



Note de synthèse consécutive à la réalisation du
tableau de bord des distributions publiques de gaz
naturel concédés par le Territoire d'Énergie 90

-Exercice 2016-

Préambule

La présente note de synthèse est établie consécutivement à l'actualisation du tableau de bord des distributions publiques de gaz concédées par le Territoire d'Energie 90 au délégataire Gaz Réseau Distribution France (GRDF).

Cette édition du tableau de bord :

- rassemble les informations disponibles pour cinq exercices (2012-2016) et les évolutions du service public sur cet horizon,
- a été réalisée à partir :
 - des éléments collectés par le Territoire d'Energie 90 auprès de GRDF .
 - d'un bilan de complétude des informations remises par le concessionnaire et d'une série de questionnement quant à leur cohérence et leur représentativité du service.
 - des compléments qui ont été apportés par GRDF à l'issue d'un audit *in situ* le 13 mars 2018.

Cette note vise à :

- regrouper les principales observations issues de l'analyse des résultats 2016 de GRDF sur le périmètre qui lui a été concédé (les inventaires techniques, les activités de surveillance et de maintenance, les incidents survenus, les travaux réalisés, les relations avec les usagers et les aspects comptables et financiers) ;
- mettre en avant aussi bien les points positifs du service délégué que les axes de progression du concessionnaire. La conclusion tend à attirer l'attention du Territoire d'Energie 90 sur des aspects qui méritent une attention particulière à court ou moyen terme.

Le périmètre desservi

Au 1^{er} janvier 2016, le périmètre concédé reste inchangé par rapport à celui de l'exercice précédent. A cette date, les concessions dont le service public de la distribution du gaz naturel est organisé par le Territoire d'Energie 90 regroupent 32 communes¹ desservies en gaz :

- 28 communes relevant du périmètre de desserte exclusive de GRDF issu de la loi de nationalisation du gaz et de l'électricité de 1946 (monopole historique)
- 4 communes relevant du champ concurrentiel c'est-à-dire que leur exploitation a été attribuée par le Territoire d'Energie 90 à GRDF à la suite d'une procédure de mise en concurrence des opérateurs.

¹ Lors de l'observation de l'exercice 2016, la commune d'Eloie n'avait pas encore rejoint le Territoire d'Energie 90, l'avenant allant dans ce sens ayant été signé le 29/06/2017

Les infrastructures de distribution publique

L'ampleur des réseaux

Au terme de l'exercice 2016, l'infrastructure de distribution de gaz naturel compte 365 kilomètres de réseau, en augmentation de 1 031 m par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est liée en grande partie à des développements sur les communes de Bessoncourt (+ 291 m) et Bavilliers (+ 236 m).

Le linéaire de réseau par usager : un indicateur représentatif de l'historique de desserte du territoire et la densité du service

Sur le périmètre « historique » de GRDF, il atteint 25,3 mètres, contre 76,6 mètres sur les concessions relevant du champ concurrentiel. Le nombre d'usagers raccordés évoluant plus rapidement que le linéaire de réseau, ces valeurs s'inscrivent en baisse par rapport à 2016 (respectivement -1,2% et -5,7 %), signe d'une densification des réseaux existants.

La constitution des réseaux

La composition des réseaux présente peu d'évolution par rapport aux exercices précédents. Les canalisations de distribution sont majoritairement constituées de polyéthylène (80%) et exploitées en moyenne pression B² (91%) ; caractéristiques de l'essentiel des réseaux posés sur le territoire de Belfort depuis les années 80. A noter cependant qu'une part très limitée du réseau est exploitée en basse pression (moins de 1%).

L'âge des infrastructures de distribution

Fin 2016, l'âge moyen des réseaux se porte à 23,2 ans sur le périmètre (contre 22,3 ans en 2015). Cette valeur s'inscrit légèrement au-delà de la moyenne constatée par AEC. La dynamique de développement des réseaux, qui s'est poursuivie jusqu'au début de la décennie 2000 sur le territoire de Belfort, a permis de maîtriser la progression de l'âge moyen des réseaux. Cependant, l'activité de renouvellement et de développement de l'opérateur apparaît insuffisante pour contenir à présent l'augmentation de ce dernier. A noter que de fortes disparités sont constatées entre les communes puisque certaines dessertes parmi les plus anciennes affichent des âges moyens proches de 30 ans (Cravanche, Sermamagny, Giromagny, Argiésans ou Rougegoutte) tandis que les communes exploitées dans le cadre d'une DSP « Loi Sapin » présentent logiquement un âge moyen beaucoup plus faible.

Les ouvrages de raccordement : la nécessité de distinguer branchements individuels et collectifs

Fin 2016, près de 17 000 raccordements finaux se trouvent raccordés à l'aval des canalisations décrites ci-dessus.

Il convient alors de noter les points suivants :

- L'absence persistante d'un inventaire technique des branchements individuels malgré les obligations contractuelles en ce sens.
- La fin du programme « RIO2 » (prévue pour fin juin 2018) qui vise à fiabiliser l'inventaire réalisé sur le terrain depuis plusieurs années pour établir un inventaire technique des branchements collectifs et des ouvrages collectifs d'immeuble. Cette phase de fiabilisation devrait être

² BP = 20 mbar
400 mbar < MPB < 4 bars
4 bars < MPC < 25 bars

totallement achevée en 2018 (déversement complet des résultats dans les bases techniques du concessionnaire). Les inventaires techniques produits par l'opérateur jusqu'alors sont donc à considérer avec prudence. Sur ce point, l'attention du Territoire d'Énergie 90 devra également se porter sur le rapprochement qui sera mené en 2018 avec l'inventaire comptable. Si la méthode retenue et les conséquences sur les actifs immobilisés sont connues de GRDF, aucune concertation ou information n'a été menée auprès des autorités concédantes.

Les enjeux portés par la densification des réseaux existants

Au titre de l'exercice 2016, la part globale des raccordements inopérants (inactifs et improductifs)³ s'établit à 19,2% pour. Si cette valeur s'inscrit dans la fourchette basse de celles constatées par ailleurs (entre 19% et 33% sur le périmètre de GRDF audité par AEC), une utilisation optimale des réseaux existants et leur densification semblent essentielles.

Le Territoire d'Énergie 90 doit s'assurer du maintien du potentiel productif de ses infrastructures publiques à moyen et long terme (souplesse des choix de service futur, maîtrise des coûts futurs du service...). A ce titre, rappelons qu'une part du tarif ATRD fixé par la CRE est allouée aux concessionnaires au titre de la « promotion de l'usage du gaz ».

L'activité de surveillance des réseaux

Les infrastructures de distribution doivent faire l'objet d'une surveillance de la part des exploitants en conséquence des obligations réglementaires définies principalement par l'arrêté du 13 juillet 2000 et les dispositions particulières liées à l'exploitation des équipements sous pression⁴.

Un défaut de transparence du concessionnaire GRDF et une perte progressive d'informations pour le Territoire d'Énergie 90

S'agissant des informations produites par le concessionnaire, elles ne permettent en aucun cas de juger du niveau de ses activités d'entretien et de maintenance des biens concédés et de l'état des ouvrages visités. Depuis plusieurs exercices, la lisibilité du Territoire d'Énergie 90 sur ce domaine s'est fortement dégradée :

- Une communication limitée aux actes de maintenance planifiés et réalisés sans aucune information sur les résultats obtenus lors des visites de surveillance (fuites confirmées et leur niveau, anomalies décelées, compteurs dépassant leur durée de rééquilibrage...). GRDF renvoie à la liste des incidents pour indiquer les anomalies décelées lors des surveillances (les agents du concessionnaire étant tenus de générer un bon d'incident pour chaque fuite décelée). Cependant, toutes les fuites confirmées ne sont pas déclarées et cette source ne permet pas d'apprécier les anomalies relevées, leur importance ou encore les caractéristiques des ouvrages concernés.
- Un niveau d'information sur les actes de maintenance réalisés qui ne permet pas de juger du respect des obligations réglementaires du concessionnaire (agrégation des actes par commune

³ Respectivement branchement sans compteur et contrat et branchement muni d'un compteur sans contrat.

⁴ Décret n°99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression, Arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression et articles L. 512-11, R. 512-55 à R. 512-66 et R 511-9 du code de l'environnement

sans lecture ouvrage par ouvrage en lien avec l'inventaire technique : les caractéristiques techniques associées aux ouvrages.

En grande masse, l'activité de surveillance préventive des ouvrages semble cohérente avec les fréquences imposées par la réglementation. A noter que la recherche systématique de fuites sur le périmètre de GRDF a concerné 15% des réseaux en 2016 et qu'elle a permis, a minima⁵, de détecter 13 fuites signalées par un agent RSF. Il en découle un taux de fuites rapporté au linéaire surveillé s'établissant à 23,7 fuites pour 100 km ; valeur qui s'inscrit au-delà des taux constatés en moyenne sur le périmètre observé par AEC.

Les incidents d'exploitation et les interruptions de fourniture associées

Au cours de l'exercice 2016, 138 incidents ont affecté les ouvrages concédés, en hausse de 10,4 % par rapport à l'exercice précédent (+13 incidents).

Ramené au nombre d'usagers desservis, le taux d'incident s'inscrit en hausse sur 2016 (passant de 0,9 à 1,2 inc./100 usagers) mais reste à un niveau maîtrisé depuis au moins 5 exercices (entre 1,2 et 0,9 incidents aux 100 usagers) et dans la moyenne des valeurs constatées par AEC.

Les deux principales causes à l'origine de ces incidents (responsables de 67% des évènements en 2016) sont celles déjà observées depuis plusieurs exercices :

- Les défauts par altération de l'intégrité des ouvrages (usure, rupture de pièce...) qui représentent 41% des incidents (57 évènements). Ces incidents affectent majoritairement les parties actives des branchements et particulièrement les régulateurs de pression (34% des incidents sur l'exercice). En dehors de séries qui peuvent ponctuellement présenter des défauts de fabrication, aucune action de renouvellement n'est prévue par le concessionnaire pour anticiper leur défaillance (traitement au cas par cas lors de la survenue d'incidents).
- Les dommages causés par les activités humaines sur ou aux abords des ouvrages, qui représentent 26% des incidents (36 évènements). Néanmoins, même si les dommages en lien avec la réalisation de travaux de tiers ne représentent que 6 incidents (17% de la catégorie) ils sont toutefois les plus perturbateurs puisqu'ils sont à l'origine de plus de 80% des interruptions de fourniture survenues en 2016.

Sur 2016, les incidents ont eu pour conséquence d'interrompre la fourniture de gaz chez 480 usagers, chiffre en hausse de 186% par rapport à 2015 (168 usagers coupés). Cette augmentation est due à un incident lors de travaux sur la commune de Offemont qui a entraîné une rupture dans l'alimentation de 350 usagers le 14/09/2016.

⁵ A minima puisque la statistique des fuites est basée sur le fichier des incidents qui ne permet une remontée exhaustive des fuites confirmées lors de la RSF.

La distribution du gaz aux usagers

Fin 2016, 13 999 usagers consommateurs de gaz naturel étaient implantés sur le périmètre concédé en hausse de 1,4 % par rapport à 2015 (+ 199 usagers). Si on raisonne à périmètre constant (sans intégrer les communes de Beaucourt, Morvillars, Trévenans et Valdoie), Il s'agit d'une des plus fortes hausses constatées depuis au moins 4 exercices soulignant une meilleure attractivité du gaz naturel sur le territoire.

Il est à noter qu'il est très regrettable de ne pas avoir pu bénéficier d'une vision par gamme tarifaire de la répartition des usagers, mais seulement d'une vision par secteur économique.

Les quantités de gaz naturel acheminées pour couvrir les besoins de ces usagers se sont établies à 446 GWh, hors correction des effets du climat. Le volume de gaz distribué en 2016 n'est cependant pas comparable avec les données de l'exercice 2015, certaines d'entre elles n'ayant pas été communiquées sur certaines communes pour des raisons de protection des données des usagers. Cette excuse ne saurait être entendue par le Territoire d'Énergie 90 qui est assermenté à la collecte de telles informations.

La consommation moyenne des usagers des concessions apparaît globalement stable sur les 5 derniers exercices (entre 28 et 36 MWh/usager selon les exercices). En première approche, il ne ressort pas de tendance ferme à la réduction des consommations.

En 2016, les recettes d'acheminement perçues par les distributeurs s'établissent à 4 925 k€, toujours incomparable avec 2015 pour les raisons évoquées *supra*.

Les services aux usagers en dehors de l'acheminement

En dehors de la facturation des quantités distribuées, les recettes perçues par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel sont exclusivement issues de la réalisation de prestations inscrites dans son catalogue dédié (prestations facturées à l'acte ou récurrentes). En 2016, elles ont atteint 138,3 k€ en hausse de 15,4% par rapport à l'exercice 2015.

Cependant, ces recettes inscrites dans les comptes d'exploitation des concessions n'ont pu être reconstituées qu'à hauteur de 27,2% pour GRDF (508 k€) à partir d'une décomposition des recettes par nature de prestations. A noter que GRDF s'avère dans l'incapacité de rendre compte de l'exhaustivité des recettes issues des prestations dédiées aux raccordements⁶ ; prestations clefs sur service.

En 2016, soulignons que le volume de coupures pour impayés s'inscrit en hausse de 30% (52 actes réalisés contre 40 en 2015).

Le volume de réclamations adressées à GRDF est quant à lui en hausse pour la première fois depuis 2012 (+ 153% entre 2015 et 2016). Ce sont au total 48 réclamations qui ont été adressées au distributeur, près de la moitié d'entre elles (44%) étant liées à la réalisation de prestation. Il est à noter que GRDF présente un taux de réponse dans les délais de 100% à ces réclamations.

⁶ Réalisation de raccordement, desserte de zones d'aménagement, modification, suppression ou déplacement de branchement...

Les évolutions des ouvrages concédés par nature de travaux

GRDF a été interrogé sur chacun des chantiers de mise en et hors service qu'il a réalisés au titre de l'exercice 2016. A ce titre, soulignons que les informations produites par le concessionnaire restent incomplètes puisque les états remis sont limités aux ouvrages mis en service qui ont fait l'objet d'une mise en immobilisation (exclusion des ouvrages construits et pour lesquels la mise en immobilisation n'a pas eu lieu et intégration des ouvrages construits antérieurement et donc la mise en immobilisation a été réalisée en 2016).

En 2016, les investissements engagés par GRDF ont atteint 449 k€. La plus grande partie de ces investissements (44,5%) a été consacrée à la pose de 74 branchements individuels de premier établissement et 26% ont été alloués au développement des canalisations de réseau, le reste correspondant au développement d'ouvrages collectifs d'immeubles et de branchements collectifs.

Les renouvellements opérés par GRDF représentent une part marginale des travaux réalisés en 2016 (59 k€). Au total, 50 mètres de canalisation ont été remplacés et 4 ouvrages de raccordement (dont 2 branchements individuels).

La valorisation du patrimoine et ses origines de financement

Le patrimoine concédé (biens de retour) s'élève à 33,76 M€ répartis à 94,5% sur le périmètre historique de GRDF.

Ce patrimoine est amorti à respectivement à hauteur de 39,5% sur la concession « historique » de GRDF et 21,4% sur les DSP « loi Sapin » exploitées par GRDF .

Il est à noter qu'en 2016 que la publication du décret n°2016-495 du 21 avril 2016⁷ est venue préciser le contenu que le concessionnaire doit faire figurer à minima dans les comptes rendus annuels d'activité qu'il transmet aux autorités concédantes sur son périmètre de desserte exclusive (concessions « historiques »). Ces dispositions imposent au concessionnaire d'établir :

- Un inventaire économique des ouvrages :
 - Distinguant les biens de retour des biens de reprise. A défaut de définitions contractuelles sur les régimes associés aux biens en concession, le concessionnaire a procédé nationalement à une dissociation entre « biens concédés » et « autres biens ».
 - Précisant leur origine de financement ainsi que la distinction entre biens de 1^{er} établissement et biens renouvelés.
 - Précisant leur valeur nette réévaluée (estimation de la part des ouvrages non couverte par le tarif ATRD fixé par la CRE).
- Un compte de régulation (dit « compte d'exploitation ») permettant d'estimer le niveau de participation des concessions du Territoire d'Énergie 90 à la péréquation tarifaire ; ceci part transposition des principes de fixation du tarif ATRD péréqué utilisés par la CRE.

⁷ Décret n° 2016-495 du 21 avril 2016 relatif au contenu du compte rendu annuel de concession transmis par les organismes de distribution de gaz naturel aux autorités concédantes

Ces éléments ont été développés par GRDF au travers d'un modèle dit « économique » appliqué aux concessions historiques ainsi qu'aux « DSP péréqués⁸ ». Ce modèle économique a été mis en avant par GRDF à l'instar des états comptables qu'ils produisaient antérieurement.

Selon ce modèle, à fin 2016, les biens affectés aux concessions du Territoire d'Énergie 90 sont estimés à 35,7 M€ dont 2,2 M€ (6%) d'« autres biens » (biens de reprise et biens propres de GRDF). La valeur nette réévaluée des actifs immobilisés, c'est-à-dire la valeur des actifs financés par GRDF non couverte par l'ATRD s'élève à 22,4 M€, soit 63% de la valorisation évoquée supra.

Si ces éléments d'ordre économique permettent aujourd'hui de disposer d'une vision complémentaire, ils ne peuvent en aucun cas se substituer à la réalité comptable propre à chaque contrat de concession ; notamment lorsqu'ils conduisent à limiter la vision du patrimoine concédé.

En sus de ces éléments économiques sont fournies des données comptables permettant d'avoir une appréciation des origines de financement « indirectes » liées aux pratiques du concessionnaire en matière d'amortissement (notamment de caducité) et de constitution de provisions. L'enregistrement de ces mécanismes est réalisé au compte 229 « droits du concédant » et traduit, au terme du contrat, le droit au retour à titre gratuit au bénéfice de l'autorité concédante de l'ensemble des biens concédés. Même si une décomposition de ces éléments comptable aurait été appréciable, la persistance de ces données même globalisées à la maille communale reste appréciable et une attention particulière doit être menée par le Territoire d'Énergie 90 pour conserver un accès à ces informations.

« Compte de régulation » versus compte d'exploitation

Une concession historique bénéficiaire de la péréquation tarifaire malgré un résultat positif

Comme il a été mentionné précédemment, les récentes évolutions règlementaires imposent au concessionnaire GRDF d'établir des comptes d'exploitation présentant la contribution de chaque contrat « historique » (positive ou négative) à la péréquation tarifaire ; en cohérence avec les principes de fixation du tarif ATRD péréqué.

Sur 2016, le périmètre « historique » de GRDF fait état d'un excédent économique estimé à 300 k€ (recettes déduites des charges d'exploitation et d'investissement) mais qui désigne cependant la concession comme bénéficiaire de la péréquation tarifaire (à hauteur de 189 k€). Cela peut en partie être lié à l'impact climatique qui a joué en faveur des recettes d'exploitations de l'exercice, cependant, un tel résultat renforce l'opacité qui constitue ce « compte d'exploitation ».

A noter toutefois que les charges estimées par GRDF ne sont pas vérifiables par le Territoire d'Énergie 90 en raison « de la complexité » du modèle mis en place pour les déterminer.

Des comptes d'exploitation

S'agissant des concessions relevant du champ concurrentiel, le contenu attendu des comptes d'exploitation est dicté par les dispositions de l'article 33 du décret n°2016-86 du 1er février 2016 relatif aux contrats de concession. Elles imposent au délégataire la production d'un ensemble d'informations d'origine comptable et notamment un compte annuel de résultat de l'exploitation de la délégation. Malgré ces dispositions, GRDF a transposé le principe d'établissement du compte de régulation (notamment pour la détermination des charges d'investissement). L'absence d'un vrai compte d'exploitation sur ce périmètre ne permet pas au Territoire d'Énergie 90 de disposer d'éléments lui permettant de juger de la capacité du concessionnaire à exploiter le service de manière équilibrée et de réaliser, a terme, des choix éclairés en matière d'organisation du service public.

⁸ Concessions attribuées à GRDF entre 2003 et 2008 à la suite d'une procédure de mise en concurrence et bénéficiant du tarif ATRD péréqué (identique à celui appliqué au périmètre historique). Bien que leur contrat ait été signé en 2009 les communes de Meroux et Moval sont aussi concernées, leur contrat de concession ayant sûrement fait l'objet de négociation antérieurement à 2009.

Selon la méthode employée par GRDF, l'ensemble des concessions relevant du champ concurrentiel de GRDF présente un déficit d'exploitation de 45,7 k€ en diminution sur les 3 derniers exercices en raison d'une baisse notable des charges qui ont diminué de 7% entre les exercices 2015 et 2016.

Conclusion

Malgré la quantité de données sur laquelle a reposé la réalisation des tableaux de bord de l'exercice 2016, il convient de souligner que ces derniers ont bénéficié d'une base d'information globalement significative même si en deçà de ce que le Territoire d'Energie 90 est en droit d'attendre sur certains points qui seront rappelés ci-après. Il est aussi bon de noter une certaine réactivité de la part du concessionnaire qui s'est attaché à répondre à la grande majorité des questions qui leur ont été adressées dans le cadre du contrôle.

La densité des informations regroupées dans les tableaux de bord ne doit pas faire oublier certains points clés, qu'ils soient positifs ou négatifs et qui sont donc rappelés *infra* :

- **Des données de surveillance maintenance qui sont fournies sous forme de taux d'avancement par commune et par typologie d'ouvrage et non pas à la maille de chaque ouvrage. Cette vision ne saurait satisfaire le Territoire d'Energie 90 dans le sens où elle ne permet pas de constater la politique de surveillance maintenance du concessionnaire.**
- **Des données de contrôle liées aux prestations qui semblent peu fiables au regard des recettes liées aux prestations reportées dans les comptes de régulation fournis.**
- **Des données clientèles qui sont fournies par secteur d'activité économique et non pas par gamme tarifaire.**
- **Un nombre croissant d'utilisateurs du réseau de gaz naturel concédé par le Territoire d'Energie 90 avec une consommation moyenne par utilisateur supérieure à la moyenne observée par AEC.**
- **Une conservation des pratiques spécifiques liées à la comptabilité concessionnaire (constitution d'un amortissement de caducité, de provisions pour renouvellement).**