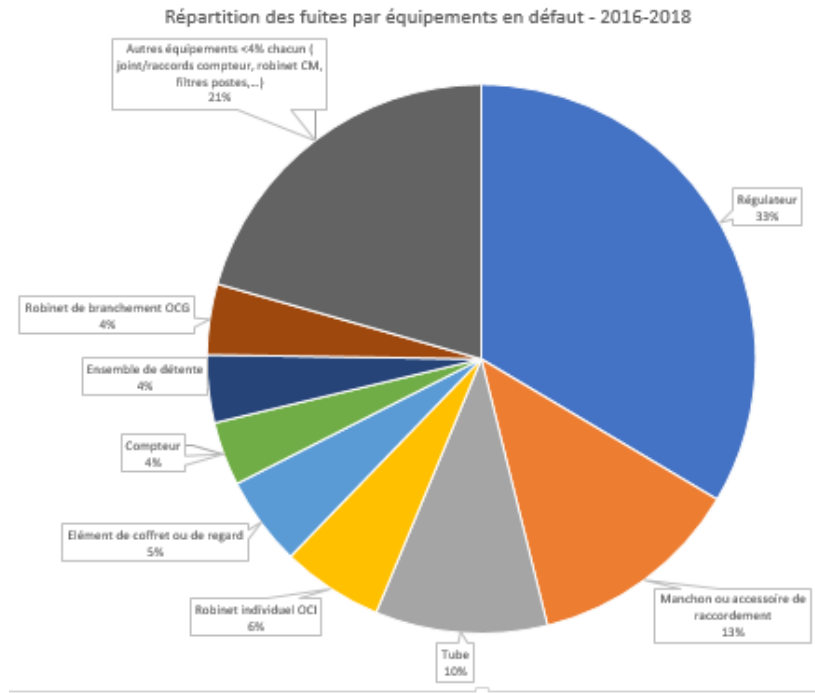
Source : GRDF

⁴¹ Il peut paraître étonnant que le taux de fuite des canalisations basse pression en polyéthylène (0,8/an pour 100 km) soit supérieur à celui des canalisations de la même matière, basse et moyenne pression confondues (0,2/an pour 100 km). Cela s'explique par le fait que les premières sont plus présentes dans les zones de densité de raccordements importante. Mesurer un taux de fuite par an et par branchement serait alors plus significatif.

2.1.3 Les régulateurs, équipements les plus sensibles pour GRDF

S'agissant des équipements, les régulateurs, organes d'adaptation de la pression, sont à l'origine d'un tiers des fuites⁴², suivis des manchons ou accessoires de raccordement (13%). Viennent ensuite les organes de coupure individuels, les éléments de coffret, les compteurs, les ensembles de détente et les organes de coupure générale avec environ 5% chacun de l'ensemble des fuites.

Graphique 4 : répartition des fuites par équipements en défaut de 2016 à 2018



Source : GRDF

2.1.4 Une vision complémentaire de l'origine des fuites à Grenoble

Selon l'autorité concédante Grenoble métropole, les fuites se produisent majoritairement sur les colonnes montantes, particulièrement celles qui ne sont pas dans le champ de la concession. Cette analyse est partagée par la DREAL Auvergne-Rhône-Alpes selon laquelle la plupart des fuites dangereuses se produit sur les installations intérieures ; en 2016, seules 5 fuites sur 49 ont concerné le réseau.

Le Service départemental d'Incendie et de Secours de l'Isère (SDIS 38) considère que les fuites « fermées » sont les plus redoutées. Il s'agit des fuites qui ne se produisent pas à l'air ambiant mais en milieu fermé ; elles sont plus insidieuses telles celles qui migrent par le sol ou dans les évacuations d'eau usée ou pluviale.

En 2019, une fuite importante de cette nature a été détectée à Grenoble sans provoquer de dommages humains ou matériels. Son origine réside dans la rupture d'une canalisation en acier revêtu de brai de houille posée en 1962 (fissure longue de 30 cm et large de 3 mm environ sur une soudure circulaire). Selon le rapport de la DREAL d'Auvergne-Rhône-Alpes et de façon résumée, l'origine de cette fissure résulterait, « de contraintes mécaniques causées par de la circulation routière au droit de la canalisation », de « la présence d'un support métallique au-dessous de la canalisation et à quelques

⁴² 48 % en Rhône-Alpes en 2017.

centimètres de la brèche » et d'un « mouvement de terrain ayant accentué de manière importante ces contraintes » qui « serait dû à une structure hétérogène de l'environnement immédiat de la canalisation du fait de plusieurs interventions successives réalisées dans le passé par différents concessionnaires ».

2.2 Les accidents

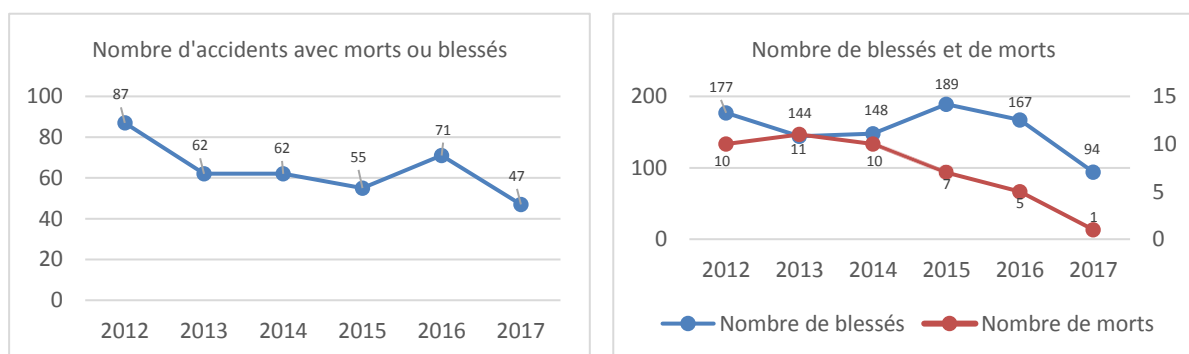
Des accidents graves survenus en France confirment la réalité du risque lié à la distribution et à l'usage du gaz naturel, notamment en 1971 (Auch, Thiviers et Argenteuil avec plus de 40 décès au total), en 1999 à Dijon (11 morts, cause : fuite sur fonte grise) ou en 2004 à Mulhouse (17 morts, cause : fuite sur fonte grise), en 2007 à Niort, Bondy (1 mort, cause : endommagement de canalisation), Noisy-le-Sec (2 morts, cause : endommagement de canalisation), en 2008 à Lyon (1 mort, cause : endommagement de canalisation), en 2013 à Witry-les-Reims (4 morts, cause : erreur professionnelle d'un plombier), en 2014 à Rosny-sous-Bois (8 décès, instruction judiciaire en cours).

Des événements comparables existent à l'étranger, par exemple celui de Harlem en 2014 à New-York ([1] et [2]), dont les causes sont très semblables à celles d'un accident très grave survenu à Paris le 12 juillet 1883 (86 morts) [10] ; ce qui montre l'ancienneté et l'importance de la question traitée ici. Dans ces deux derniers cas et comme cela serait le cas pour l'accident de la rue de Trévise, des mouvements de terrains induits par la dégradation de collecteurs d'eaux usées imparfaitement entretenus seraient à l'origine, au moins partielle, des sinistres. Le cas de Grenoble précité peut en être rapproché quant aux mouvements de terrain⁴³.

2.2.1 La vision nationale, partielle et incomplète, des pouvoirs publics

Au sein de la direction générale de la prévention des risques du ministère de la Transition écologique et solidaire, le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) est chargé de rassembler, d'analyser et de diffuser les informations et le retour d'expérience en matière d'accidents industriels et technologiques.

Graphique 5 : répartition des accidents, des blessés et des morts de 2012 à 2017



Source : BARPI

En matière d'accidentologie due au gaz naturel, les statistiques qu'il produit mettent en évidence une décroissance du nombre d'accidents dus au gaz (naturel et GPL) et du nombre de décès entre 2012 et

⁴³ L'hétérogénéité des remblais et leur reprise éventuelle ultérieure (assurant un support imparfait des canalisations) ont été partiellement mis en cause pour les accidents de Dijon (1999) et de Mulhouse (2004). Pour ce dernier s'ajoutait la présence d'un point dur sur la canalisation (bloc de fondation d'un candélabre d'éclairage de la voie publique). Toutefois, le caractère cassant de la fonte grise était l'élément prépondérant.

2017. Toutefois, ces statistiques ne peuvent pas être considérées comme exhaustives car l'activité du BARPI est tournée vers les accidents graves, industriels et technologiques ; des événements même significatifs peuvent être omis. Là aussi, le faible nombre d'occurrences ne permet pas d'en déduire une conclusion pertinente.

Entre 2012 et 2017, le nombre de morts dus au gaz s'est élevé à 44. Ceux dus au gaz naturel (cf. paragraphe précédent) à 1 pour la partie amont compteur et à 23 pour la partie aval compteur.

En matière d'origine, les données du BARPI corroborent celles de GRDF : en 2017, 80% des accidents en domaine public sont consécutifs à des travaux de voirie endommageant un branchement ou une canalisation de distribution. Les autres portaient sur des soudures ou des problèmes de protection cathodique.

2.2.2 Des statistiques nationales difficiles à consolider

Des statistiques d'accidentologie communiquées aux DREAL existent au niveau régional. Ainsi, en 2017 :

- en Île-de-France, 20 991 appels à la plate-forme Urgence Sécurité Gaz (USG) ont permis de constater l'existence d'une fuite. Dans 73 cas, la limite inférieure d'explosivité était dépassée (0,34% des cas). En 2015 et 2016, ces chiffres étaient respectivement de 69 et 31 ;
- en Bretagne, 4 713 appels pour fuite ou odeur de gaz et 913 appels pour incendie ou explosion ont été reçus par la plate-forme. Ces chiffres sont supérieurs à ceux de 2016 (4452 et 882) mais inférieurs à ceux de 2018 (5522 et 913). Par ailleurs, 167 déclarations de sinistre notable⁴⁴ ont été effectuées contre 144 en 2018.

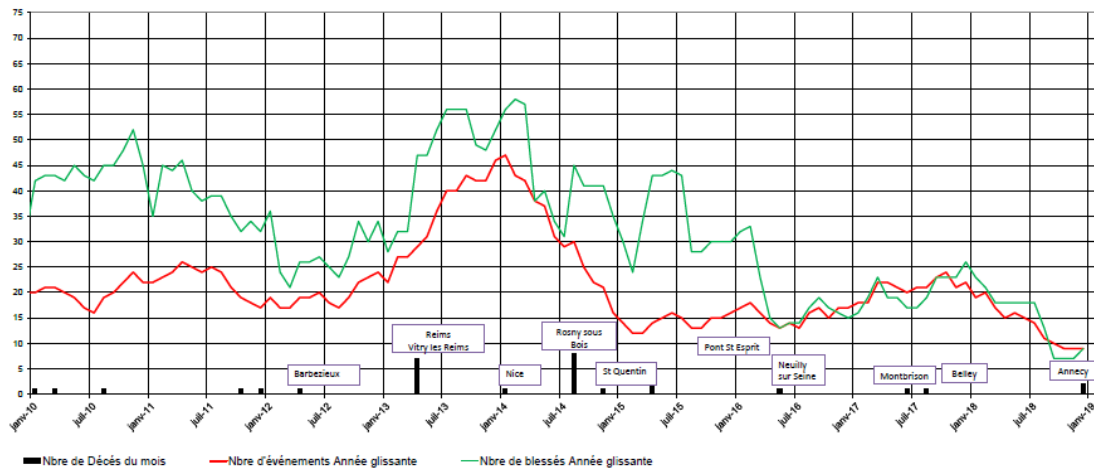
Les informations transmises aux DREAL ne sont pas identiques d'une région à l'autre : certaines se limitent au nombre d'accidents sans en détailler les causes ; d'autres les mentionnent (cf. § 2.5).

La mission n'a pas pu obtenir de statistiques nationales détaillées. Leur élaboration, à partir des informations régionales, est rendue difficile par l'hétérogénéité de ces dernières.

Au niveau national, les explosions en aval du compteur mettent en évidence depuis 2010 une baisse du nombre de blessés mais non du nombre de décès qui dépend de quelques explosions rares, mais graves. La même observation peut être faite pour les explosions survenues en amont du compteur : la tendance est à la diminution du nombre d'événements mais les accidents létaux sont trop peu fréquents pour qu'on puisse en déduire une évolution dans un sens ou dans un autre.

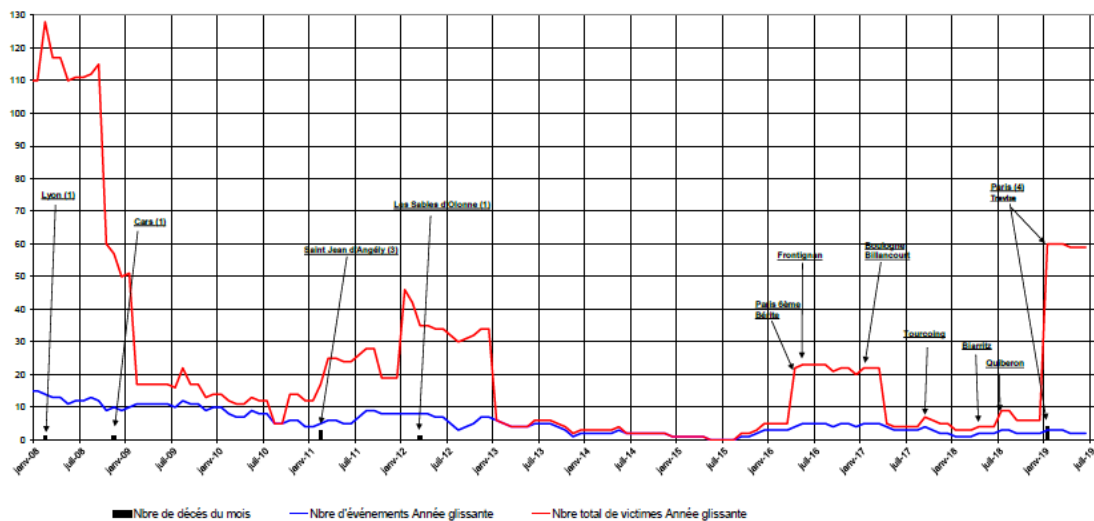
⁴⁴ Une déclaration de sinistre notable est une procédure par laquelle un gestionnaire de réseau informe la DREAL dont dépend le site du sinistre de la survenance de certains accidents (cf. § 2.5).

Graphique 6 : explosions aval compteur



Source : GRDF

Graphique 7 : explosions amont compteur



Source : GRDF

L'analyse des incidents/accidents fournie aux DREAL est essentiellement tournée vers leurs conséquences, notamment en ce qu'elles ont conduit à la suspension de la livraison de gaz mais non vers leurs causes techniques. Les éventuelles corrélations avec d'autres accidents de même nature et avec les équipements qui pourraient être impliqués dans leur survenance ne sont pas mentionnées.

2.2.3 L'origine souvent humaine des accidents graves dans l'agglomération parisienne

En matière d'accidents, le Laboratoire Central de la Préfecture de Police de Paris (LCPP), qui est compétent pour Paris et les départements de la petite couronne, souligne que les petites fuites

conduisent rarement à une explosion. Les accidents sont souvent provoqués par des fuites importantes, leur déroulement est assez rapide. Ainsi⁴⁵ :

- en juin 2019, dans le 13ème arrondissement, la fuite d'une conduite d'immeuble a provoqué l'expansion du gaz par les fourreaux de la conduite jusque dans les parties communes. Il n'y a pas eu d'explosion bien que la limite inférieure d'explosivité ait été dépassée ;
- en janvier 2019, dans le 9ème arrondissement, une fuite ayant répandu une grande quantité de gaz est à l'origine d'une explosion (4 morts et plus de 30 blessés) ;
- en avril 2016, dans le 6ème arrondissement, l'ouverture par les pompiers du robinet d'une conduite abandonnée a entraîné une explosion et un incendie (17 blessés) ;
- en 2016, dans le 11ème arrondissement, la remise en service d'un organe de coupure individuel (OCI), qui était simplement plombé par une entreprise, a conduit au déversement et à l'explosion du gaz dans un appartement qui n'était pas concerné par l'intervention ;
- en mars 2015, à Aulnay-sous-Bois, l'ouverture d'un organe de coupure individuel d'une installation abandonnée a provoqué une explosion dans un appartement (10 blessés graves).

Il semble donc que les accidents majeurs surviennent souvent sur des canalisations enterrées fuyardes ou sur des branchements abandonnés manipulés à tort (ouverture du « mauvais robinet » alimentant une distribution intérieure abandonnée⁴⁶) et que la responsabilité des professionnels soit assez souvent engagée. Une autre cause, abordée ultérieurement, est l'endommagement de canalisations lors de travaux sur les voies publiques.

Les années 2001-2018 se scindent en deux périodes : la première décennie avec une moyenne de 7 explosions par an suite à des déversements de gaz et la seconde⁴⁷ avec une moyenne de 3 explosions par an.

Tableau 5 : Explosions au gaz dans Paris et les départements de la petite couronne

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Explosions gaz naturel	8	7	4	6	6	5	10	10	8	1	3	3	1	6	6	0

Source : Laboratoire Central de la Préfecture de Police de Paris

L'explication de cette diminution se trouve dans l'origine des accidents. Outre la diminution des tentatives de suicide, on note une baisse très sensible des fuites sous chaussée et des débranchements ou fuites sur tuyaux souples. S'agissant des fuites sous chaussée, il est probable que les travaux de rénovation entrepris après l'accident de Mulhouse en 2004⁴⁸ ont contribué à en réduire le nombre ; en ce qui concerne les fuites sur appareils ou tuyaux souples, les diagnostics gratuits d'installations

⁴⁵ Source : LCPP.

⁴⁶ Cf. § **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

⁴⁷ Les années 2010 et 2011 sont absentes des statistiques communiquées par le LCPP.

⁴⁸ Cet accident a entraîné le remplacement accéléré des canalisations en fonte grise lamellaire.

intérieures, consécutifs à la reprise d'un abonnement inactif⁴⁹ pendant plus de six mois, ont permis de réduire le nombre de situations à risques.

Tableau 6 : Explosions au gaz dans Paris et les départements de la petite couronne

	Tentative de suicide	Débranchement ou fuite tuyau	Fuite sous chaussée ou avant OCG	Fuite sur appareil	Ouverture accidentelle particulier	Ouverture accidentelle par prof.	Entretien ou travaux	Défaut scellé cana après abandon	Fuite colonne montante
2001-2009	14	11	9	6	9		3		2
2012-2019	4	3	1	2	6	4	3	1	0

Source : Laboratoire Central de la Préfecture de Police de Paris

Tel n'est pas le cas des ouvertures malencontreuses d'organes de coupure par les particuliers ou les professionnels ; leur nombre cumulé est resté constant d'une période à l'autre. Cela est d'autant plus regrettable que les dommages causés par ces interventions sont parmi les plus lourds ainsi qu'en attestent les exemples précédents.

Avec deux explosions sur une période de presque 20 ans, les explosions dues à des fuites sur les colonnes montantes restent marginales.

2.2.4 Des accidents observés tant sur les domaines publics que privés

La distinction entre l'amont et l'aval du compteur peut être étudiée de façon complémentaire. Les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux soulignent que 95 à 97 % des accidents liés au gaz ont leur origine dans des installations intérieures ([8]). Les données communiquées par GRDF montrent que cette proportion continue de s'accroître ; elle « *est passée à 98 % pour les accidents aval à l'origine de 96 % des victimes recensées sur la période plus récente 2016 – 2018* », (cf. graphiques 6 et 7). Ces valeurs sont en accord avec les données européennes ([4], p. 5).

⁴⁹ Un abonnement inactif est un abonnement sans client.

Tableau 7 : répartition des accidents et victimes dus au gaz

	nombre d'accidents amont du compteur	nombre d'accidents aval du compteur	nombre de victimes sur les accidents amont du compteur	nombre de victimes sur les accidents aval du compteur
période	2003 – 2018			
total	153	3046	488	8766
répartition sur total	5%	95%	5%	95%
dont intoxications au monoxyde de carbone				8011
répartition hors intoxications			39%	61%
période	2016-2018			
total	9	394	38	975
répartition sur total	2%	98%	4%	96%
dont intoxications au monoxyde de carbone				904
répartition hors intoxications			35%	65%

Source : GRDF, les lignes 6 et 11 (répartition hors intoxications) ont été ajoutées par la mission

Toutefois cette présentation recèle un biais analytique important, même si GRDF l'indique en précisant que « *la très large majorité des victimes sur les accidents aval compteur connues de GRDF sont victimes d'intoxications au monoxyde de carbone (CO) liées pour l'essentiel au dysfonctionnement d'un appareil fonctionnant au gaz* ». Ces statistiques appellent deux remarques de la mission :

- Le risque principal lié au gaz reste la mauvaise évacuation des produits de combustion (encadrée par l'arrêté du 23 février 2018) ; ce qui est souligné par GRDF et ne doit jamais être perdu de vue, même si cela ne relève pas du champ de la mission ;
- La proportion avancée de 95 à 97 % doit être complétée par une analyse excluant les intoxications qui par leur nombre rendent les risques d'incendie et d'explosion peu visibles. Il est assez regrettable que cette proportion soit souvent mise en avant tant par les concessionnaires que par les concédants. Après élimination des conséquences du monoxyde de carbone, les ratios évoluent à 60 – 65 % (mesurés au travers des nombres de victimes) et la responsabilité des installations en domaines public ou privé collectif apparaît plus importante. Ces derniers ratios sont cohérents avec l'examen des principaux accidents (explosions et incendies) survenus assez récemment en France (Dijon, Mulhouse, Toulouse, Boulogne sur Seine, Paris 6° rue de Béríte, Quiberon, etc.).

2.3 Les difficultés d'intervention des services d'incendie et de secours

La brigade des sapeurs-pompiers de Paris (BSPP) a fait part à la mission des difficultés qu'elle peut rencontrer lors de ses interventions « gaz ». Elle mentionne ainsi :

- la localisation de la fuite : voie publique, sous-sol, étage ;

- l'estimation du taux de gaz dans l'air ;
- le repérage des ouvrages et des équipements. Bien que GRDF se montre vigilant sur le sujet, les plaques de repérage peuvent être peintes ou difficilement accessibles du fait de la présence de mobilier urbain ou de terrasses de café ;
- les plans d'évacuation des immeubles (PLE) sur lesquels doivent être portés l'emplacement des organes de coupure ne sont pas à jour (cf. § 1.6.1, p. 10, et recommandation n°2) ;
- l'identification du « bon » robinet de coupure lorsqu'il en existe plusieurs ;
- le « bon geste » de fermeture. Certains robinets sont en effet des « tourne-à-gauche » : en croyant les fermer, on peut les ouvrir. Il en va de même pour certaines canalisations dont l'orientation n'est pas habituelle (par exemple celles qui, près d'un immeuble, lui sont parallèles).

2.4 La prévention des accidents sur les installations intérieures de gaz

Les installations intérieures de gaz ne font pas partie du réseau de distribution puisqu'elles ne sont pas incluses dans la concession ; leur responsabilité relève de leur propriétaire qu'il s'agisse d'un logement ou d'un établissement recevant du public (ERP). La mission est appelée à les évoquer en raison de leur mention dans la lettre de commande.

Les diagnostics des installations intérieures offrent un grand intérêt pour prévenir les accidents et les intoxications, qu'ils soient effectués gratuitement par les gestionnaires de réseaux ou imposés lors des mises en location ou des ventes de logement. Ces diagnostics permettent de déceler et de corriger des situations potentiellement dangereuses (par exemples des conduites mal obturées, des appareils dysfonctionnant, etc.⁵⁰, cf. aussi 3.4, p. 42), lesquelles peuvent en l'absence de correction engendrer des sinistres. Toutefois, la mission souligne une apparente incohérence ou au moins une confusion réglementaire qui doit être corrigée en ce qui concerne les établissements recevant du public (ERP).

L'arrêté du 25 juin 1980 modifié⁵¹, portant sur les dispositions générales dans les établissements recevant du public (ERP) et visant à faciliter l'action des pompiers et celui du 23 février 2018 traitent tous deux de règles techniques d'installation de gaz de façons parallèles et différentes pour des lieux de caractéristiques techniques et d'emploi très proches : les locaux à usage privés (schématiquement les logements) et les établissements recevant du public de 5^e catégorie recevant moins de 19 personnes souvent situés dans des bâtiments d'habitation.

Ces derniers ne sont pas soumis aux mêmes règles que celles du reste de ces bâtiments d'habitation puisque l'article PE 2§3 de l'arrêté du 25 juin 1980 prévoit qu'ils ne sont pas soumis à l'article PE 10 qui impose que « *les installations doivent être réalisées conformément aux prescriptions de l'arrêté du 2 août 1977 modifié ...* » (désormais celui du 23 février 2018 ...). Bien qu'ils soient soumis à l'article PE4§2 qui impose que : « *en cours d'exploitation, l'exploitant doit procéder, ou faire procéder, par des techniciens compétents, aux opérations d'entretien et de vérification des installations et des équipements techniques de son établissement (chauffage, éclairage, installations électriques, appareils de cuisson, circuits d'extraction de l'air vicié, des buées et des graisses des grandes cuisines, des offices*

⁵⁰ Avec interruption sans délai de la livraison en cas de « danger grave et immédiat ».

⁵¹ Arrêté du 25 juin 1980 portant approbation des dispositions générales du règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP),
www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000290033&dateTexte=20191105.

de remise en température et des îlots, ascenseurs, moyens de secours, etc.) », ces établissements recevant du public (par exemple un magasin situé dans un immeuble d'habitation) sont soumis à des règles apparemment moins sévères et indubitablement plus floues que celles s'appliquant à leurs voisins, simples particuliers ! Les articles PE15, PE19 et PE21 semblent donner lieu à des discussions comparables.

La nécessité que tous les locaux, ERP de 5ème catégorie et logements privés, soient soumis aux règles de l'arrêté du 23 février 2018 et que tous les plans locaux d'évacuation comportent l'indication des organes de coupure d'énergie, que l'on soit dans un établissement recevant du public ou dans un immeuble collectif (cf. 1.6.1, p. 10), semble impérative et exige de modifier et d'harmoniser les arrêtés du 25 juin 1980 et du 31 janvier 1986 de la compétence respective des ministres chargés de l'intérieur et du logement.

Recommandation n° 2.

Uniformiser les dispositions réglementaires concernant les ERP les plus simples (au sein de la 5ème catégorie) et les logements, en particulier celles relatives aux plans locaux d'évacuation et aux installations de gaz combustible (action : en liaison avec la DGPR, ministère de l'Intérieur et DHUP).

La mise en œuvre de cette recommandation n'implique que la modification d'arrêtés ministériels. Il est très vraisemblable que ce travail d'harmonisation révélera d'autres incohérences, non liées à l'usage du gaz, mais la mission ne les a pas recherchées.

Un délai de douze à dix-huit mois semble réaliste pour la mise en œuvre de cette recommandation.

2.5 Des retours d'expérience insuffisants et incomplètement valorisés

Ce sujet est un des principaux sujets évoqués par les concédants et par les DREAL. L'administration a rappelé aux gestionnaires de réseaux, dans son instruction du 22 janvier 2015⁵², l'obligation qui leur est faite par l'article 21 de l'arrêté du 13 juillet 2000 d'informer « *sans délai le directeur régional de l'environnement, de l'aménagement et du logement territorialement compétent : des accidents mortels ou susceptibles d'entraîner une incapacité de travail de plus de trois mois ; des accidents ou incidents dont la répétition ou l'importance sont de nature à pouvoir être réduites par des mesures ou des dispositions appropriées* ». « Cette obligation [n'étant] pas appliquée de manière homogène sur l'ensemble du territoire », l'administration a précisé par ladite instruction les critères conduisant les industriels à déclarer ces incidents et accidents aux DREAL, au moyen d'une « fiche de déclaration sans délai de sinistre notable ». Parce qu'elle doit être établie au plus vite et dans les 24 heures en cas de victimes, cette fiche peut ne pas comporter d'éléments techniques validés relatifs à l'origine précise des événements rapportés ou aux conséquences qu'il convient d'en tirer.

L'analyse approfondie des causes et des conséquences des accidents et incidents est souvent non compatible avec les délais imposés par l'information de l'Administration. La fiche gagnerait cependant à être dûment complétée par une indication provisoire de l'origine possible de l'événement ; ce qu'elle

⁵² Instruction DGPR/BSEI n°2015-003 adressée aux gestionnaires de réseaux et à leurs organisations professionnelles, non accessible sur internet, annexe 7.

demande déjà avec les « circonstances et causes probables de l'événement », lesquelles paraissent le plus souvent peu, mal ou non renseignées.

Par ailleurs, la mission relève que l'Administration n'a pas toujours communication des retours d'expérience que les gestionnaires de réseaux effectuent sur les accidents les plus graves et qu'il n'existe pas d'analyse statistique approfondie des incidents récurrents sans conséquences notables⁵³.

Enfin la transparence et la fluidité des échanges d'informations pourraient être accrues :

- sur le terrain, les DREAL se plaignent que certains incidents ne leur sont pas rapportés et qu'ils doivent demander de façon explicite et parfois répétée des analyses approfondies concernant les causes des accidents ;
- les bilans annuels de sécurité permettent de disposer d'une synthèse des accidents, des endommagements, des actions de surveillance et de maintenance préventive et corrective ainsi que d'une appréciation de la qualité de la relation clients.

Mais ces rapports ne sont pas homogènes d'une région à l'autre. Ainsi le rapport élaboré par la direction GRDF Île-de-France en 2017 comporte un volet « retours d'expérience » alors que celui de la région Bretagne n'en dispose pas. Certains rapports annuels aux autorités concédantes sont plus détaillés que ceux envoyés à l'administration.

Un extranet sécurisé permettant d'accéder aux déclarations de sinistres notables et aux retours d'expérience faciliterait le travail des services intéressés.

Recommandation n° 3.	Intégrer dans la déclaration de sinistre notable à l'administration (DSN) une indication relative à l'origine possible des événements. Demander à l'exploitant une analyse statistique annuelle des accidents les plus fréquents et un retour d'expérience pour les plus graves (action : DGPR).
-----------------------------	--

La mise en œuvre de cette recommandation se traduit par une modification de l'instruction du 22 janvier 2015. Un délai de trois mois semble réaliste pour la mise en œuvre de cette recommandation.

3 LA GESTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION : UNE AMELIORATION CONTINUE MAIS PERFECTIBLE

3.1 Des contrôles périodiques sans garantie d'exhaustivité

3.1.1 L'entretien des conduites d'immeuble et des conduites montantes non homogène sur le territoire

GRDF exploite depuis 2000 une base de données pour la collecte des incidents et des accidents. Selon lui, tous les tickets d'intervention sont enregistrés, ce qui permet de mettre en œuvre une politique de maintenance organisée autour de deux types d'intervention : l'inspection et la révision.

Une inspection consiste en un examen visuel des ouvrages concernés depuis l'OCG et le coffret en rue jusqu'aux organes de coupure individuels. Elle a pour but de vérifier que les conduites d'immeuble et les conduites montantes sont accessibles et que les aménagements qui les contiennent (gainés,

⁵³ Des données fragmentaires mais d'intérêt apparaissent toutefois dans certains rapports annuels ou comptes rendus de réunions organisées par les DREAL, par exemple en Auvergne-Rhône-Alpes.

coffrages) ne sont pas encombrés ; cela peut toutefois aller au-delà de cette simple inspection visuelle : si un agent constate qu'un branchement abandonné n'est pas obturé, il placera des bouchons aux extrémités de ce branchement.

Une révision est plus approfondie ; elle a pour but de rechercher d'éventuelles fuites sur les conduites ou les organes de coupure individuels à l'aide de détecteurs portatifs.

La nature des visites (inspection ou révision) et leur fréquence peuvent évoluer au fil du temps ; ces éléments dépendent en effet du taux d'anomalies constatées par type d'ouvrage. Beaucoup de paramètres doivent être analysés pour y parvenir. Les conduites montantes des concessions de GRDF sont visitées tous les cinq ou dix ans selon leur nature (plomb, cuivre etc.) et le risque lié à leur environnement (par exemple la proximité d'un local à poubelles dans une zone urbaine sensible).

Les contrats de concession peuvent également contenir des dispositions particulières ; le Sigeif demande ainsi que les conduites soient inspectées tous les cinq ans.

S'agissant de l'opérateur GreenAlp, les ouvrages font l'objet d'une maintenance complète tous les trois ans (recherche de fuites, manœuvre des robinets, graissage, etc.). Le périmètre de cette visite s'étend jusqu'à la pénétration de la conduite dans le logement du client ; elle inclut par conséquent une partie du « bout parisien »⁵⁴.

Ces différences de fréquences des opérations de maintenance et d'entretien des installations, liées au caractère local et historique de la distribution, peuvent poser question au regard des exigences de sécurité.

3.1.2 Les difficultés d'accès aux ouvrages

Il ne semble pas exister de statistiques nationales relatives aux difficultés d'accès aux ouvrages dans les immeubles. Néanmoins, l'Agence interventions (AI) GRDF de Paris Sud qui gère la maintenance dans les 5^{ème}, 6^{ème}, 12^{ème}, 13^{ème} et 14^{ème} arrondissements de Paris a indiqué que la visite ne peut pas toujours être effectuée en totalité du fait d'une restriction d'accès aux ouvrages. La procédure de visite nécessite en effet :

- d'accéder à l'immeuble. Les agents de GRDF disposent de clés VIGIK qui ne sont pas toujours opérantes car les droits alloués sont limités dans le temps (par exemple, l'ouverture de la porte est possible à partir de 8h00 mais non au-delà de 12h00) ;
- d'accéder aux parties communes (en sous-sol souvent) pour inspecter la conduite d'immeuble ;
- d'accéder aux parties privatives (caves) lorsque la conduite d'immeuble les traverse, ce qui est souvent le cas. Lorsque l'agent n'a pu accéder à l'ensemble de la conduite, il laisse une affiche invitant les propriétaires à recontacter GRDF ; cette solution est préférée à celle qui consisterait à contacter le syndic car GRDF ne dispose pas de son identité ;
- d'accéder aux parties communes (cages d'escalier) pour suivre le trajet des conduites montantes. Celles-ci sont protégées en général par des gaines techniques qui peuvent être encombrées par divers objets qui en limitent l'accès.

⁵⁴ Bout parisien qui dans le cas présent serait plutôt un « bout grenoblois ».

Dans 70% à 80% des cas, l'accès à l'immeuble ne pose pas de problèmes. L'accès aux caves est grandement facilité par la présence d'un gardien. Dans 50% des cas, la visite est complète le jour où elle est effectuée ; le reste des cas nécessite des démarches plus poussées.

Les accès aux organes de coupure individuels peuvent être difficiles, par exemple lorsque les conduites sont situées dans un escalier de service.

En 2018, l'Agence interventions de Paris Sud a effectué 2099 inspections pour 451 révisions, soit respectivement 82% et 18% des visites. Au début du mois de décembre, il est fréquent qu'un certain retard soit observé dans le programme des visites (100 immeubles sur un total de 2600). Bien que cela ne constitue pas un indicateur du contrat de service public entre l'État et GRDF, l'Agence se mobilise fortement pour que le programme de l'année soit réalisé au 31 décembre.

Les gestionnaires de réseaux se plaignent de ne pas avoir les coordonnées des syndic de copropriétés. Or le code de la construction et de l'habitation par son article L.711-2 a institué un registre des copropriétés qui comporte « *le cas échéant, le nom du syndic* »⁵⁵. Il dispose en outre qu'« *un décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission nationale de l'informatique et des libertés, précise les conditions de publicité des informations mentionnées aux II et III du présent article ainsi que les conditions de consultation du registre.* »⁵⁶ Peuvent avoir accès au registre l'État, les collectivités locales, les notaires et les syndicats. Un arrêté du 10 octobre 2016⁵⁷ explicite les modalités de cette consultation.

Il semble important de modifier ces dispositions réglementaires pour permettre aux gestionnaires de réseaux d'accéder aux coordonnées du syndic, si elles existent dans ce registre, pour qu'ils puissent assurer la sûreté de leurs installations.

3.1.3 L'appui insuffisant des dispositions du code de la construction et de l'habitation

L'article L.111-6-7 de ce code prévoit que « [...] *les propriétaires ou, en cas de copropriété, le syndicat représenté par le syndic, permettent aux opérateurs des distributeurs de gaz naturel et d'électricité et aux opérateurs des sociétés agissant pour leur compte d'accéder aux ouvrages relatifs à la distribution de gaz naturel et d'électricité* ».

Les articles L.129-1 et suivants traitent des dispositions générales pour la sécurité des occupants d'immeubles collectifs à usage d'habitation ; ils confèrent au maire le pouvoir de prendre les mesures nécessaires en la matière. L'article L.129-1 dispose en effet que « *Lorsque, du fait de la carence du ou des propriétaires, des équipements communs d'un immeuble collectif à usage principal d'habitation présentent un fonctionnement défectueux ou un défaut d'entretien de nature à créer des risques sérieux pour la sécurité des occupants ou à compromettre gravement leurs conditions d'habitation, le maire peut, par arrêté, prescrire leur remise en état de fonctionnement ou leur remplacement, en fixant le*

⁵⁵ Il est particulièrement étonnant que cette mention de l'identité du syndic ne soit pas obligatoire.

⁵⁶ Art R 711-16 et art R 711-21 du code de la construction et de l'habitation.

www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=8674FD95228C60E7067E1F4CE8598FF2.tplgfr35s_3?cidTexte=LEGI TEXT000006074096&idArticle=LEGIARTI000033073023&dateTexte=20191106&categorieLien=cid#LEGIARTI000033073023

www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=8674FD95228C60E7067E1F4CE8598FF2.tplgfr35s_3?idArticle=LEGI ARTI000033073035&cidTexte=LEGITEXT000006074096&dateTexte=20191106.

⁵⁷

www.legifrance.gouv.fr/affichTexteArticle.do;jsessionid=8674FD95228C60E7067E1F4CE8598FF2.tplgfr35s_3?cidTexte=JOR FTEXT00003306194&idArticle=LEGIARTI00003307301&dateTexte=20161026&categorieLien=cid#LEGIARTI00003307301

délai imparti pour l'exécution de ces mesures ». L'article L.129-2 fixe les modalités d'application de l'article L.129-1 : « [...] Lorsque les mesures prescrites n'ont pas été exécutées dans le délai fixé, le maire met en demeure le propriétaire ou le syndicat des copropriétaires d'y procéder dans un délai qu'il fixe et qui ne peut être inférieur à un mois. A défaut de réalisation des travaux dans le délai imparti, le maire, par décision motivée, fait procéder d'office à leur exécution ». La lourdeur de cette procédure nuit à son efficacité et il faut que le fonctionnement défectueux ou le défaut d'entretien aient pu être identifiés, ce qui impose souvent une première visite ...

Le seul pouvoir de coercition dont dispose le gestionnaire de réseau en cas de refus d'un contrôle réglementaire est l'interruption de la livraison du gaz. Il est prévu par l'article L.554.10 du code de l'environnement : « L'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution de gaz naturel ou assimilé peut interrompre la livraison du gaz à tout consommateur final qui est raccordé à cette canalisation dès lors que ce consommateur s'oppose à un contrôle réglementaire de ses appareils à gaz ou équipements à gaz prévu [...] Il interrompt la livraison du gaz à un consommateur final lorsqu'il a connaissance du danger grave et immédiat pour la sécurité des personnes et des biens que présentent les appareils et équipements de ce dernier ».

Selon GRDF, cette mesure implique l'engagement, au préalable, de procédures contentieuses (référés, sommation, etc.) aux délais aléatoires et aux coûts qu'il juge parfois disproportionnés. Elle ferait l'objet, à n'en pas douter d'une attention médiatique toute particulière.

Sur ce même sujet, l'article 27 de l'arrêté du 23 février 2018⁵⁸ dispose : « Interruption de livraison.

1° La mise à disposition du gaz peut être interrompue par le distributeur, si l'utilisateur s'oppose à la vérification de ses installations intérieures ou aux contrôles de sécurité imposés par le ministre chargé de la sécurité du gaz.

2° Les défauts constatés à l'occasion de visites d'installations intérieures en service peuvent donner lieu, de la part du distributeur ou d'un des organismes habilités visés à l'article 22 à une injonction adressée à la personne qui en a la garde d'avoir à effectuer les réparations ou modifications nécessaires ; le distributeur ou l'organisme habilité peut alors fixer un délai à l'issue duquel la mise à disposition du gaz est interrompue si la personne qui en a la garde n'a pas procédé aux travaux prescrits. Toutefois, en cas de danger grave et immédiat, le distributeur ou l'organisme habilité interrompt aussitôt la mise à disposition du gaz jusqu'à suppression du ou des défauts constituant la source du danger. L'interruption éventuelle de la mise à disposition du gaz peut ne porter que sur la partie défectueuse de l'installation lorsque cette dernière peut être isolée du reste de l'installation. »

Il permet donc la coupure du gaz dès que la vérification des installations n'est pas possible pour le gestionnaire de réseau. Mais il ne s'applique qu'aux installations intérieures, c'est-à-dire, pour la partie aval du compteur. Il ne peut être utilisé pour les conduites d'immeubles et les conduites montantes.

L'article 9.1 de cet arrêté cite d'ailleurs le « dispositif de commande de l'organe de coupure générale (OCG) dont l'utilisation est réservée à la fermeture dudit organe, et seulement en cas de danger immédiat ».

⁵⁸ Cet arrêté est relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes.

Pour permettre la visite de ces conduites, la mission a envisagé puis abandonné le recours à des procédures d'astreinte. Ces procédures seraient sans doute interdites au gestionnaire de réseau et devraient être lancées par une autorité administrative.

Malgré la réticence des gestionnaires de réseaux à recourir à des coupures parce qu'ils craignent que cela nuise à l'image et donc à l'avenir du gaz en tant que source d'énergie, et faute d'autre moyen satisfaisant, la mission propose de faciliter au gestionnaire de réseau la coupure du gaz quand il ne peut exercer la surveillance des installations. Elle estime que lui donner cette faculté, qui sera sans doute rarement réalisée dans les faits, permettra une meilleure surveillance.

Recommandation n° 4.

Autoriser par la loi le gestionnaire de réseau de distribution à couper l'alimentation en gaz, en cas de refus ou d'impossibilité d'accès aux conduites d'immeubles et aux conduites montantes (action : DGEC, DGPR).

La rédaction actuelle de l'article L.554-10 n'est probablement pas suffisante pour permettre cette modification. En effet cet article ne vise que les installations appartenant au consommateur : « **ses appareils ou équipements à gaz** ». Il est proposé de le remplacer par un article qui pourrait être : « *L'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution de gaz naturel ou assimilé peut interrompre la livraison du gaz à tout consommateur final **ou usager** qui est raccordé à cette canalisation dès lors :*

- *qu'un contrôle réglementaire prévu à l'article L.554-8 du présent code de ses appareils et matériels à gaz **ou des canalisations destinées à l'utilisation du gaz dans les bâtiments mentionnées au 4 du L.554-5** n'a pas pu être effectué du fait des usagers ou de leurs mandataires ;*
- *ou qu'il s'oppose aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage mentionnées à l'article L. 432-13 du code de l'énergie, nécessaires en cas de changement de nature du gaz acheminé.*

*Il interrompt la livraison du gaz à un consommateur final **ou usager** lorsqu'il a connaissance du danger grave et immédiat pour la sécurité des personnes et des biens que présentent **ses appareils et matériels à gaz ou les canalisations destinées à l'utilisation du gaz dans les bâtiments mentionnées au 4 du L.554-5.** »*

Une modification de ce type permet d'ailleurs de s'affranchir de la question de la propriété des conduites d'immeubles et colonnes montantes et autres canalisations en amont du compteur et donne la possibilité au gestionnaire de réseau d'agir. Toutefois, dès cette modification législative faite et pour la rendre opposable, il sera nécessaire de définir la nature et la fréquence de ces nouveaux contrôles. Les contrôles sur les canalisations destinées à l'utilisation du gaz dans les bâtiments sont actuellement définis dans l'arrêté du 23 février 2018. Il pourrait donc être envisagé de modifier cet arrêté pour y intégrer les nouveaux contrôles envisagés ou alors prendre un arrêté spécifique. Le champ de l'article 27 de cet arrêté devrait également être élargi (ce point est à rapprocher de la recommandation n° 9).

La mission s'est en outre posé la question de savoir s'il était nécessaire de prévoir une obligation de contrôle périodique de l'aménagement des dispositifs (gaines techniques, placards compteurs, etc.) associés à l'alimentation en gaz des immeubles, à la charge des copropriétés. Cela lui est apparu inutile dès lors que les canalisations seraient maintenues par le concessionnaire. D'autant que celui-ci aurait

toute possibilité, à l'occasion de ses visites, de faire des observations au propriétaire si des manquements étaient constatés.

Enfin, on pourrait imaginer utile de réglementer les rapports entre concessionnaire et syndic lors des travaux importants faits sur les conduites montantes. Il est naturellement souhaitable que ces travaux coïncident avec la réfection des cages d'escalier, mais ce n'est pas toujours possible. Dans le cas de la distribution d'électricité, ceci avait été envisagé, car demandé par le gestionnaire de réseau. Devant les difficultés de mise en œuvre et la réticence des copropriétés, l'administration a finalement renoncé à réglementer ce point en le laissant à la discussion des deux partenaires. C'est la position recommandée par la mission en ce qui concerne le gaz.

3.1.4 Un devoir de curiosité et d'étonnement pour les professionnels du gaz

Chaque agent suit en moyenne 40 heures par an de formation et celle-ci représente 6% de la masse salariale de GRDF. A titre d'illustration, le parcours de formation des opérateurs et des coordonnateurs des plateaux téléphoniques Urgence Sécurité Gaz (Cf. § 3.7.1) comprend une immersion dans une agence d'interventions, un bureau d'exploitation, une agence de planification et de programmes des interventions ainsi que la visite d'un SDIS. Les opérateurs participent également à des jeux de rôle ; les connaissances sont testées en début d'année.

Un programme de suivi du professionnalisme structuré selon trois axes (l'accompagnement des appels clients, le contrôle des situations d'urgence et le contrôle des appels aux équipes d'intervention) a été élaboré.

Malgré ces efforts très significatifs et la conscience professionnelle des agents, des faits ont été rapportés à la mission inclinant à penser qu'un accident aurait pu être évité si certains signaux faibles ou modifications de l'environnement avaient été exploités et si des anomalies sur le terrain avaient pu être repérées.

La mission considère qu'au-delà des formations techniques qu'ils reçoivent, les agents devraient systématiquement apprendre à exercer un « devoir de curiosité et d'étonnement », ce que bon nombre d'entre eux semblent déjà maîtriser.

3.2 La politique de maintenance pour la sécurité de GRDF

GRDF fonde sa politique de sécurité sur une analyse des événements affectant les ouvrages. Il s'agit d'identifier les familles d'ouvrages en fonction de la matière dont ils sont composés et de hiérarchiser leur vulnérabilité potentielle. Cette façon de procéder paraît cohérente sur le principe.

L'indicateur pertinent utilisé par GRDF pour établir cette hiérarchie des risques est la criticité, qui résulte du croisement de la fréquence des événements et de leur gravité potentielle. Jusqu'en 2016, seul le dépassement de la limite inférieure d'explosivité (LIE) avec incendies aggravés par le gaz et l'existence de victimes caractérisaient les événements critiques. Les efforts de sécurisation ayant conduit à une raréfaction de ces événements, le seuil de criticité a été abaissé. Depuis 2016, le dépassement de 20% de la LIE avec accumulation de gaz suffit à caractériser un événement critique. Le modèle de GRDF s'appuie sur cette hypothèse et détermine pour chaque couple (ouvrage, matière) la probabilité d'inflammation ou d'explosion puis enfin l'impact potentiel sur les personnes en utilisant les données de l'INSEE concernant les foyers.

Il faut rappeler qu'à la suite de l'accident de Mulhouse, l'administration a exigé la suppression de toutes les canalisations en *fonte grise*, une fonte cassante et donc accidentogène. Ceci a été réalisé.

Mais il en reste quelques petits tronçons – appelés mégots par les professionnels, non repérés sur les plans, que les gestionnaires de réseaux découvrent lors de travaux. En 2018, 500 mètres ont ainsi été mis à jour au niveau national et remplacés. Ces éléments constituent une source de danger qui perdurera pendant de nombreuses années encore.

GRDF a décidé de remplacer :

- les conduites d'immeuble (ouvrage) en plomb (matière), basse pression (caractéristique) et circulant dans des parties privatives exposées à un risque d'incendie (entreposage de matériels) mais non les conduites moyenne pression en raison du dispositif de coupure automatique dont ces conduites peuvent être dotées ;
- les canalisations en tôle bitumée d'ici 2023. Il s'agit d'ouvrages basse pression très anciens dont il subsiste environ 120 kilomètres à Paris⁵⁹. Ils présentent des taux de fuite élevés (Cf. § 2.1.2) mais n'ont pas été, semble-t-il jusqu'à ce jour, à l'origine d'accidents importants ;
- les tourne-à-gauche. Il s'agit des organes de coupure qui se ferment en les manœuvrant vers la gauche ce qui peut induire en erreur ceux qui les manipulent, en particulier les pompiers. GRDF a écrit à la mission⁶⁰ que ces organes au nombre d'un millier au plus, déployés exclusivement en Île-de-France, seraient remplacés « à court terme » et que dans la phase transitoire, une signalétique serait apposée lors de la maintenance préventive des branchements concernés.

Dans la mesure où la mission n'a eu accès à aucune analyse systématique de l'ensemble des incidents/accidents, il lui est impossible de porter un avis pertinent sur les résultats de cette méthode. GRDF est apparemment un opérateur sérieux et responsable mais sa transparence est perfectible.

La question de l'ancienneté du réseau fait l'objet de controverses entre les concédants et les concessionnaires. Dans un contexte de péréquation tarifaire où les coûts sont couverts par le tarif, les concédants sont naturellement incités à faire renouveler des parties anciennes qui ne présentent pas de risques particuliers mais présentent une valeur comptable nulle suite à leur amortissement total. Leur demande n'est pas toujours compatible avec la démarche risques du gestionnaire de réseau qui, par ailleurs, tient à valoriser ses investissements sur la durée et à maîtriser ses coûts. GRDF comme GreenAlp mentionnent que la sécurité d'un réseau est plus liée à ses caractéristiques techniques qu'à son âge. Il serait utile de pouvoir se forger une opinion précise pour déterminer si une recrudescence des incidents ou accidents est liée à l'arrivée en fin de vie des équipements.

L'exploitation de ces données pourrait permettre de valider certaines orientations de GRDF, ou de le pousser à expliciter sa position sur d'autres. Il y a lieu de s'interroger en particulier sur les points suivants :

- canalisations basse pression⁶¹. Ces ouvrages représentent 5% des canalisations – beaucoup moins que pour la plupart des réseaux étrangers – et présentent des taux de fuite environ 30

⁵⁹ La tôle bitumée est une spécificité du réseau parisien ; il n'en existe pas ailleurs.

⁶⁰ Note du 3 septembre 2019 en réponse au questionnaire de la mission du 17 juillet 2019.

⁶¹ Il s'agit ici de comparer la pression à laquelle est desservi un immeuble ; soit une basse pression (jusqu'à 50 mbar), soit une moyenne pression (au-delà, jusqu'à 4 bars).

fois plus élevés que les canalisations moyenne pression (cf. § 2.1.2). Ces fuites sont en outre plus insidieuses⁶² car elles peuvent s'accumuler dans des poches sans être remarquées (absence de bruit). Enfin, les branchements correspondants ne peuvent être dotés de dispositifs de coupure automatiques, la chute de pression consécutive à une fuite importante n'étant pas suffisante pour déclencher le dispositif ;

- dispositifs de coupure automatiques. Conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000, GRDF équipe tous les nouveaux branchements moyenne pression de dispositifs de coupure automatique déclenchés par la chute de pression consécutive à une fuite importante. Des branchements existants, choisis en liaison avec les SDIS dans le cadre de la démarche de sécurité exposée *supra* (cf. p. 38), sont également équipés. L'ensemble représente 12 000 unités par an⁶³ dont le coût d'installation individuelle serait compris entre 1000 et 2000 euros⁶⁴ ;
- régulateurs. Ils représentent un tiers de l'ensemble des fuites. Il serait légitime que GRDF analyse finement ce phénomène et propose des stratégies de remédiation : remplacement de certains types de régulateurs ? remplacement des régulateurs les plus anciens ? intensification de la maintenance ?

Eu égard à l'intérêt que représentent ces éléments au regard de la sécurité des installations et de la modernisation du réseau, il y a lieu de s'interroger sur l'opportunité de la suppression des réseaux basse pression, de la généralisation des dispositifs de coupure automatique et sur la nécessité d'essayer de diminuer le nombre de fuites sur les régulateurs.

Il faut d'ailleurs noter que Regaz a une politique de résorption de ses fontes : il lui en reste 300 km qu'il élimine à raison de 20 km annuellement.

De façon plus générale, il serait opportun de demander aux gestionnaires de réseaux d'explicitier, non seulement sur les méthodes, mais de façon quantitative, leurs raisonnements (techniques et économiques) les conduisant à choisir leurs investissements de sécurité.

Recommandation n° 5.

Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils établissent des dossiers visant i) le remplacement des canalisations basse pression, ii) l'équipement de tous les branchements moyenne pression de dispositifs de coupure automatiques et iii) la diminution du nombre de fuites sur les régulateurs, et ce en vue d'une décision de l'administration (action : DGPR).

Ces dossiers devraient s'intégrer dans le cadre de discussion de la programmation pluriannuelle des investissements et intégrer des horizons de temps cibles. La mission considère qu'ils pourraient être établis dans un délai de deux ans.

⁶² Les services d'incendie et de secours redoutent ces fuites qui à l'inverse des fuites sur les ouvrages moyenne pression « ne sifflent pas ».

⁶³ Source : GRDF.

⁶⁴ Source : GRDF.

3.3 Une gestion de la maintenance assistée par ordinateur (GMAO) perfectible

Jusqu'à un passé récent, la connaissance du parc en concession présentait des lacunes importantes, en particulier en matière de branchements ainsi qu'en attestent les projets RIO et RIO 2 lancés par GRDF pour y remédier.

Les projets RIO

GRDF a conduit entre 2004 et 2009 un inventaire technique de ses branchements collectifs, le projet Référentiel Inventaire Ouvrages (RIO).

Ce projet a permis de répertorier et de spécifier les caractéristiques techniques de 670 000 branchements collectifs pour les intégrer dans l'outil de suivi de la maintenance. Les retours d'expériences et les différentes remarques formulées par des autorités concédantes ont permis d'identifier que ces inventaires méritaient d'être complétés par des éléments d'inventaire technique, GRDF estimant que 20% des branchements collectifs n'étaient pas recensés, soit environ 150 000 branchements collectifs et CICM pour un total de l'ordre de 820 000 ouvrages par un rapprochement entre l'inventaire comptable et l'inventaire technique à la maille de la concession.

GRDF a donc lancé un complément d'inventaire national des branchements collectifs, des conduites d'immeubles et des conduites montantes associées dans le cadre d'un nouveau projet appelé RIO 2. Cet état des lieux a permis de renforcer la sécurité d'exploitation demandée explicitement par le contrat de service public entre GRDF et l'État, en identifiant et en remplaçant les conduites en plomb sensibles au risque incendie dont le nombre était estimé à 4000 et qui ne figuraient pas dans les bases techniques de maintenance.

Parallèlement à ce traitement du stock, le projet RIO 2 couvre aussi un lot de mise sous contrôle de la qualité des informations relatives à l'inventaire technique et comptable, collectées sur les ouvrages neufs, démolis, rénovés ou modifiés.

Source : GRDF

La gestion de la maintenance assistée par ordinateur exige, pour être efficace, de disposer d'un inventaire technique détaillé. Malgré les deux projets mentionnés *supra*, cela ne semble pas être encore le cas chez GRDF. La mission a constaté en effet que, si les plans de distribution sont informatisés et complets jusqu'à l'OCG, les plans des conduites d'immeuble et des conduites montantes des concessions figurent dans la base de données dans l'état où ils étaient lors du raccordement de l'immeuble. Certains de ces documents peuvent avoir plus de 100 ans et ne pas comporter la localisation de tous les organes de coupure.

Ce défaut d'inventaire caractérise également nombre d'équipements qui ne sont décrits que par leur nature, sans indication de modèle ou de numéro de série. C'est ainsi que la campagne de remplacement des 200 000 régulateurs défectueux de la marque Francel modèles B6 et B10 n'a pu être menée sur la base de leur identification car celle-ci ne figurait pas dans la base de données. Elle est aujourd'hui réalisée par le croisement de plusieurs informations : dates d'acquisition des équipements concernés et dates d'intervention des agents sur des régulateurs pour des actions de remplacement ou de maintenance. Il eût été préférable de pouvoir sélectionner dans la base de données les régulateurs par leur type et numéro de série pour en déduire les branchements sur lesquels ils avaient été installés.

GreenAlp est confronté au même problème de légèreté de ses bases de maintenance et paraît même largement en retard par rapport à GRDF.

La répétition de ces situations interroge sur la capacité des gestionnaires de réseaux à maintenir leur réseau de la façon la plus efficace.

Il est absolument nécessaire qu'ils disposent de bases de données de maintenance comprenant des inventaires précis et fiables des divers composants de leur réseau.

Recommandation n° 6.

Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils améliorent la précision des bases de données utilisées pour la maintenance des réseaux et qu'ils présentent annuellement les résultats de leurs actions aux pouvoirs publics (action : DGPR).

3.4 L'imparfaite gestion des branchements abandonnés ou inutilisés

La sécurité du réseau et la fiabilité des diverses interventions repose en particulier sur le repérage des divers organes de coupure et de leur situation (actif, inactif...). La mission a pu elle-même remarquer que tout n'était pas parfait en ce domaine.

La DRIEE lui a d'ailleurs communiqué ses rapports de contrôle⁶⁵ des dernières années en Île-de-France. Force est de constater que :

- certains branchements ne sont pas repérés, ou leur identification est illisible, alors même que l'arrêté du 23 février 2018 l'exige ;
- les OCI ne sont pas tous identifiés au moyen des plaques prévues alors que c'est imposé par l'arrêté du 23 février 2018 ; il y a parfois incohérence entre la base de données clients de GRDF et la position in situ des OCI ;
- les espaces annulaires entre tuyau de gaz et immeuble ne sont pas toujours étanches.

Le nombre très élevé de ces organes rend naturellement difficile un contrôle parfait, mais les concessionnaires doivent améliorer la situation actuelle.

Par ailleurs, la situation des organes inutilisés doit faire l'objet d'un suivi particulier : un OCI sans client est dit « inactif » ; un OCI dont le compteur a été démonté est dit « improductif ». Le successeur locatif d'un abonné au gaz peut bénéficier du gaz dès son entrée dans les locaux s'il emménage moins de 12 semaines après le départ de son prédécesseur. Au-delà de cette période, l'OCI est aujourd'hui « fermé et condamné dans cette position »⁶⁶ et une étiquette d'information est placée sur cet organe⁶⁷. La DRIEE constate dans ses contrôles que ces étiquettes ne sont pas toujours présentes.

Une demande d'abonnement déposée après six mois d'inactivité donne droit, si le client le souhaite, à un contrôle de sécurité de l'installation intérieure. Cette prestation est prise en charge financièrement par le gestionnaire de réseau.

⁶⁵ DRIEE Rapport du service de contrôle des 19/10/2017 et 15/12/2017 ; la « condamnation » de l'OCI est très sommaire et essentiellement liée à l'existence d'une étiquette.

⁶⁶ Source GRDF.

⁶⁷ Cette procédure est utilisée par GRDF à Paris depuis 2014.

La politique de maintenance de GRDF est de considérer qu'un abonnement qui est resté inactif pendant plus de trois ans devrait être démonté. En fait, si GRDF a accès au compteur, celui-ci est déposé et des bouchons sont posés à son emplacement. Mais dans les cas, fréquents par exemple à Paris, où GRDF n'a pas accès au compteur, GRDF « ferme et condamne » l'OCI et « lorsque la configuration de l'ouvrage le permet techniquement (...), obture le branchement particulier »⁶⁸. Il n'est pas possible de certifier que cette procédure est appliquée dans tous les cas.

Ainsi que cela a été mentionné (Cf. § 0 p. 27), des accidents graves avec déversement de gaz dans des logements ont impliqué des abonnements improductifs ou des distributions intérieures qui avaient fait l'objet de travaux alors que l'OCI était simplement fermé et n'avait pas été obturé correctement.

Une simple étiquette selon laquelle l'organe de coupure serait fermé ne saurait naturellement suffire. En revanche, toute solution reposant sur des systèmes de coupure redondants (OCI fermé et bouchon sur conduite ou plaque de métal sur l'OCI) est satisfaisante dans la mesure où l'ouverture inopinée de l'OCI n'engendre pas de fuite de gaz.

La mission n'a pas connaissance du nombre de cas correspondants : nombre d'OCI inactifs, nombre d'OCI inactifs depuis plus de 12 semaines, nombre de ces OCI « fermés et condamnés » par une étiquette, nombre d'OCI inactifs depuis plus de 3 ans, et nombre de ces OCI condamnés (physiquement bouchonnés), et de ceux dont le compteur a été démonté.

Recommandation n° 7.

Exiger des gestionnaires de réseaux de distribution qu'ils vérifient le repérage des branchements et des organes de coupure individuels – OCI – au moyen de plaques de signalisation lisibles et qu'ils mettent en sécurité les OCI inactifs et improductifs (action : DGPR).

Cette recommandation se traduit par un arrêté du ministre en charge de l'environnement, pour la mise en sécurité car le repérage et la signalisation sont déjà prévus à l'article 9.2 de l'arrêté du 23 février 2018 mais imparfaitement mis en œuvre. L'intérêt de réduire la durée de 3 ans après laquelle un OCI inactif est réellement obturé devra être étudié. La vérification demandée devrait être l'occasion de s'assurer de l'existence et de la lisibilité des plaques d'identification. La mission estime que cette action devrait pouvoir être achevée dans un délai de trois à cinq ans.

3.5 Une détection préventive des fuites efficace, mais un délai de réparation à expertiser

La crainte de tout gestionnaire de réseau est l'explosion que peut provoquer le gaz. Elle peut survenir dès que la concentration en méthane dépasse la limite inférieure d'explosivité (LIE), qui vaut 5% en volume de méthane dans l'air.

Tableau 8 : quelques règles de conversion

parties par million (ppm)	% LIE	%gaz
10000	20%	1 %
500	1%	0,05%
1	0,002%	0,0001%

Source : GRDF.

⁶⁸ Source GRDF.

Les mesures effectuées sur les concentrations en méthane sont toutes traduites en pourcentage de la LIE. Les méthodes actuelles d'analyse sont très performantes ; elles permettent une précision au ppm et donc une large marge de sécurité par rapport à la zone de danger⁶⁹.

3.5.1 La recherche systématique de fuites (en véhicule ou à pied)

Les différents concessionnaires français et étrangers recherchent les fuites à l'aide de véhicules de surveillance de réseau (VSR).

Le véhicule, équipé d'un GPS, suit un itinéraire précis le long d'une canalisation. La mesure est prise au niveau du sol, au moyen de tubes de prélèvement montés sur une rampe d'aspiration. Cette rampe, équipée d'une pompe, est installée à l'avant du véhicule. Un détecteur analyse ensuite le gaz prélevé par une technologie optique à absorption infra-rouge.

Quand l'opérateur repère la présence de gaz dans l'air, il descend du VSR et effectue, à pied, la recherche de la fuite. Il dispose pour cela d'un détecteur portatif muni d'une canne aspirante qu'il place sur les endroits susceptibles de permettre la localisation de la fuite : branchements en façade d'immeubles ou de maisons, coffrets gaz, plaques sur la chaussée, bouches d'égouts... La détection ne va pas au-delà de la façade.

L'appareil du VSR est sensible à une partie par million (ppm). Si la recherche à pied trouve une valeur supérieure à 10000 ppm (soit 20% de la LIE), une intervention est déclenchée immédiatement et intervient dans l'heure. Si la concentration est inférieure, sa localisation précise et l'analyse de son importance interviendront dans les 7 jours. 85% des canalisations sont accessibles par VSR. Là où le véhicule ne peut pas passer, la recherche se fait à pied. La fréquence des passages du VSR tient compte de la nature des ouvrages à inspecter et de leur « gamme » (ancienneté, usure, etc.). Certains éléments sont inspectés plusieurs fois par an (en particulier en basse pression), tandis que d'autres le sont tous les ans, voire tous les 4 ans. Dans le cas que la mission a pu observer, 50% de la longueur totale des canalisations étaient inspectés tous les ans.

Certains gestionnaires de réseaux expérimentent une technologie CRDS (*Cavity Ring Down Spectroscopy*) d'une sensibilité plus grande. Leurs conclusions sont variées quant à son intérêt. GRDF l'a lui-même expérimentée en 2018 dans la région Sud-Ouest et s'apprête à déterminer des cas d'utilisation dans le futur.

Au sein de GRDF, la surveillance des réseaux fait l'objet d'une instruction interne⁷⁰.

GRDF interrogé explique : « *La procédure post localisation consiste à classer une fuite en fonction d'un certain nombre de paramètres :*

- *la situation géographique du point de fuite localisé (proximité habitations) ;*
- *son cheminement ou risque de cheminement (égouts, caves, autres concessionnaires, fourreaux etc.) ;*
- *le débit de la fuite (pourcentages mesurés dans les trous de sondages et indiqués en instantané et en stabilisé) ;*
- *la pression de service.*

En fonction de ces données, le chef d'exploitation classe la fuite suivant 3 types :

⁶⁹ La teneur naturelle dans l'atmosphère est déjà de l'ordre de 2 ppm.

⁷⁰ Instruction XPL0902 « Mise en œuvre de la surveillance des réseaux- Recherche systématique de fuites ».

- le type 1 dont la réparation (provisoire ou définitive) doit intervenir dans les 48h. En cas de réparation provisoire, la réparation définitive doit intervenir dans les 2 ans suivant la réparation provisoire ;
- le type 2 dont la réparation provisoire ou définitive doit intervenir dans les 2 ans avec une surveillance annuelle (reprise des pourcentages de gaz et reclassement éventuel de la fuite). En cas de réparation provisoire, la réparation définitive doit intervenir dans les 2 ans suivant la localisation ;
- le type 3 qui caractérise une fuite très faible sans risque identifié et qui doit être surveillée avec une périodicité maximale d'un an (reprise des pourcentages de gaz et reclassement éventuel de la fuite) ».

Les plus importantes au sens de cette classification sont donc réparées dans les 48 heures mais certaines seulement dans les deux ans, ou même seulement surveillées.

Regaz annonce des réparations beaucoup plus rapides : la très grande majorité dans les quatre jours ; l'idée étant de les réaliser dans les semaines qui suivent la détection, sauf si elles sont bénignes et si une intervention de grande ampleur est programmée à court terme sur le secteur.

La mission ne sait pas si des études sont réalisées sur la fréquence couplée des accidents et des fuites non réparées. Il est nécessaire qu'elles le soient et qu'elles confirment ou infirment la pertinence des durées de réparation décidées, de manière unilatérale, par le gestionnaire de réseau.

3.5.2 La détection ponctuelle grâce à l'odorisation

Un grand nombre de fuites sont signalées par les usagers, grâce à l'odorisation du gaz, pratique essentielle pour la sécurité, qui permet à tous de le détecter. Mais les appareils domestiques modernes (qui coupent l'alimentation en cas d'absence de flamme) font que les citoyens sont de moins en moins amenés à sentir le gaz et donc à identifier son odeur.

Il y a donc nécessité de sensibiliser les Français à cette odeur qu'ils ont perdu l'habitude de détecter. Certaines structures de GRDF ont mis au point une fiche d'information qui permet, par grattage, de sentir l'odeur de gaz et la diffusent à tout ou partie de leurs usagers

Par ailleurs, quand on analyse les accidents graves récents, on s'aperçoit que le gaz avait été senti avant l'accident mais que celui qui l'avait repéré n'avait pas appelé les secours, sans doute pour ne pas déranger à tort ou pensant qu'une autre personne l'avait fait avant lui.

La mission ne peut que favoriser l'initiative des gestionnaires de réseaux visant à organiser des campagnes de sensibilisation des usagers, à la fois pour qu'ils reconnaissent l'odeur du gaz et qu'ils aient le réflexe immédiat de prévenir les secours dès qu'ils la perçoivent. On pourrait d'ailleurs souhaiter que ces campagnes s'adressent aux jeunes et se tiennent dans le cadre de l'éducation nationale.

3.5.3 L'intérêt des détecteurs automatiques

Des détecteurs existent ; ils sont précis et permettent de mesurer des teneurs bien inférieures à la LIE.

Des exemples existent à l'étranger :

- en Roumanie, des détecteurs sont installés dans les parties communes ou privatives, et sont couplés à des électrovannes qui interrompent le gaz en cas de détection au-delà de 10 % de la LIE. L'équipement d'une installation intérieure coûte 150€ à l'utilisateur ; celui des parties communes, qui comporte un détecteur au rez-de-chaussée et un au dernier étage, coûte

environ 1500 € à la copropriété qui est dans ce cas responsable de l'installation ;

- à New York, le distributeur Con Edison⁷¹ expérimente la pose de détecteurs au niveau des points de pénétration dans les immeubles pour surveiller les fuites qui seraient dues aux branchements. Ces détecteurs sont raccordés à un système de transmission vers les services de secours. Une nouvelle norme pour ces détecteurs les conduirait à déclencher à 10% de la LIE. En parallèle, un règlement impose aux propriétaires l'installation de détecteurs fixes, mais son application est subordonnée au développement de standards d'installation et de maintenance.

Il est difficile de tirer des conclusions précises de ces exemples peu nombreux et trop récents. La mission s'est attachée à se forger une opinion sur la question. Il faut souligner que ses interlocuteurs ont été souvent dubitatifs et leurs avis très variés.

Deux questions doivent trouver leur réponse préalablement à l'installation d'un détecteur :

- Où faudrait-il les installer ? En effet, les fuites de gaz se repèrent parfois loin de leur survenance, dans la mesure où elles cheminent par exemple le long de chemins de câbles. Le lieu où poser les détecteurs fait débat. Il semblerait qu'on puisse privilégier le lieu de pénétration de la canalisation dans l'immeuble ou les caves fermées peu fréquentées qui contiennent des conduites d'immeuble ; mais on peut également penser que, le gaz étant plus léger que l'air, une localisation au dernier étage d'un immeuble serait plus utile ; la réflexion, immeuble par immeuble, devrait amener à essayer de les localiser là où le gaz est le plus susceptible de s'accumuler.
- Que doit entraîner une détection de gaz ? Une alarme peut être déclenchée dans la cage d'escalier ; il peut être également utile de prévenir automatiquement le concessionnaire ou les secours, ou même de couper automatiquement le gaz dans un immeuble dès lors qu'un certain pourcentage de la LIE est dépassé.

Les pompiers font état de leur difficulté à savoir en cas de fuite grave, s'il faut évacuer un immeuble ou non. Deux exemples ont été cités à la mission : dans un cas l'immeuble a été évacué et heureusement parce que l'explosion l'a fait entièrement s'effondrer ; dans un autre cas, il n'a pas été évacué ; l'explosion a été quasi immédiate et les habitants auraient été soufflés lors de leur évacuation ; le bâtiment est resté debout et les a protégés pour la plupart. L'expérience et le savoir-faire des pompiers ont dicté ces conduites salutaires : l'immeuble évacué datait des années 1970, période pour laquelle les constructions sont connues pour ne pas bien résister aux explosions, ce qui est différent pour les immeubles haussmanniens en pierre illustré par le second cas.

Le plus raisonnable serait sans doute de faire venir une équipe du concessionnaire ou des pompiers capables d'analyser la situation et donc de préconiser les mesures adaptées. Mais cela exige un dispositif fiable dans ses détections.

Les exemples montrent que le coût pour un immeuble n'est sans doute pas très élevé (de l'ordre de 2000 à 3000 €) mais il faut ensuite y ajouter les dépenses de maintenance du capteur et les éventuels abonnements de renvoi sur un centre de secours (aujourd'hui très peu onéreux : quelques euros par an).

⁷¹ Entreprise gestionnaire du réseau de distribution responsable de l'accident de Harlem en 2014, [2].

Dans ces conditions, la mission propose de faire des expérimentations sur le sujet.

Recommandation n° 8.	Lancer une expérimentation de détecteurs automatiques de gaz, par exemple dans deux villes de taille différentes, sur des immeubles, dans des zones considérées comme à risques (action : gestionnaires de réseaux de distribution).
-----------------------------	--

3.6 La prévention de l'endommagement des réseaux lors de travaux publics : des progrès récents, importants mais inachevés

Les travaux à proximité des réseaux sont source de nombreux accidents ou incidents ; dans le vocabulaire des professionnels, ils sont qualifiés d'« endommagements ».

Quand un maître d'ouvrage commande des travaux qui nécessitent d'ouvrir les trottoirs ou les chaussées, il doit s'adresser aux différents responsables de réseaux (eau, électricité, télécoms, chaleur, gaz, ...) qui peuvent être impliqués. Ceux-ci doivent lui indiquer la localisation de ces réseaux. Le maître d'ouvrage doit alors demander aux maîtres d'œuvre de les protéger.

La procédure suivante doit être respectée :

- le maître d'ouvrage doit lancer une déclaration de projet de travaux (DT) avant de consulter les entreprises ; pour cela la consultation du guichet unique de recensement des réseaux est un prérequis, directement ou par l'intermédiaire d'un prestataire ayant passé une convention avec l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris), gestionnaire du guichet unique ;
- l'exécutant de travaux doit ensuite adresser à chaque exploitant d'ouvrage concerné une déclaration d'intention de travaux (DICT) qui est le même formulaire que celui relatif à la déclaration de projet de travaux ;
- les exploitants des réseaux concernés sont tenus de répondre aux déclarations (DT et DICT), au moyen d'un récépissé qui permet de détailler la localisation des réseaux en service et les précautions à prendre lors des travaux ;
- c'est le maître d'ouvrage qui ensuite est chargé de piqueter sur le terrain les données recueillies ; il lui est demandé, s'il en sous-traite la réalisation, d'identifier de manière explicite cette prestation dans le marché ou la commande. Il s'agit, dans les opérations de mise en concurrence par appel d'offre, de séparer les opérations de sécurité des travaux *stricto sensu* et donc leurs coûts respectifs.

Depuis 2007-2008, d'importants progrès sur les « endommagements » ont été obtenus ; au niveau de GRDF, leur nombre est passé de 7000 à 3000 et une évolution similaire existe sur le nombre d'endommagement par DICT ; toutefois, la situation stagne aujourd'hui. GreenAlp fait sur le territoire de Grenoble des constatations semblables.

Les données fournies par GRDF confirment cette tendance :

Tableau 9 : endommagements par année

	2014	2015	2016	2017	2018	09/2018-08/2019
Nombre d'endommagements (DO)	3035	2925	2974	2937	2933	3046
Ratio DO/DICT concernées par le gaz	0,506%	0,478%	0,448%	0,413%	0,392%	0,381%

Source : GRDF.

Selon GRDF, les dommages interviennent le plus souvent sur les branchements (à 77 %), et ne concernent que marginalement les canalisations des réseaux.

Si on en croit l'exemple de la Bretagne, la cause est majoritairement attribuée aux travaux des collectivités et des opérateurs d'eaux publics et privés. Dans deux tiers des cas, ils sont le fait de pelles mécaniques.

3.6.1 Les améliorations possibles de procédure et de cartographie

Les DREAL qui suivent les différents incidents/accidents indiquent leur préoccupation sur ce thème qui leur paraît prioritaire, et qui les conduit parfois à s'adresser à la justice pénale.

Les causes de ces accidents sont multiples :

- la DT ou la DICT peuvent ne pas avoir été demandées, ou leurs résultats mal reportés sur le terrain ; les opérateurs locaux considèrent que c'est souvent le cas. La clause d'« urgence » qui, très raisonnablement, permet de s'abstraire de ces procédures, est parfois utilisée de façon abusive dans l'unique but d'accélérer la réalisation d'un ouvrage. Les gestionnaires de réseaux font de gros efforts de formation envers les maîtres d'ouvrages et les entrepreneurs pour que ces procédures soient respectées à la lettre ;
- la question générale de la cartographie n'est pas réglée aujourd'hui en France : en effet, sauf dans des cas particuliers, chacun des réseaux utilise son propre fond de carte, ce qui rend la compilation des résultats difficile. Les villes de Paris et Grenoble, qui peuvent s'enorgueillir de très bons résultats en matière d'endommagement, ont des systèmes intégrés et gérés depuis de longues années ;
- la loi a confié en 2015 aux collectivités le soin d'organiser le recueil de ces données géographiques. Il faut croire que le problème n'est pas totalement résolu puisque ce sujet a fait l'objet en 2018 d'un rapport au gouvernement par Mme Valéria Faure-Muntian⁷². L'utilisation de « plans corps de rue simplifiés » (PCRS), projet de cartographie commune unique de tous les opérateurs de voirie, amènera une amélioration pour le sujet « endommagement ». Mais même s'il est prévu qu'elle aboutisse avant 2026, les retards actuels laissent penser que cette amélioration ne sera pas rapide ;

⁷² Les données géographiques souveraines, par Mme Valéria Faure-Muntian, députée de la Loire, juillet 2018.

- la cartographie des réseaux est encore insuffisante malgré les dispositions⁷³ du code de l'énergie prévoyant l'information des communes par les GRD : depuis quelques années, les gestionnaires de réseaux améliorent la précision de leurs données. La cartographie du réseau de GRDF est aujourd'hui à 75% en « classe A » (i. e. précise à moins de 40 cm). Mais les nouveaux branchements⁷⁴ qui devraient y figurer depuis 2000 ne sont pas systématiquement représentés et la donnée « profondeur » continue à poser problème. La Fédération Nationale des Travaux Publics (FNTP) fait, de plus, observer que la plupart des branchements ne sont pas cartographiés, ce que GRDF ne nie pas. GRDF développe d'ailleurs un programme pour y remédier ;
- les données récentes semblent pourtant montrer que cette cartographie n'est pas la cause principale du problème ; en effet GRDF indique que les données collectées à l'occasion de ses interventions lui permettent de dire que « *les endommagements se produisent à 95 % sur réseau en classe de précision A⁷⁵ confirmée terrain et à 80% sur des branchements dans leurs positions cartographiées ou attendues* »⁷⁶ ;
- le choix des méthodes de terrassement utilisées est essentiel. La Ville de Paris fait remarquer qu'elle utilise une procédure unique appelée « l'instruction technique » consistant à imposer une série de prescriptions aux entreprises qui réalisent des travaux et à leur demander de s'engager à les respecter ; cela comprend en particulier la nécessité d'utiliser des méthodes douces (absence de pelle mécanique) dans les zones les plus sensibles et, notamment près des branchements ;
- le maire a la possibilité d'arrêter des travaux quand ils apparaissent dangereux. Dans certains cas, les gestionnaires de réseaux ont noué des relations suffisamment étroites avec les municipalités pour les avertir de situations à problème, ce qui leur permet d'y mettre fin.

Les pistes d'amélioration sont donc multiples :

- FNTP, gestionnaires de réseaux et administrations indiquent que les plus grandes marges de manœuvre sont dans les mains des maîtres d'ouvrage. Les petites collectivités auraient ainsi intérêt à recourir de façon plus régulière à de l'assistance à maîtrise d'ouvrage ; certains départements créent d'ailleurs des centres d'expertises (ex : MICA en Côte d'Or ou Ingénierie⁷¹ en Saône et Loire) ;
- les gestionnaires de réseaux doivent améliorer la cartographie de leurs branchements ;
- la création et l'utilisation par tous les acteurs de fonds de carte uniques amènerait une diminution significative des risques d'endommagement ; l'Institut Géographique National vient d'ailleurs de se voir confier une mission de coordination pour accélérer ce chantier ;
- la mobilisation des entreprises doit elle aussi permettre des gains importants sur ce sujet ;

⁷³ Art.L.433-19, créé par l'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011, précisé par un décret du 30 décembre 2015 : « Les distributeurs de gaz naturel (...) informent les communes (...), et l'autorité administrative de l'État (...) du tracé et des caractéristiques physiques des infrastructures qu'ils exploitent. Ils maintiennent à jour les cartes de ces réseaux. (...)»

⁷⁴ Plus généralement, en juin 2019, seule la moitié de la totalité des branchements est cartographiée (source : GRDF).

⁷⁵ Il s'agit des endommagements affectant le réseau lui-même, c'est-à-dire les éléments situés en amont des branchements.

⁷⁶ En fait, 60% des dommages sur les branchements surviennent sur des branchements cartographiés, et 17% sur des branchements « dont la position est déductible car perpendiculaires à un affleurant visible ».

- les gestionnaires de réseaux, dont en premier lieu GRDF, y contribueront également, en poursuivant leurs actions de sensibilisation des maîtres d'ouvrage et des maîtres d'œuvre.

La situation est modifiée au 1^{er} janvier 2020 par l'entrée en vigueur du décret n°2018-299 du 22 octobre 2018 relatif à la sécurité des travaux effectués à proximité des ouvrages de transport et de distribution. Si la cartographie n'est pas suffisamment précise, l'exploitant dispose de quinze jours pour la préciser. S'il ne le fait pas, le responsable du projet effectue des investigations complémentaires à la charge de l'exploitant. Ce décret va avoir l'immense avantage d'obliger les gestionnaires de réseaux à améliorer la précision de leur cartographie, en particulier sur les branchements.

Un projet d'article de loi visant à imputer directement au gestionnaire de réseau les frais de remise en état en cas d'endommagement pour mauvaise cartographie est en préparation. Si on se borne à examiner la situation du gaz, le projet de loi envisagé n'aura vraisemblablement pas d'effet majeur sur les endommagements.

3.6.2 Les endommagements « différés » liés à de possibles évolutions des remblais dans le temps

La question des remblais hétérogènes, des mouvements de terrain en zone de fortes pentes (cas notamment de Lyon avec les quartiers de Fourvière et de la Croix-Rousse), des érosions par infiltrations d'eau souterraines, qui ont été à l'origine d'incidents graves (Grenoble, Lyon) ou de sinistres majeurs (Harlem, 2014, et peut-être Paris, rue de Trévis, 2019), est rarement évoquée⁷⁷. Ils paraissent peu fréquents mais sont potentiellement très graves car lents et insidieux. On pourrait aussi imaginer l'impact de travaux de fondations ou d'excavation en sous-sol.

Le lien entre différents réseaux parfois distants de quelques mètres seulement, entre des travaux effectués à plusieurs années d'écart pouvant avoir conduit à une reprise différenciée des remblais est essentiel et difficile.

La gestion des interactions entre réseaux doit donc faire l'objet d'une attention particulière :

- la vigilance requise relève a priori des communes ou de leurs établissements publics de coopération intercommunale ;
- l'utilisation de fonds de carte uniques par tous les acteurs, telle qu'elle est prévue, doit faciliter la prévention des configurations dangereuses. La mission ne peut que soutenir les missions récemment lancées et leur coordination par l'IGN (cf. supra) ;
- les gestionnaires de réseaux, de la même manière qu'ils sensibilisent les maîtres d'ouvrage et les maîtres d'œuvre aux questions d'endommagement, doivent les sensibiliser à cette interaction entre les réseaux.

3.6.3 Le cas particulier des chantiers de démolition

Beaucoup d'interlocuteurs soulignent qu'un certain nombre de ces endommagements sont liés à des chantiers de démolition.

La rupture d'un contrat gazier est gratuite, mais non les frais de suppression de branchement qui sont, selon le cahier des charges du concessionnaire, à la charge de celui qui le demande. C'est une

⁷⁷ Sauf en Auvergne-Rhône-Alpes.

prestation sur catalogue, catalogue que la CRE a approuvé, mais facturée sur devis et relativement chère (la somme de 8 000 € a été citée comme exemple à la mission).

L'accident arrive lorsqu'une pelle mécanique endommage un coffret, par exemple en attaquant le muret avec la « logette gaz » qui subsiste. Il n'est d'ailleurs pas évident que la procédure DT-DICT soit effectuée dans ce cas, la logette gaz n'étant pas souterraine.

Il faudrait que la DHUP réfléchisse à une amélioration concernant ces démolitions :

- en se demandant si la réglementation est suffisante ;
- si elle l'est, si elle est compréhensible pour les intervenants ;
- et si elle l'est, en améliorant sa diffusion. Les gestionnaires de réseaux peuvent y contribuer dans leurs actions de formation des maîtres d'ouvrage et des entreprises.

3.7 Des interventions rapides en cas de nécessité

En matière de gaz, les Français ont l'habitude, quand ils ont un problème, de s'adresser, soit au service de secours, soit au numéro d'urgence de leur gestionnaire de réseau qui s'est organisé pour y répondre en temps réel. Des procédures conjointes avec les Services Départementaux d'Incendie et de Secours existent en cas d'incident grave.

3.7.1 L'Urgence Sécurité Gaz (GRDF) : un taux de réponse en moins de 2 minutes de 99,85%

Tous les gestionnaires de réseaux sont joignables à tout moment pour les personnes ayant des soucis avec le gaz.

Urgence Sécurité Gaz (USG) : l'organisation de GRDF

Il s'agit d'un plateau téléphonique accessible via le numéro 08.00.47.33.33 à l'ensemble des particuliers. Il existe aussi des numéros dédiés pour les pompiers et les entreprises. Trois sites géographiques inter-opèrent ce numéro : Sartrouville, Lyon et Toulouse, mais ils fonctionnent comme un plateau unique : un appel entrant est affecté à l'un ou l'autre des sites sans prédétermination, pour permettre des prises en charge aussi rapides que possible.

Ces sites qui emploient 127 salariés reçoivent un million appels par an. Le particulier aboutit sur un serveur vocal qui lui demande si son appel concerne, une odeur de gaz, un dépannage, une question commerciale ou un problème d'électricité. Seules les deux premières causes, soit 420 000 appels, entraînent la mise en relation avec un opérateur.

93 % des appels sont décrochés en moins de 30 secondes, 99 % en moins de 60 secondes et 99,85 % en moins de 2 minutes (en présence de la mission, un vendredi vers 17h00, les écrans indiquaient un délai moyen d'attente compris entre 35 et 40 secondes).

L'USG a pour mission de qualifier l'appel et de lancer une intervention en mobilisant l'intervenant de GRDF concerné (ou le sous-traitant en charge, s'il s'agit par exemple de l'installation de GAZPAR). L'objectif est que la durée entre la qualification de l'appel et son affectation à un technicien d'intervention soit inférieure à 5 minutes dans 80 % des cas.

Dans des cas particulièrement graves (voir ci-dessous), l'USG peut aussi appeler le SDIS en déclenchant une Procédure de Gaz Renforcée (PGR) (cf. § 3.7.3, p. 52).

Les pompiers peuvent eux aussi recevoir directement des appels concernant le gaz. La Brigade de Sapeurs-Pompiers de Paris (BSPP) fait état de 100 appels « gaz » par jour sur Paris et la petite couronne,

soit 1 % des appels qu'elle reçoit. Cela déclenche 4500 interventions « gaz » par an mais au final, la moitié seulement relève de cette qualification.

Ce système paraît donner une très large satisfaction.

3.7.2 L'intervention physique par un Bureau d'exploitation (BEX)

Ce service de GRDF compétent sur un territoire donné a pour mission de suivre le réseau en étant au courant de tous les actes qui s'y déroulent (activités de maintenance...). C'est lui qui autorise l'accès aux ouvrages. C'est lui également qui dirige les opérations lors des incidents. Il est organisé pour pouvoir réagir 7 jours sur 7 et sur plusieurs affaires à la fois.

Il est naturellement en liaison avec les Pompiers si ceux-ci sont mobilisés.

Ceci doit permettre une action en moins d'une heure dans plus de 95 % des cas ; cette valeur est fixée par le Contrat de Service Public entre GRDF et l'État. Dans les faits et ces dernières années, GRDF s'approche plutôt de 99 % et indique effectuer une analyse locale sur tous les événements qui font l'objet d'un dépassement.

Là-aussi, l'organisation paraît donner satisfaction.

3.7.3 La Procédure de Gaz Renforcée : une coordination efficace en cas d'incident grave ou d'accident

La Procédure de gaz renforcée (PGR) a été instituée conjointement par les gestionnaires de réseaux et les SDIS. Ces derniers ont développé une grille de questionnement pour les opérateurs qui reçoivent des appels concernant le gaz, à laquelle l'appelant doit répondre. Les questions sont naturellement courtes et simples et tout un chacun doit pouvoir y répondre. Elles concernent l'existence d'un feu de coffret en façade de bâtiment, d'une fuite en immeuble, d'une fuite sur voie publique, etc.

Selon les réponses, les acteurs se mobilisent très rapidement et connaissent leurs rôles respectifs sur le terrain.

Une fois sur place, les équipes de secours peuvent déclasser la PGR en Procédure de Gaz Classique (PGC), si l'incident se révèle moins grave ou maîtrisé (ex : dans l'intervalle, l'alimentation en gaz a été coupée), ou qualifier en PGR une intervention qui ne l'était pas (ex : un feu qui est né pour une raison non gazière mais qui touche un coffret gazier).

Selon les intervenants, la PGR a constitué un « bond en avant opérationnel ». 3299 ont été déclenchées en 2018. Les relations entre les gestionnaires de réseaux et les SDIS sont bonnes.

En ce qui concerne les délais d'intervention, les SDIS préféreraient une arrivée plus rapide des gestionnaires de réseaux, dans la mesure où ils se sentent non-experts en gaz et font confiance à leurs techniciens. Mais ils reconnaissent que ceux-ci se mobilisent très rapidement en cas de PGR, et qu'ils ne disposent pas de sirène pour leur ouvrir la route.

Les pompiers font toutefois état de difficultés ponctuelles (en cas de PGR ou non) : l'exemple cité à la mission est le changement d'un outil par le gestionnaire de réseau en ce qui concerne les clés mécaniques de coupure du réseau. Il faudrait que chacun des camions de pompiers soit instantanément doté de cet outil, ce qui représente une dépense budgétaire non prise en charge par les gestionnaires de réseaux ...

La seule question de fond qui se pose en ce qui concerne les PGR paraît liée au nombre de faux positifs ou négatifs que cette PGR entraîne : le sujet est suivi de façon particulièrement fine. Il y a eu, en 2018,

22 % de faux positifs dans le domaine GRDF, mais ni GRDF, ni les SDIS ne s'en plaignent. Et sur les 3299 PGR, 827, soit 25 %, ne l'ont pas été à l'appel, mais ont dû être requalifiées ensuite (« faux négatifs »). Il est logique qu'il y en ait puisque les incidents se développent au cours du temps ; il serait mieux que ce pourcentage soit plus faible, mais il est rassurant qu'il soit analysé et ce en fonction des causes qui ont amené cette sous-estimation ; son observation pourra donner lieu dans l'avenir à une redéfinition du questionnaire pour le rendre encore plus efficace.

Des événements récents ont d'ailleurs amené à une modification de la convention entre la BSPP et GRDF, la rendant plus précise ; la BSPP s'engage à notifier à GRDF toute intervention gaz, même si ce n'est pas une PGR ; en contrepartie, GRDF s'engage envoyer un intervenant sur le terrain, et, dans le cas d'une PGR, avec « départ immédiat »⁷⁸.

En conclusion, le système d'intervention en cas de nécessité paraît donner satisfaction générale et ne demande pas de modification particulière⁷⁹.

3.8 Des exigences traitées à des niveaux réglementaires et contractuels

Les obligations de sécurité imposées aux différents gestionnaires de réseaux ne découlent pas des mêmes textes réglementaires, et ceci mérite d'être analysé.

3.8.1 Les obligations fixées aux gestionnaires de réseaux par leurs contrats de concession

Il a été impossible à la mission de vérifier les 5000 contrats existants, mais il est vraisemblable que leurs exigences en matière de sécurité sont différentes les uns des autres. Par ailleurs, en ce qui concerne la sécurité, on peut s'interroger sur la portée réelle de telles obligations vis-à-vis de tiers.

3.8.2 Les obligations de l'arrêté du 13 juillet 2000 relatif à la sécurité de la distribution de gaz

Le champ d'application de cet arrêté⁸⁰ est limité en aval à la bride amont de l'organe de coupure générale (cf. 1.3). Cet arrêté énumère essentiellement des grands principes, mais fixe peu de contraintes quantitatives⁸¹. Des Cahiers des charges de l'Association Française de Gaz (AFG), baptisés

⁷⁸ Convention du 28 mai 2019 entre la BSPP et GRDF ; les nouveautés de la procédure sont entrées en vigueur le 1^{er} septembre 2019.

⁷⁹ Il faut signaler que les divers services de secours ont fait part à la mission de leurs craintes bien supérieures en ce qui concerne les bonbonnes et gaz et la distribution du GPL, sujets qui ne font pas l'objet de la mission :

- dans le cas des bonbonnes de gaz, ils constatent qu'elles se multiplient dans les appartements et dans les caves d'immeubles transformées en ateliers de bricolage. Quand un feu survient, elles peuvent exploser juste à l'arrivée des pompiers qui ne peuvent pas connaître a priori leur présence et ne peuvent s'en protéger. Deux systèmes techniques ont été évoqués : le fusible ou la soupape amélioreraient la situation. La question fait aujourd'hui l'objet d'une étude par l'administration ;
- dans le cas de la distribution de GPL, les SDIS constatent le développement de petits réseaux GPL sur des lotissements avec des petites structures, une multitude d'interlocuteurs et des changements continus et récurrents, ce qui complexifie les systèmes de gestion de la sécurité. Pour assurer les délais d'intervention, les intervenants peuvent être des plombiers ou des transporteurs de gaz dans le cadre d'une convention. Les SDIS aimeraient par exemple avoir des PGR pour ces réseaux.

⁸⁰ Il est à noter que ce champ fait référence à l'arrêté du 2 août 1977 qui n'aura plus de réalité à compter du 1^{er} janvier 2020. L'arrêté du 13 juillet 2000 devra donc être modifié pour en tenir compte.

⁸¹ La nécessité de réagir aux incidents en moins d'une heure pour 95% des cas n'y figure pas.

Règlement de Sécurité de la Distribution du Gaz (RSDG), le déclinent, et souvent de manière quantitative, sur des sujets particuliers, mais ils n'ont pas de valeur réglementaire.

Deux exemples sont donnés à titre illustratif :

- le RSDG 14 concerne la surveillance et la maintenance des réseaux par référence à l'article 20 alinéas 1 et 2 de l'arrêté de 2000. Il s'applique explicitement « au réseau tel qu'il est défini à l'article 2 de l'arrêté du 13 juillet 2000. »
- le RSDG 15 qui traite la question de la mise hors exploitation et abandon des équipements de réseau, par référence à l'article 22 de l'arrêté de 2000. Il précise que « *les ouvrages concernés sont ceux appartenant à l'opérateur de réseau ou placés sous sa responsabilité, définis à l'article 2 de l'arrêté du 13 juillet 2000.* »

L'analyse fine de l'arrêté de 2000 et des RSDG qui l'explicitent montre qu'ils ne comportent aucune obligation en ce qui concerne les conduites d'immeubles et les conduites montantes, alors même qu'elles sont d'ores et déjà très fréquemment au sein des concessions.

L'arrêté du 23 février 2018 englobe bien des dispositifs appartenant aux concessions :

- son article 9 prescrit des obligations sur les organes de coupure (et en particulier les OCG) ;
- son titre IV alimentation en gaz expose par exemple des exigences générales sur la pression de distribution.

Il traite le cas des conduites d'immeubles et conduites montantes, mais il n'implique pas d'obligation aux gestionnaires de réseaux au sein de leur concession. Il suffit, par exemple de lire l'article 26 et son 3° qui vise l'entretien de ces conduites ; cet article énonce des obligations pour les installations « *non placées sous la garde du distributeur* », mais aucune pour celles qui sont placées sous sa garde.

La réglementation actuelle et les deux arrêtés de 2000 et 2018 s'en remettent de fait aux cahiers de concession pour prescrire la plupart des règles nécessaires pour ces conduites d'immeubles et conduites montantes.

Il est donc indispensable de compléter les obligations des gestionnaires de réseaux, en s'appuyant sur l'un ou l'autre des deux arrêtés de 2000 et 2018.

La proposition (Recommandation n° 1) d'élargir les concessions aux compteurs pourrait d'ailleurs impliquer de revoir le champ d'application de l'arrêté du 13 juillet 2000, et les obligations que font les RSDG aux concessionnaires. On a par exemple vu que les abandons ont pu être ces dernières années sources d'accidents graves et qu'ils mériteraient sans doute d'être encadrés avec plus de netteté partout sur le territoire.

3.8.3 Les éléments introduits par le contrat de service public entre l'État et GRDF

GRDF s'est vu imposer par l'article L.121-32 du code de l'énergie des obligations spécifiques de service public, qui sont déclinées par un contrat de service public entre l'État et GRDF, contrat prévu à l'article L.121-46 de ce même code.

Le contrat 2015-2018 prévoit un chapitre 4 sur la sécurité. C'est dans ce cadre par exemple qu'il est indiqué : « *En ce qui concerne les interventions de sécurité, GRDF s'engage à intervenir en moins d'une heure dans plus de 95 % des cas* ».

C'est ce contrat également qui demandait à GRDF de « *finaliser les actions de sécurisations des conduites d'immeubles en plomb alimentées par un réseau basse pression et sensibles au risque incendie* » avant fin 2017.

On voit que son contenu contribue largement à la définition de la politique sécurité de GRDF sur le moyen terme. Ce chapitre doit être analysé avec soin, à la fois par la DGEC, garante du code de l'énergie et par la DGPR, chargée des problèmes de sécurité.

Fin novembre 2019, un nouveau contrat est sur le point d'être signé. Il est important qu'il prenne en compte sur ces sujets, les modifications survenues depuis 2015.

3.8.4 Des différences en matière de réglementation de sécurité entre les gestionnaires de réseaux

Les gestionnaires de réseaux autres que GRDF n'ont pas de contrat de service public avec l'État. Au-delà des obligations de l'arrêté du 13 juillet 2000, ce sont les contrats de concession (voir plus haut) qui peuvent leur imposer des exigences de sécurité complémentaires.

En ce domaine, se reposer sur des multiples contrats de concession signés pour de très longues durées paraît insuffisant.

3.8.5 La remise à plat de la réglementation pour tous les gestionnaires de réseaux

Les exigences de sécurité envers des industriels sont d'ordre public et ne peuvent figurer dans de simples contrats. Et ces exigences n'ont pas de raison d'être différentes entre les divers gestionnaires de réseaux.

Il faut donc que les pouvoirs publics retravaillent les arrêtés de 2000 et 2018 pour faire en sorte que soient imposées aux gestionnaires de réseaux des règles cohérentes, et qui leur précisent des exigences de sécurité minimales jugées indispensables. Comme pour tous les autres industriels, ces règles ne sauraient être que comportementales ; elles doivent comporter une part d'exigences quantitatives.

Sans vouloir être exhaustive, la mission estime, qu'au-delà de ce qui existe aujourd'hui :

- la maintenance des conduites d'immeubles et des conduites montantes doit être imposée. Une fréquence minimale est indispensable et elle ne paraît pas devoir dépasser 5 à 10 ans (cf. § 3.1.1, p. 33) ;
- des principes de condamnation d'organes de coupure abandonnés ou inutilisés doivent être imposés (cf. 3.4, p. 42) ;
- le délai de réparation des ouvrages après fuite doit être précisé, au moins dans certains cas (cf. § 3.5, p. 43) ;
- la nécessité d'intervenir en cas de sécurité, en moins d'une heure dans 95 % des cas doit être réaffirmée.

L'idéal serait de rassembler dans un seul texte réglementaire les articles qui s'appliquent aux gestionnaires de réseaux, mais la mission est consciente que c'est peut-être plus difficile sur le plan administratif. L'arrêté de 2018 est signé par les ministres chargés de la sécurité industrielle, de la construction, de la santé et de la sécurité civile, après avis du Conseil supérieur de la prévention des risques technologiques. Celui de 2000 ne dépend que de celui chargé de la sécurité industrielle.

Recommandation n° 9.

Compléter les réglementations de sécurité relatives à la distribution en se reposant la question des champs d'application des arrêtés de 2000 et 2018. La réflexion devrait prendre en considération la maintenance des conduites, la condamnation des organes de coupure des branchements improductifs, le délai de réparation après fuite et le délai d'intervention sur accident (action : DGPR).

Ceci devra certainement entraîner un réexamen des RSDG, ou la rédaction de textes similaires pour les conduites d'immeubles et conduites montantes, un délai de deux ans paraît raisonnable pour sa mise en œuvre.

3.9 L'exploitation des informations livrées par un accident de gaz soumis à enquête judiciaire

Bien que peu fréquents, les accidents de gaz existent depuis des décennies avec des causes souvent identiques dans leurs fondements, par exemple :

- fréquemment, un mouvement de terrain dû à un tassement de sol ou à une érosion souterraine (par des réseaux d'eau, ...) engendre le déplacement d'une conduite de gaz et la rupture de son intégrité, partielle (fissure) ou totale ; la présence, anormale, de « points d'appui », c'est-à-dire de bloc rocheux ou d'éléments métalliques enfouis, est une source d'aggravation ;
- dans d'autres cas, les endommagements lors de travaux sont responsables, avec un effet immédiat ou différé.

En revanche, l'analyse précise des circonstances montre l'importance des matériaux mis en jeu (par exemple la fonte grise au tournant des années 2000), des techniques de montage employées (soudure des branchements dans le cas de l'accident de Harlem [2]), de la position relative ou de la configuration des équipements pris dans une agression mécanique ou thermique, de l'enchaînement des événements, etc.

Pour les pouvoirs publics dont une des missions principales est d'assurer la protection des personnes et des biens, l'exploitation complète et rapide des observations et des données recueillies lors de l'accident et sur les matériels récupérés sur les lieux est impérative.

Toute perte de temps peut être préjudiciable et autoriser la survenue d'un autre accident aux causes équivalentes qui aurait pu être empêché si des mesures adéquates avaient été prises.

Ainsi, les accidents de Dijon (décembre 1999) puis surtout de Mulhouse (décembre 2004) ont engendré le remplacement accéléré des canalisations de distribution en fonte grise lamellaire, permettant vraisemblablement d'éviter d'autres drames.

Ces exigences sont reconnues et imposées internationalement pour le transport aérien commercial⁸². Les pays sont dotés de « Bureaux d'enquêtes et d'analyses » pour réaliser rapidement des investigations techniques parfois difficiles. En effet, il serait difficilement défendable que des aéronefs

⁸² La convention de Chicago de 1944 de l'organisation de l'aviation civile internationale et les dispositions de son annexe 13 de 1951 en instituent les fondements, repris par le règlement européen n°376/2014 sur les enquêtes et la prévention des accidents et des incidents dans l'aviation civile qui a force de loi.

dangereux par un aspect de leur conception ou de leur exploitation puissent durablement continuer à voler parce qu'une enquête serait bloquée pour des raisons de compétence judiciaire, territoriale, exécutive ou autre ...

Dans le domaine du transport aérien commercial, il est clairement acté que ces enquêtes ou analyses ont pour seul objectif la prévention de futurs accidents ou incidents et ne sauraient déterminer les responsabilités (ce qui est du ressort de la justice).

Dans le transport aérien, le dialogue Administration technique-Justice n'a pu aboutir qu'à la suite d'un règlement européen, qui se fonde sur la notion de « culture juste⁸³ », laquelle admet une sorte d'impunité juridique pour celui qui aide à la compréhension d'un accident. Ce règlement établit en particulier une liste des informations sensibles⁸⁴ qui ne devraient pas être utilisées en dehors du cadre de l'enquête de sécurité.

Sans que cela soit général, il est parfois observé en France, pour des accidents industriels ou pour des accidents liés au gaz, que ces enquêtes administratives ne peuvent pas être effectuées avec toute la diligence qui devrait être déployée en raison d'une coopération insuffisante entre les pouvoirs exécutif et judiciaire. Cela peut être dû à une préoccupation de l'enquêteur judiciaire de préserver l'ensemble du site et des éléments d'analyse de l'accident d'influences extra-judiciaires. Cette approche pourrait sembler d'autant plus légitime que dans certains cas, les structures appelées à rechercher des causes techniques de ces événements peuvent être proches de celles chargées de l'exploitation des installations concernées, ou de la surveillance de ces exploitations, et donc susceptibles d'avoir une responsabilité à l'évènement.

La mission ne peut toutefois que regretter cette situation qui a pu être surmontée dans le domaine aérien.

Qui plus est, les obstacles ne semblent pas dirimants. Dans le domaine du gaz aux États-Unis, le Bureau national de la sécurité des transports (instance fédérale) a rendu public un rapport explicatif approfondi sur les causes techniques de l'accident de Harlem 15 mois après celui-ci [2], disponible sur internet. Pour l'accident de la rue de Trévis, un rapport d'expertise judiciaire a été produit en moins de douze mois et a donné lieu à la communication d'une synthèse claire, orientée et partiellement conclusive, par l'autorité judiciaire (Procureur de Paris, le 30 décembre 2019).

Pour éviter tout risque de suspicion, il est indispensable qu'une confiance réciproque s'établisse entre les enquêteurs techniques et judiciaires. Construite ex ante, elle nécessite donc un dialogue de principe de haut niveau. Les différentes personnes et structures qui réfléchissent à la question s'accordent pour dire que cela ne pourra avoir lieu sans une loi, expression de la volonté nationale. Si c'est le cas, peut-être faut-il, pour garantir la permanence de la confiance du juge – et du public – créer une structure de référence, identifiée, transparente, aux procédures affichées.

Il n'est pas sûr que le nombre heureusement limité d'accidents sur le territoire national justifie d'entretenir un corps d'experts aux compétences multiples. Aussi une telle structure pourrait être

⁸³ « Culture juste », une culture dans laquelle les agents de première ligne ou d'autres personnes ne sont pas punis pour leurs actions, omissions ou décisions qui sont proportionnées à leur expérience et à leur formation, mais dans laquelle les négligences graves, les manquements délibérés et les dégradations ne sont pas tolérés. Source : règlement (UE) No 376/2014.

⁸⁴ Témoignages recueillis et enregistrement du cockpit.

limitée à une équipe restreinte d'encadrement d'enquêtes, capable de puiser dans un vivier d'experts à chaque fois clairement indépendants des circonstances de l'accident considéré. Son articulation avec la DGPR⁸⁵, les DREAL et les corps d'inspection serait à préciser.

Recommandation n° 10.

Lancer une réflexion, qui pourrait être confiée aux trois inspections générales concernées⁸⁶, sur les conditions juridiques permettant en cas d'accidents technologiques la conduite d'une enquête administrative indépendante, mais coopérant avec l'instruction judiciaire.

4 CONCLUSION

Même si le nombre d'accidents liés à la distribution du gaz reste faible, les dommages qu'ils occasionnent peuvent être très graves. C'est pourquoi, la sécurité de la distribution doit continuer à faire l'objet d'une attention particulière.

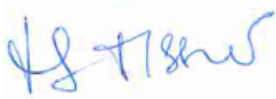
Dans ce domaine des marges de progrès existent :

Il s'agit tout d'abord de clarifier les responsabilités de chacun dans les logements collectifs. Étendre l'ensemble des concessions de distribution jusqu'à l'aval du compteur, comme cela a été fait pour l'électricité, permettra un meilleur suivi des conduites, aujourd'hui non totalement garanti.

Disposer de statistiques nationales de défaillances et d'accidentologie, et de leurs causes, permettrait de dépasser les confusions entre l'âge, les techniques employées, la vétusté ou l'obsolescence et améliorerait une réflexion cohérente sur la sécurité. Cette transparence, qui n'existe guère aujourd'hui, rendrait en outre plus aisées les discussions nécessairement complexes entre l'État, les collectivités concédantes et les gestionnaires de réseaux.

De plus, le domaine ne peut rester celui qui préexistait aux changements du code de l'énergie, où l'entreprise publique en charge de la quasi-totalité de la distribution déterminait souvent la politique de gestion des risques. L'État doit aujourd'hui décider des règles générales de sécurité à imposer à tout gestionnaire de réseau, comme il le fait pour les autres activités à risque dans notre pays.

Enfin, on ne peut pas exclure que l'analyse technique approfondie – dont la réalisation et la rapidité semblent susceptibles d'améliorations – d'accidents, survenus ou à survenir, implique d'autres mesures rapides pour éviter leur reproduction, mesures qui n'ont pas pu être anticipées dans ce rapport.

Marie-Solange Tissier	Gérard Lallement	Philippe Guignard	Bruno Fulda
			

⁸⁵ Au sein de la DGPR, le Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels (BARPI) est chargé de rassembler, d'analyser et de diffuser les informations et le retour d'expérience en matière d'accidents industriels et technologiques.

⁸⁶ CGE, CGEDD, IGJ.

ANNEXES

Annexe 1 : lettre de mission

COURRIER ARRIVÉE
13.2019
14 FEV. 2019

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Paris, le

13 FEV. 2019

Le ministre d'Etat

à

Madame la vice-présidente du Conseil Général de
l'environnement et du développement durable

Monsieur le vice-Président du Conseil général de
l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des
Technologies

Référence : MIN_TES/YM/D19002703
Objet : Lettre de mission gaz

→ Bureau du CGED
Anne-Marie LEVRAUT

Pour répondre aux enjeux de sécurité, les exploitants de réseaux de distribution de gaz doivent mettre en œuvre des politiques en matière :

- de conception, d'installation ou de construction des équipements ;
- d'entretien et de maintenance ainsi que des règles de rénovation des équipements anciens ;
- de surveillance du réseau et de détection de fuites ;
- de prévention des risques liés aux travaux menés à proximité des réseaux de distribution de gaz et d'amélioration de la cartographie des réseaux ;
- de sécurisation des interventions d'urgence, quelle qu'en soit l'origine, avec une attention particulière à la localisation, la signalisation et l'opérabilité des organes de sectionnement.

La plupart des actions qui découlent de ces politiques ont un caractère prévisible et régulier et peuvent donc être facilement anticipées, mais certaines ont un caractère plus exceptionnel, comme cela a été le cas, pour le traitement des canalisations en fonte grise ou plus récemment pour le remplacement de modèles de régulateur potentiellement défectueux.

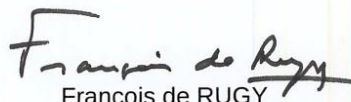
La mise en œuvre rapide de ces actions, imposées soit pour des raisons de continuité de service public, soit pour des raisons de sécurité publique, ne doit toutefois pas être entravée par des obstacles liés aux réglementations techniques ou à l'accès aux installations placées sous la garde des distributeurs.

Dans ce contexte, je vous demande de bien vouloir diligenter une mission visant d'une manière générale à évaluer les politiques mises en place par les exploitants de réseaux dans l'ensemble des domaines précités. Elle s'attachera à proposer les pistes d'amélioration éventuellement nécessaires, et à rechercher les mécanismes permettant d'adapter rapidement les plans stratégiques en cas d'éléments nouveaux concernant la sécurité et de mobiliser les ressources humaines et financières nécessaires dans des délais adaptés.

Dans le cadre de cette mission les points particuliers suivants seront étudiés accompagnés en tant que de besoin de propositions d'amélioration :

- les moyens mis en œuvre en ce qui concerne la détection et la recherche de fuites de gaz sur le réseau, au regard des pratiques internationales ;
- les responsabilités afférentes aux différents éléments de l'alimentation en gaz dans les propriétés, et notamment les conduites d'immeubles, les conduites montantes et les « bouts Parisiens » ;
- la réglementation applicable dans le domaine du gaz aux établissements recevant du public ;
- le partage des responsabilités financières en cas d'endommagement d'un élément du réseau. Cette mission devra être menée en liaison avec les principaux services de l'État concernés (DGPR, DGE, DGSCGC...). Les principaux opérateurs de réseaux et autorités concédantes, ainsi que la Commission de régulation de l'énergie, devront également être consultés. Je souhaite également que les pratiques d'autres pays puissent nourrir cette réflexion de fond.

Je souhaite disposer d'un rapport d'étape sous trois mois, et du rapport de la mission, incluant des préconisations, sous six mois.

Bien à vous, 
François de RUGY

Annexe 2 : liste des acronymes utilisés

AFG	Association Française du Gaz
AI	Agence d'interventions
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution
BAR	Base d'Actifs Régulés
BARPI	Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels
BEX	Bureau d'Exploitation
BP	Basse Pression
BSPP	Brigade des Sapeurs-Pompiers de Paris
CRDS	Cavity Ring Down Spectroscopy
CGE	Conseil général de l'Économie
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CICM	Conduites d'Immeubles, Conduites Montantes
CO	monoxyde de carbone
CRCP	Compte de Régularisation des Charges et Produits
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat (MTES)
DGPR	Direction Générale de la Prévention des Risques (MTES)
DHUP	Direction de l'Habitat, de l'Urbanisme et des Paysages
DICT	Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux
DREAL	Direction Régionale Environnement Aménagement Logement (MTES)
DSN	Déclaration de Sinistre Notable
DT	Déclaration de Travaux
ELD	Entreprise Locale de Distribution
ERP	Établissement recevant du public
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies
FNTF	Fédération Nationale des Travaux Publics
GMAO	Gestion et Maintenance Assistée par Ordinateur

GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GPS	Global Positioning System
GRDF	Gaz Réseau Distribution France
GreenAlp	ex-Gaz et électricité de Grenoble
IGJ	Inspection Générale de la Justice
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques
LCPP	Laboratoire Central de la Préfecture de Police de Paris
LIE	Limite Inférieure d'Explosivité
MP	Moyenne Pression
MTES	Ministère de la Transition Écologique et Solidaire
OCG	Organe de Coupure Générale
OCI	Organe de Coupure Individuelle
PGR	Procédure de Gaz Renforcée
PLE	Plan Local d'Évacuation
ppm	partie par million
REX	Retour d'Expérience
RIO et RIO2	Référentiel Inventaire Ouvrages
RSDG	Règlement de Sécurité de la Distribution du Gaz (cahiers des charges AFG)
SDIS	Service départemental d'Incendie et de Secours
Sigeif	Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Électricité en Île-de-France
SPEGNN	Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées
USG	Urgences Sécurité Gaz
VIGIK	Système permettant l'accès des professionnels aux parties communes des immeubles
VSR	Véhicules de Surveillance de Réseau

Annexe 3 : liste des personnes rencontrées ou interrogées

Services de l'État et Régulateur

Cabinet du ministre de la Transition Écologique et Solidaire

- M. Benoît Jourjon, conseiller santé-environnement et risques
- M. Xavier Ploquin, conseiller chargé de l'énergie, de l'industrie et de l'innovation

Direction Générale de l'Énergie et du Climat

- Mme Anne-Florie Coron, sous-directrice sécurité d'approvisionnement et nouveaux produits énergétiques
- M. Etienne Denieul, chef du bureau Sécurité d'approvisionnement et infrastructures gazières
- M. Guillaume Pierrat, bureau Sécurité d'approvisionnement et infrastructures gazières
- Mme Coralie Ruffenach, chef du bureau Système électrique, de la programmation et des réseaux
- M. Julien Barreteau, adjoint au chef de bureau Système électrique, de la programmation et des réseaux

Direction Générale de la Prévention des Risques

- M. Philippe Merle, Chef du service des risques technologiques
- Mme Delphine Ruel, sous-directrice des risques accidentels
- M. Christophe Pecoult, chef de bureau
- M. Charles-Henri Tavel, adjoint au chef de bureau

Direction de l'Habitat, de l'Urbanisme et des Paysages

- Mme Catherine Belliot, adjointe au chef de bureau QC1
- M. Alexandre Challat, bureau QC1

Direction Générale de la Sécurité Civile et de la Gestion de Crises

- M. Julien Anthonioz-Blanc, sous-directeur des services incendie et des acteurs du secours
- M. François Gros, chef du bureau de la doctrine, de la formation et des équipements
- M. Cédric Dufeu, bureau de la prévention et de la réglementation incendie

Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Énergie

- M. Cédric Herment chef du service de la prévention des risques et des nuisances
- M. Patrick Poirer, chef du pôle installations, équipements et réseaux à risques
- Mme Aurélie Papes adjointe au chef de pôle Unité des infrastructures énergétiques

Direction Régionale Environnement Aménagement Logement d'Auvergne-Rhône-Alpes

- M. Pierre Fay, chef de pôle délégué, canalisations appareils à pression
- M. Daniel Bouziat, chargé de mission en charge de la distribution

- M. Thierry Herbaux, chef de la division des risques technologiques
- M. François Salaun

Commission de Régulation de l'Énergie

- Mme Domitille Bonnefoi, directrice des réseaux
- M. Frédéric Gravot, directeur adjoint des réseaux

Brigade de sapeurs-pompiers de Paris

- Commandant Parayre, chargé des retours d'expérience

Laboratoire Central de la Préfecture de Police (LCPP)

- M. Nicolas Risler, Adjoint au chef du pôle explosifs, interventions et risques chimiques
- M. Paillart, ingénieur au pôle explosif, interventions et risques chimiques

Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS)

- M. Bernard Piquette, directeur risques accidentels
- M. Stéphane Duplantier, responsable du pôle « Phénomènes dangereux et résistances des structures »

Collectivités territoriales

Ville de Paris

- M. Morgan Baillet, conseiller technique, cabinet de l'adjointe à la maire de Paris, chargée de la transition écologique, du climat, de l'environnement de l'eau et de l'assainissement
- M. Nicolas Richey, chargé de mission, mission Énergies-Climat-Résilience, Secrétariat Général Ville de Paris
- M. Cédric Reboulleau, adjoint à la cheffe de mission du contrôle des concessions des distributions d'énergie à la direction de la voirie et des déplacements
- M. François Wouts, chef du service du patrimoine de la voirie

Conseil départemental de l'Isère

- Commandant Arnaud Boulas, Service Départemental d'Incendie et de Secours de l'Isère (groupement prévision)

Grenoble métropole

- Mme Hélène Poimboeuf, directrice de la transition énergétique
- M. Hervé Lombart, chargé de mission, contrôle des concessions de gaz et électricité
- Mme Dominique Mieton, direction du contrôle de gestion

Organisations professionnelles

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR)

- M. Jean Facon, directeur adjoint, chef du service juridique
- M. Charles-Antoine Gauthier, chef du département énergie

Fédération Nationale des Travaux Publics

- Mme Camille Roux, directrice des affaires juridiques et européennes
- M. Dominique Chevillard, directeur technique et de la recherche
- M. Stéphane Flenet, président du comité DT/DICT

Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (Sigeif)

- M. Jean-Michel Philip, directeur général adjoint

Association française du gaz (AFG)

- M. Thierry Chapuis, délégué général
- M. Benoît Charlot, directeur technique, directeur du bureau de normalisation du gaz (BNG)

Centre National de l'Expertise des Professionnels de l'Energie Gaz (CNPG)

- M. Philippe Schönberg, président

Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées (SPEGNN)

- M. Serge Niva, délégué général

Entreprises

GRDF

- M. Edouard Sauvage, directeur général
- Mme Marie-Françoise L'Huby, directrice industrielle
- M. Stéphane Grit, inspecteur général
- M. Maurice Mennereau, directeur de la sécurité
- M. Khamis Souidi, chef de mission sécurité industrielle
- Mme Laïlla Ducousso El Hima, chef de l'agence sécurité industrielle de GRDF pour le pôle ingénierie Île-de-France ouest
- M. Johan Mawo de Bikond, chef d'agence Maintenance spécialisée gaz
- M. Ludovic Thiebaut, exploitant délégué Ile de France Ouest
- M. Stéphane Bruder, chef du bureau d'exploitation Boucles de Seine
- M. Christian Collin, chef de pôle, Urgence Sécurité Gaz - Site de Sartrouville
- M. Thomas Creutzer, chef d'agence interventions Paris Sud
- M. Sylvain Sacquepé, agence interventions Paris Sud

GreenAlp

- M. Alban Mathé, directeur, président du directoire
- Mme Nathalie Deleuze-Dordron, directrice adjointe, membre du directoire
- M. Jean-Marc Aubert, directeur du département exploitation gaz
- M. Benoît Granjeon, responsable maintenance

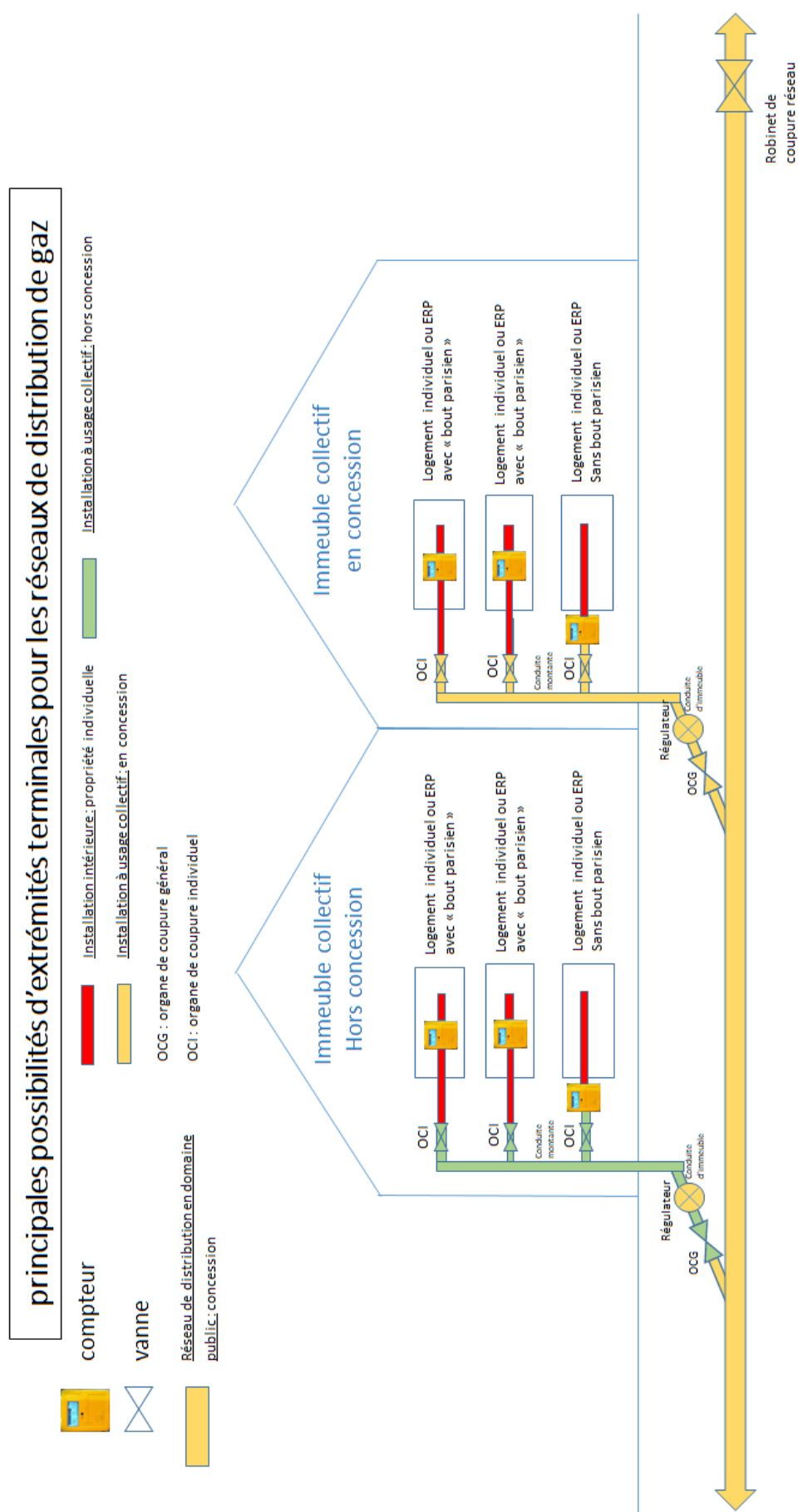
Regaz

- M. Franck Ferré, directeur général
- M. Antonio Longo, chef du service juridique

Annexe 4 : bibliographie

- [1] Canalisations de distribution de gaz, MTES/DGPR/BARPI,
aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/uploads/2013/07/08-analogies...
- [2] Natural gas-fueled building explosion and resulting fire, New York city, New York, march 12, 2014, Accident report, NTSB/PAR-15/01, PB2015-104889, National transportation safety Board, 9 juin 2015
<https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/PAR1501.aspx>
- [3] Report on European Gas Safety, Gas Distribution (EGAS B) (2006 to 2015), Marcogaz : technical association of the natural gas industry (Av. Palmerston 4 1000 Brussels Belgium), September 2017
- [4] EGAS C Report – Statistics 2014 on European Gas Safety Part C: Gas Installations, Marcogaz : technical association of the natural gas industry (Av. Palmerston 4 1000 Brussels Belgium), 06/03/2019
- [5] Contrat de service public 2015-2018 entre l'État et GRDF pour ses activités de gestionnaire de réseau de distribution, 30 novembre 2015,
grdf.fr/documents/10184/1291504/CSP2015-2018_GRDF_30nov2015.pdf/93529
- [6] Livre blanc : synthèse de la concertation sur les données utiles de la distribution de gaz naturel, Nouvelles données pour une nouvelle donne, 18 juin 2015,
site.grdf.fr/web/nouvellesdonneesgaz/livre-blanc
- [7] Les colonnes montantes d'eau, de gaz et d'électricité, Actualité juridique droit immobilier (AJDI), Pierre Sablière, octobre 2014,
www.dalloz-actualite.fr/revue-de-presse/colonnes-montantes-d-eau-de-gaz-et-d-electricite-20141104#.XXpSlmfYkVE
- [8] Commission supérieure de contrôle du gaz, procès-verbal de la séance exceptionnelle du 15 février 2019, Direction de la voirie et des déplacements, Service du patrimoine de voirie, Mission de contrôle des concessions de distribution d'énergie
- [9] Garde de la chose – désignation du gardien, Aurélien Bamdé, 26 octobre 2016,
<https://aurelienbamde.com/2016/10/26/la-garde-de-la-chose-designation-du-gardien/>
- [10] La controverse du gaz d'éclairage, Jean-Baptiste Fressoz, Pour la Science, n° 405, juillet 2011
- [11] Convention pour le service public de la distribution de gaz à Paris, 14 décembre 1993
- [12] Rapport de contrôle de la distribution publique de gaz 2012, Sigeif, Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France,
[www.sigeif.fr/ckeditor/ckfinder/userfiles/files/Rapport contrôle gaz_2012_ligh](http://www.sigeif.fr/ckeditor/ckfinder/userfiles/files/Rapport%20contr%C3%B4le%20gaz_2012_ligh)
- [13] Rapport de contrôle de la distribution publique de gaz 2013, Sigeif, Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France,
www.sigeif.fr
- [14] Rapport de contrôle de la distribution publique de gaz 2014, Sigeif, Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France,
www.sigeif.fr
- [15] Rapport de contrôle de la distribution publique de gaz 2015, Sigeif, Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France,
www.sigeif.fr
- [16] Rapport de contrôle de la distribution publique de gaz 2016, Sigeif, Service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France,
www.sigeif.fr

Annexe 5 : schéma de principe d'un branchement



Annexe 6 : loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018, article 176

I.-Le titre IV du livre III du code de l'énergie est complété par un chapitre VI ainsi rédigé :

« Chapitre VI

« Colonnes montantes électriques

« Art. L. 346-1.-La colonne montante électrique désigne l'ensemble des ouvrages électriques situés en aval du coupe-circuit principal nécessaires au raccordement au réseau public de distribution d'électricité des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à l'exception des dispositifs de comptage.

« Art. L. 346-2.-Les colonnes montantes électriques mises en service avant la publication de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique appartiennent au réseau public de distribution d'électricité.

« Le premier alinéa entre en vigueur à l'issue d'un délai de deux ans à compter de la promulgation de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 précitée. Dans ce même délai, les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

« 1° Notifier au gestionnaire de réseau l'acceptation du transfert définitif au réseau public de distribution d'électricité desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau ne peut s'opposer au transfert ni exiger une contrepartie financière ;

« 2° Revendiquer la propriété de ces ouvrages, sauf si le gestionnaire de réseau ou l'autorité concédante apporte la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au réseau public de distribution d'électricité.

« Art. L. 346-3.-Les colonnes montantes électriques mises en service à compter de la publication de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique appartiennent au réseau public de distribution d'électricité.

« Art. L. 346-4.-Lorsque les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages en ont obtenu la propriété en application du dernier alinéa de l'article L. 346-2, les colonnes montantes électriques peuvent être transférées, à la demande des mêmes propriétaires ou copropriétaires, au réseau public de distribution d'électricité sous réserve de leur bon état de fonctionnement. Elles sont transférées à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau ne peut s'opposer au transfert des ouvrages en bon état de fonctionnement ni exiger une contrepartie financière. Il détermine, le cas échéant, les travaux électriques à réaliser pour assurer le bon état de fonctionnement desdits ouvrages.

« Le premier alinéa du présent article entre en vigueur à l'issue d'un délai de deux ans à compter de la promulgation de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

« Art. L. 346-5.-Les ouvrages mentionnés aux articles L. 344-1 et L. 345-2 ne sont pas soumis aux dispositions du présent chapitre. »

II.-Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, les entreprises concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenues, au cours et à l'issue des contrats conclus avec l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des colonnes montantes électriques transférées au réseau public de distribution d'électricité au titre du chapitre VI du titre IV du livre III du code de l'énergie.

Annexe 7 : instruction DGPR du 22 janvier 2015 relative à la déclaration des sinistres sur les réseaux de distribution et les installations intérieures de gaz



MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

Direction générale de la prévention des risques

Paris, le 22 JAN. 2015

Service des risques technologiques

Sous-direction des risques accidentels

Bureau de la sécurité des équipements industriels

Référence : BSEI n° 2015-003

Affaire suivie par : Thomas Blaton
thomas.blaton@developpement-durable.gouv.fr
Tél. 01 40 81 90 76 - Fax : 01 40 81 20 85

BSEI/2015/61/Criteres_Declarations_incidents_2015.doc

Objet : Déclaration des sinistres sur les réseaux de distribution et les installations intérieures de gaz

Mesdames, Messieurs,

L'enregistrement par l'Etat des informations relatives aux incidents et accidents survenus dans les domaines concernés par les réglementations techniques ou de sécurité permet de suivre sur la durée l'évolution du niveau de maîtrise des risques dans ces domaines. Il permet en outre de tirer les enseignements pertinents du retour d'expérience enregistré et de les partager le plus largement possible avec les parties prenantes concernées afin de réduire pour l'avenir la fréquence et la gravité des accidents.

Cet enregistrement est exploité et mis en forme par un des services de la direction générale de la prévention des risques (DGPR), le BARPI, dans la base ARIA dont le site Internet <http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/> est accessible à tous. La base ARIA permet notamment une extraction sélective des accidents recensés en matière de distribution de gaz et en matière d'utilisation domestique du gaz.

A titre d'illustration, en 2013, 700 événements ont été recensés par la DGPR dans ces deux domaines, dont 280 ont été retenus dans la base ARIA. Plus de 80% concernent le seul domaine de la distribution. Le recensement pour l'année 2014 affiche d'ores et déjà la même tendance, en tenant compte toutefois d'une amélioration liée aux premiers effets favorables de la mise en œuvre de la réforme anti-endommagement des réseaux. La sécurité des installations intérieures de gaz demeure également un fort enjeu, malgré les progrès apportés par l'augmentation du nombre de diagnostics volontaires ou obligatoires chez les particuliers.

Parmi les événements recensés, les plus graves, ceux ayant entraîné des victimes, font l'objet d'un examen plus approfondi et sont suivis par le biais d'un indicateur dit « LOLF » présenté chaque année au parlement dans le cadre de l'examen de la loi de finances. L'évolution de cet indicateur permet de mesurer l'impact de l'action publique et de celle des acteurs économiques concernés en matière de maîtrise du risque « gaz ». Cet indicateur a légèrement décliné depuis sa création (- 6%), pour atteindre 71 événements en moyenne glissante sur les 3 dernières années.

L'article 21 de l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations dispose que tout « opérateur de réseau met en place, pour son

Destinataires in fine

propre compte, un système de collecte d'informations et de retour d'expérience. L'opérateur doit informer sans délai le directeur régional de l'environnement, de l'aménagement et du logement territorialement compétent :

- des accidents mortels ou susceptibles d'entraîner une incapacité de travail de plus de trois mois ;
- des accidents ou incidents dont la répétition ou l'importance sont de nature à pouvoir être réduites par des mesures ou des dispositions appropriées.

Ces informations font l'objet de traces écrites. »

Cette obligation est reprise, avec des termes très analogues, dans l'article 32 de l'arrêté du 2 août 1977 modifié relatif aux installations intérieures de gaz, pour lesquelles les critères de déclaration des accidents à la charge du distributeur sont donc comparables.

Ainsi, les opérateurs de réseaux de distribution de gaz sont tenus d'informer au plus tôt les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) territorialement compétentes de l'apparition de toute situation à risques notables se produisant sur leurs réseaux ou sur les installations intérieures qui leur sont raccordées. **Or, le retour d'expérience montre que cette obligation n'est pas appliquée de manière homogène sur l'ensemble du territoire.** Il m'apparaît donc nécessaire de préciser les critères conduisant les industriels à déclarer aux DREAL ces incidents et accidents notables.

Les sinistres pour lesquels les autorités doivent être informées au fil de l'eau sont au minimum :

- Ceux impliquant des victimes décédées ou des personnes hospitalisées ou blessées (y compris les personnes qualifiées par les services de secours comme « légèrement blessées ») ;
- Les fuites avec inflammation, explosions ou effondrements ;
- Pour les canalisations de distribution de gaz de plus de 16 bar, ou de plus de 10 bar et plus de 200 mm de diamètre nominal, toutes les pertes de confinement, hors lâchers de soupapes, et tout dysfonctionnement ayant entraîné une surpression notable dans les réseaux aval ;
- Ceux impliquant l'évacuation de plus de 300 personnes ou une coupure d'alimentation en gaz de plus de 500 abonnés ;
- Ceux impliquant l'interruption de circulation sur une autoroute, une ligne du réseau ferroviaire ou une ligne de métro ;
- Ceux mettant en cause la conception ou la construction de l'installation de gaz ou des appareils à gaz ;
- Les événements jugés significatifs en raison de leur contexte ou du retour d'expérience qu'ils sont susceptibles de susciter (serrage ou joint défectueux, fuite sur tuyau en plomb, poche de gaz dans les sols ou dans un local...) ;
- Les pertes de confinement ayant entraîné une accumulation de gaz en zone confinée susceptible d'atteindre la plage d'explosivité et tous autres événements jugés significatifs en raison de leur contexte ou du retour d'expérience qu'ils sont susceptibles de susciter ;
- Les défaillances avérées d'un appareil à gaz d'une installation intérieure (hors obstruction volontaire des conduits d'aération ou d'évacuation pour les intoxications au CO en particulier).

Il est souhaitable que l'information puisse être apportée à l'autorité compétente au plus vite, et dans le délai de 24 heures en cas de victimes. Vous trouverez en pièce jointe une suggestion de fiche déclarative comportant les principaux éléments devant être communiqués. Tout autre complément nécessaire à la compréhension de l'événement sera utilement transmis.

Cette information au fil de l'eau ne se substitue pas au **bilan annuel** prévu à l'article 21 de l'arrêté précité du 13 juillet 2000 modifié, dans lequel seront également rapportés les événements suivants :

- Les lâchers de soupape des canalisations de distribution de plus de 16 bar, ou de plus de 10 bar et plus de 200 mm de diamètre nominal ;

- Les événements d'ampleur significative en matière d'évacuation de personnes (évacuation d'un ERP ou IGH d'au moins 100 personnes) ou entraînant l'arrêt d'alimentation en gaz d'au moins 200 abonnés ;
- Les endommagements de réseaux avec ou sans fuite lors de chantiers de travaux (dont ceux correspondant à un défaut de DT ou DICT ou à des travaux urgents).

Elle ne se substitue pas non plus, le cas échéant, aux demandes des DREAL en matière de communication, ni aux obligations d'information prévues par les autres réglementations.

Je vous saurais gré de bien vouloir informer vos collaborateurs ou adhérents de ces dispositions.

Sachant compter sur votre prompt collaboration, je vous prie d'agréer, Mesdames, Messieurs, l'expression de ma considération distinguée.

La directrice générale de
la prévention des risques,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Blanc', with a stylized flourish at the end.

Patricia BLANC

Annexe 8 : liste des 23 entreprises locales de distribution (ELD)

ELD	Ville	MWH	Agents Gaz 31/12/18	Compteurs 01/10/2018
REGAZ	Bordeaux cedex	4047000	275	221 485
RGDS	Strasbourg cedex	4488000	206	107 057
GreenAlp	Grenoble CS 10110	675164	67	41 632
VIALIS COLMAR	Colmar Cedex	765000	67	30 601
GEDIA Dreux	Dreux Cedex	364206	31	13 492
Gaz de Barr	Barr	518000	29	12 801
SOREGIES Poitiers	Poitiers Cedex 09	198489	26	11 406
CALEO Guebwiller	Guebwiller Cedex	289131	18	10 501
Véolia Eau C.G.E.	Huningue Cedex	240830	6	7 953
Energies Services occitans Ene'O Carmaux	Carmaux	98000	10	6 258
Régie Municipale de Saint-Avoid - Energis	Saint-Avoid Cedex	297020	6	5 813
GES - Gascogne Energies Services Aire sur Adour	Aire-sur-l'Adour Cedex	138285	10	2 701
Energies Services de Lannemezan	Lannemezan	49000	5	2 335
Gazelec de Peronne	Peronne	62888	5	2 201
Régie Municipale Multiservices de La Réole	La Réole Cedex	34155	8	1 984
Régies Municipales d'Electricité, de Gaz de Bazas	Bazas	55976	4	1 802
Régie Gaz, Electricité de Bonneville	Bonneville cedex	82900	1	1 698
Régie Gaz, Electricité de Sallanches	Sallanches cedex	67500	1	1 201
Energies Services de Lavour - Pays de Cocagne	Lavour Cedex	33821	3	1 132
Energie et Services de Seyssel	Seyssel	8878	1	311
SYNELVA (Chartres)	Lucé Cedex	8235	4	271
Sicae de la Somme et du Cambrasis	Peronne cedex	4376	2	256
SEOLIS Energies Services NIORT	Niort Cedex	30093	6	3

Source : Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées (SPEGNN)