



Distribution publique de gaz en réseau concédée à **ANTARGAZ**

Mission de contrôle 2018

Rapport de contrôle

Concessions ANTARGAZ

CONCESSIONS ANTARGAZ

PREAMBULE

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, collectivité en charge de l'organisation du service public de gaz, a conclu en 2005, 2007 et en 2008, des contrats de concession avec la société **ANTARGAZ** pour une durée de 30 ans. Les concessions ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de délégation de service public.

Le concessionnaire **ANTARGAZ** s'est engagé à concevoir, réaliser et exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées.

Le **SDEC ÉNERGIE**, autorité organisatrice du service public de distribution du gaz, réalise chaque année un audit de contrôle afin de s'assurer de la bonne exécution des clauses des cahiers des charges de concession.

Le présent rapport synthétise les points étudiés en 2018 par le **SDEC ÉNERGIE** à partir des données communiquées par le concessionnaire **ANTARGAZ** au titre de l'année 2017.

Les 5 communes de la DSP 2005

- DOZULE
- LE MOLAY LITTRY
- NOUES DE SIENNE (SAINT SEVER)
- SAINT SYLVAIN
- VER SUR MER

Les 6 communes de la DSP 2007

- CAUMONT SUR AURE (CAUMONT-L'EVENTE)
- GRANDCAMP-MAISY
- VAL D'ARRY (NOYERS-BOCAGE)
- SAINT-MARTIN-DE-LA-LIEUE
- THAON
- LE HOM (THURY-HARCOURT)

Les 3 communes de la DSP 2008

- CRICQUEBOEUF
- GRAINVILLE-SUR-ODON
- MONDRAINVILLE

SOMMAIRE

1. LES USAGERS

1.1. Le nombre de raccordements, de consommateurs et leur consommation	4
1.2. Les usagers par segmentation de puissance	4
1.3. Les consommations en GWh par segmentation de puissance	5
1.4. Le montant payé par an par un usager domestique au gaz propane (B0) consommant 15 000 kWh par an ..	6
1.5. La facturation	6
1.6. Le suivi de la non relève	6
1.7. Le suivi de la garantie des services pour les 3 concessions	7
1.8. Les prestations : audit spécifique	7
1.9. La satisfaction : audit spécifique sur les réclamations.....	7
1.10. L'accueil.....	7
1.11. Bilan de la partie usagers.....	8

2. LES TRAVAUX

2.1. Le linéaire de réseau créé	9
2.2. Le nombre de branchements réalisés	11
2.3. Bilan de la partie « travaux »	13

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. Le linéaire de réseau	14
3.2. Linéaire de branchement.....	15
3.3. Les citernes de stockage	15
3.4. Le nombre de compteurs.....	17
3.5. Le nombre de vannes	17
3.6 La cartographie des ouvrages	19
3.7. Bilan de la partie « ouvrages »	19

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE

4.1. Les incidents réellement constatés	20
4.2. Les constats, sièges et causes des incidents constatés	21
4.3. La durée d'intervention de l'entreprise de maintenance sur incident.....	21
4.4. Les incidents majeurs.....	22
4.5. Les dommages occasionnés par des tiers	22
4.6. La surveillance annuelle des réseaux en exploitation	22
4.7 La surveillance des citernes	23
4.8. Bilan de la partie « qualité de fourniture et sécurité »	24

5. LE CONTROLE AU QUOTIDIEN

5.1. Le nombre de dossiers traités, initiés et soldés.....	Erreur ! Signet non défini.
5.2. La répartition des dossiers traités.....	Erreur ! Signet non défini.
5.3 Bilan de la partie « contrôle au quotidien »	Erreur ! Signet non défini.

6. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIER

6.1. La valeur brute des ouvrages	25
6.2. Les dépenses d'investissement (réseau et branchements) en K€.....	26
6.3 Les valeurs comptables	27
6.4. Le droit du concédant	28
6.5. Le compte d'exploitation.....	29
6.6. Bilan de la partie « comptabilité ».....	31

1. LES USAGERS

1.1. Le nombre de raccordements, de consommateurs et leur consommation

	Concession 2005				Concession 2007				Concession 2008			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Nombre de raccordements cumulés	618	619	621	628	572	642	644	645	271	290	290	290
Nombre de consommateurs cumulés	390	389	410	414	393	420	450	469	153	169	170	176
Nombre de GWh (*) consommés dans l'année	6	6	7	8	6	6	7	7	7	7	7	6

(*) 1 GWh = 1 000 000 kWh

Le nombre de raccordements stagne (+0,5%) pour les 3 concessions.

Le concessionnaire a engagé des opérations de densification du réseau et de commercialisation sur plusieurs communes (Thury Harcourt (Le Hom), le Molay Litry et Thaon). Les résultats de ces actions seront à apprécier en 2019.

Le nombre de consommateurs augmente en moyenne de 3% pour les trois concessions.

La consommation est stable pour les 3 concessions.

1.2. Les usagers par segmentation de puissance

GAZ PROPANE - Nombre d'utilisateur		Concession 2005				Concession 2007			
		2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Particuliers	B0' (de 0 à 6 000kWh)	16	19	42	39	8	9	22	28
	B0 (> 6 000 kWh)	159	162	141	149	152	158	147	153
Professionnels et collectivités	B1 (< 150 000 kWh)	16	17	24	25	18	20	27	27
	B2 (de 150 001 à 300 000 kWh)	4	4	2	4	3	3	-	-
	B3 (> 300 000 kWh)	11	11	5	6	10	7	8	9
Social et collectivité (consommation consolidée)	S1 (< 150 000 kWh)	-	-	15	15	-	-	4	4
	S2 (de 150 001 à 300 000 kWh)	-	-	2	2	-	-	1	1
	S3 (> 300 000 kWh)	184	176	179	174	202	223	241	247
Total cumulé du nombre d'utilisateurs		390	389	410	414	393	420	450	469

GAZ NATUREL - Nombre d'utilisateurs		Concession 2008			
		2014	2015	2016	2017
T1	0 à 6 000 kWh	-	-	-	-
T2	6 000 à 300 000 kWh	151	167	168	176
T3	300 000 à 5M kWh	2	2	2	-
T4	> 5M kWh	-	-	-	-
Total cumulé du nombre d'utilisateurs gaz naturel		153	169	170	176

Le nombre d'usagers croît pour la concession 2005 (+4), pour la concession 2007(+19) et pour la concession 2008 (+6).

Pour les concessions 2005 et 2007, les usagers de la tranche S3 représentent 48% des consommateurs (essentiellement des usagers résidant en logement social).

Pour la concession 2008, les usagers de la tranche T2 (6 000 à 300 000 kWh) représentent 100% des consommateurs.

1.3. Les consommations en GWh par segmentation de puissance

GAZ PROPANE Consommation en GWh		Concession 2005				Concession 2007			
		2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Particuliers	B0' (de 0 à 6 000kWh)	-	0.1	0.1	0.2	-	-	0,1	0.1
	B0 (> 6 000 kWh)	1.9	1.5	2.3	1.9	2.0	1.9	2.3	2.1
Professionnels et collectivités	B1 (< 150 000 kWh)	0.5	0.5	1	1.2	0.4	0.5	0.9	1
	B2 (de 150 001 à 300 000 kWh)	0.3	0.4	0.6	0.6	0.2	0.1	0.2	-
	B3 (> 300 000 kWh)	1.4	1.5	0.9	1.5	1.8	1.3	1.3	1.8
Social et collectivité (consommation consolidée)	S1 (< 150 000 kWh)	-	-	0.2	0.4	-	-	-	-
	S2 (de 150 001 à 300 000 kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
	S3 (> 300 000 kWh)	1.7	1.6	2.1	2	1.7	2.1	2,2	2.4
Total cumulé en GWh		5.7	5.5	7.2	7.8	6.0	5.99	7	7.54

GAZ NATUREL- consommation en GWh		Concession 2008			
		2014	2015	2016	2017
T1	0 à 6 000 kWh	-	-	-	-
T2	6 000 à 300 000 kWh	1.9	1.9	2.2	1.2
T3	300 000 à 5M kWh	5.2	5.0	4.9	4.6
T4	> 5M kWh	-	-	-	-
Total consommation en gaz naturel GWh		7.1	6.9	7	5.8

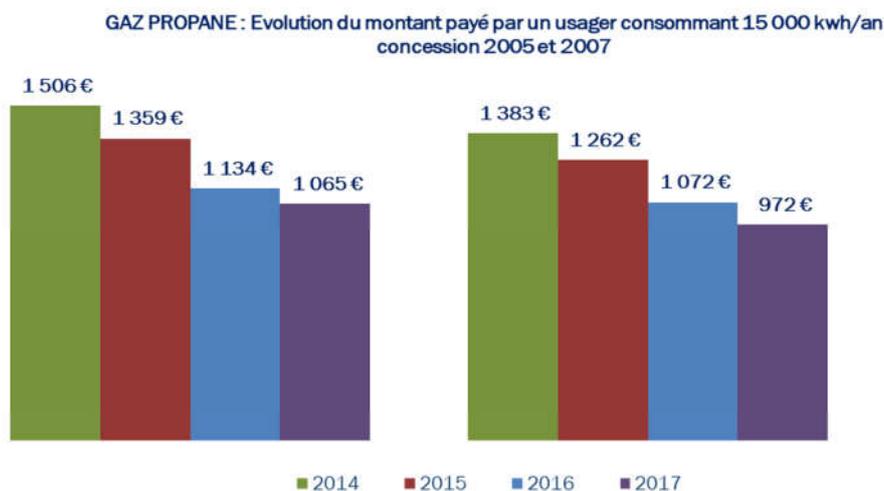
Pour mémoire et concernant les concessions 2005 et 2007, les consommations sont en partie estimées (provisions) sur la période de septembre (dernier relevé du compteur de l'année) à décembre de l'année N. Cette évaluation des consommations est alors régularisée en année N+1. Ces modalités de facturation peuvent parfois générer des régularisations de facturation.

Le concessionnaire a expliqué que pour les concessions GRD Gaz naturel (2008), les consommations sont réelles puisqu'elles font l'objet de relevés quotidiens au PITD (Point d'Interface Transport Distribution).

Suite à la mise en œuvre d'un nouveau système informatique (SI) au cours de l'année 2015, le concessionnaire a décrit sa nouvelle méthode de calcul des volumes consommés annuels : les consommations estimées sont désormais corrigées des conditions climatiques mais ne sont prennent pas en compte la composition familiale.

La consommation est stable pour les 3 concessions après des évolutions différentes compte tenu des modalités de facturation précisées ci-dessus (concession 2005 et 2008 (+ 8%) et concession 2008 (-17%). Il est à noter par ailleurs, une rigueur climatique moindre en 2017 mais à considérer sur la saison de chauffe 2016/2017, 2016 dont la rigueur climatique était assez marquée.

1.4. Le montant payé par an par un usager domestique au gaz propane (B0) consommant 15 000 kWh par an



Il est à noter une baisse de 7,5% du montant payé par l'utilisateur domestique.

1.5. La facturation

Pour mémoire, le volume consommé facturé à l'utilisateur est une estimation réalisée selon sa consommation annuelle de référence (période antérieure) et de son profil de consommation (station météo de rattachement). L'estimation ne tient pas compte de la consommation familiale.

Depuis 2016, le concédant constate un manquement du concessionnaire dans le conseil tarifaire. Cela n'a pas fait l'objet d'actions d'améliorations depuis. L'autorité concédante rappelle que le conseil tarifaire demeure une obligation du concessionnaire, le médiateur national de l'énergie (MNE) a d'ailleurs été amené à appliquer des pénalités en la matière.

1.6. La relève

La relève est effectuée deux fois par an par un prestataire, elle est externalisée à 100%. En 2017, tous les compteurs sont accessibles du domaine public.

Le concessionnaire n'a pas modifié sa procédure lui permettant d'atteindre un taux de relève de 100% :

- En cas d'échec de la relève, le prestataire dépose un avis de passage invitant l'utilisateur à le contacter.
- Une seconde tournée de relève est organisée, en cas de nouvel échec de relève, le service client contacte par téléphone l'utilisateur de manière à récupérer ses index de relève.

Par ailleurs, depuis mai 2016, le concessionnaire a développé un service d'auto relève accessible en ligne sur "l'espace client" : 36 usagers des concessions utilisent ce nouveau service en 2017.

Les index sont à saisir 15 jours avant l'édition de la facture (6 factures annuelles). Le concessionnaire a confirmé que suite à l'édition d'une facture, si l'utilisateur s'aperçoit que les index estimés qui lui ont été facturés sont erronés, la consommation qui lui a été facturée ne pourra être rectifiée qu'à l'édition de la facture suivante.

1.7. Le suivi de la garantie des services pour les 3 concessions

En ce qui concerne les concessions 2005 et 2007, le suivi de la garantie des services (GDS) telle que fixée par le cahier des charges n'est pas réalisé par le concessionnaire et n'a pu être contrôlé par le concédant.

Le concessionnaire a indiqué que son système informatique devrait permettre de restituer les données relatives au suivi de la garantie des services fin 2018.

Le concessionnaire n'a pas été en mesure de mentionner le nombre prestations réalisées ainsi que le nombre de celles qui auraient été réalisées hors délai catalogue, et généré une indemnisation systématique pour délai non tenu de son seul fait (conformément à la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 avril 2014 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2014).

Le concessionnaire n'a transmis aucune donnée à la CRE en ce qui concerne le nombre de prestations non exécutées de son seul fait.

1.8. Les prestations : audit spécifique

Pour mémoire lors des précédents audits, le concédant avait souligné la nécessité de fiabiliser la facturation des prestations ; les conclusions avaient mis en évidence l'inégalité de traitement des usagers pour la facturation de certaines prestations. En effet, des mises en services ne sont pas facturées aux usagers résidant chez un bailleur social. Si sur le principe l'autorité concédante n'y semble pas opposée, il n'en reste pas moins que ce point n'est pas mentionné au cahier des charges, ces accords doivent être formalisés par avenant au cahier des charges. En 2017, le concédant a constaté deux manquements du concessionnaire :

- La facturation d'une prestation non mentionnée au cahier des charges : il s'agit de «la location du poste». Le concessionnaire a indiqué que c'est une solution proposée à l'utilisateur qui ne veut pas acheter le poste. D'autre part, dans le cas où l'utilisateur achète le poste, dans la majorité des cas, il ne fait pas la maintenance nécessaire.
- Des gestes commerciaux (ex 50% sur des frais de raccordement, gratuité de certaines mises en service) : pour le concédant, il s'agit d'un détournement de la grille tarifaire et d'une décision unilatérale du concessionnaire qui aurait dû être évoquée au préalable avec les instances du SDEC Energie. Suite à la mission 2018, le concessionnaire a décidé de ne plus procéder à des gestes commerciaux et a proposé un avenant au contrat de concession relatif à la prestation la location du poste ».

Enfin, suite à la mise en œuvre du nouveau système d'informations, les tarifs des prestations sont maintenant définis au niveau de chaque concession et s'appliquent automatiquement. Le concédant souligne l'optimisation de la facturation et le suivi des prestations de façon automatisée, cela permettant ainsi d'éviter les erreurs générées par des saisies manuelles qui avaient pu être auparavant détectées.

1.9. La procédure d'impayés et le fonds de solidarité Energie

Le concessionnaire a indiqué ne pas avoir changé de procédure dans sa gestion des impayés d'énergie.

En 2017, 1 seul usager a été coupé contre 10 en 2016. Plusieurs raisons sont évoquées : baisse du coût de la molécule, baisse des consommations et davantage de prévention et d'action en amont (ex : demande de communication de l'index réel en cours de période afin d'ajuster l'échéancier en fonction de la consommation réelle).

1.10 La satisfaction : audit spécifique sur les réclamations

ANTARGAZ n'a pas mené d'enquête de satisfaction depuis 2009 auprès des usagers des trois concessions.

Le concessionnaire a fourni le registre des réclamations.

Pour l'année 2017, 144 réclamations sont recensées (135 en 2016) et concernent au principal des contestations d'échéanciers et de factures.

1.11. L'accueil

Accueil physique : lieu	Mairie						
	Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
Accueil physique : horaires (en cas de besoins)	Sur rendez-vous						
Accueil téléphonique : horaires	9h-17h	9h-17h	9h-17h	9h-17h	9h-17h	-	-

Le service de gestion de la clientèle d'ANTARGAZ Distribution pour les concessions propane 2005 et 2007 se situe à NANCY, 109, Bd d'Haussonville 54000 NANCY.

Les numéros de téléphone des différents services sont :

- Renseignement ANTARGAZ : 32.40 (coût d'appel local depuis un poste fixe) ;
- Service client : 09.74.75.17.51 (coût d'appel local depuis un poste fixe) ;
- Sécurité (24h/24h) : 0801.01.07.07 Nota : Le numéro sécurité a évolué pour passer sur une numérotation gratuite en 080. La campagne d'affichage du nouveau numéro a été assurée sur l'ensemble des réseaux sur l'année lors des visites de surveillance annuelles. L'ancien numéro continue d'être fonctionnel.

1.12. Bilan de la partie usagers

Points forts	Les opérations de commercialisation et de densification sont engagées par le concessionnaire
	Proposition d'un avenant pour la prestation de location de poste et la suppression des gestes commerciaux non validés par le concédant.
Points en attente ou à améliorer	L'absence d'automatisation du conseil tarifaire
	Le non suivi de la garantie de services

2. LES TRAVAUX

Le contrôle des 3 concessions 2005, 2007 et 2008, pour la partie « TRAVAUX », s'intéresse aux travaux réalisés par le concessionnaire ANTARGAZ FINAGAZ sur les réseaux au regard de ses obligations contractuelles. Les informations analysées peuvent concerner :

- les travaux d'extension des réseaux,
- les travaux de densification des réseaux (c'est-à-dire les raccordements sans extension),
- les travaux de renforcement,
- pour les réseaux les plus anciens, les travaux de renouvellement,
- les travaux de maintenance,
- les branchements créés,
- les informations aux communes, aux usagers et au SDEC ENERGIE à l'occasion de ces travaux (études de rentabilité, dossier travaux, etc.) ...

Pour étendre les réseaux de distribution publique de gaz sur les 3 concessions, ANTARGAZ FINAGAZ rencontre individuellement l'ensemble des communes pour connaître leurs prévisions de travaux et d'expansion d'urbanisation.

Pour l'ensemble des 3 concessions 2005, 2007 et 2008, depuis 2010 et l'atteinte des engagements contractuels de linéaire, ANTARGAZ FINAGAZ est entré dans une phase de densification et d'extension des réseaux en fonction des demandes, dans le respect des prescriptions des cahiers des charges.

2.1. Le linéaire de réseau créé

Longueur de canalisation posée en m (hors branchement)	Concession 2005			
	2014	2015	2016	2017
Dozulé	66	-	3	-
Le-Molay-Littry	-	-	-	-
Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados)	-	-	-	-
Saint-Sylvain	-	-	-	-
Ver-sur-Mer	-	-	-	-
Total par année	66	-	3	-

Sur la concession 2005, aucune nouvelle canalisation n'a été posée en 2017 par le concessionnaire.

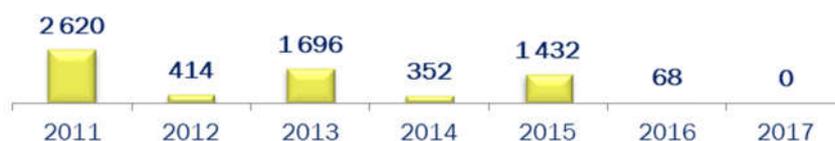
Longueur de canalisation posée en m (hors branchement)	Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	-	92	-	-
Grandcamp Maisy	-	70	-	-
Val d'Arry (Noyers Bocage)	-	-	-	-
Saint Martin de la Lieue	-	-	-	-
Thaon	-	953	65	-
Le Hom (Thury Harcourt)	222	-	-	-
Total par année	222	1 115	65	-

Sur la concession 2007, ANTARGAZ FINAGAZ n'a réalisé aucune extension du réseau de gaz en 2017.

Longueur de canalisation posée en m (hors branchement)	Concession 2008			
	2014	2015	2016	2017
Cricqueboeuf	-	-	-	-
Grainville sur Odon	64	-	-	-
Mondrainville	-	317	-	-
Total par année	64	317	-	-

Sur la concession 2008, le concessionnaire n'a posé aucune nouvelle canalisation.

Evolution du linéaire de canalisations de réseau posées en m par année pour l'ensemble des DSP



Sur l'exercice examiné, le concessionnaire n'a posé aucune nouvelle canalisation sur les trois concessions. Le concédant attend du concessionnaire la mise en œuvre de moyens de commercialisation adaptés. Les usagers des 3 concessions représentent en effet près d'un quart des usagers en DSP au niveau national et le linéaire de réseau de distribution 15%.

Depuis la mission de contrôle 2016, le concédant fait le constat récurrent de la nécessité d'optimiser la transmission à son attention d'informations relatives aux travaux.

L'autorité concédante a rappelé la nécessité de disposer d'une lisibilité sur l'ensemble des projets de développement ainsi que les éléments à l'origine de la décision d'investissement associée, notamment les calculs de rentabilité.

Lors de la mission de contrôle, le SDEC ENERGIE a sollicité l'envoi des études de rentabilité pour 2 projets annoncés par le concessionnaire.

Ces calculs, reçus après l'audit, comportent plusieurs erreurs et des imprécisions. Le SDEC ÉNERGIE ne dispose que d'une lisibilité partielle :

- sur le volume d'études réalisées par ANTARGAZ-FINAGAZ ;
- sur les hypothèses utilisées dans ces calculs. Les éléments produits par le délégataire se limitent aux paramètres techniques sans qu'il ne soit possible d'apprécier les composantes financières des calculs réalisés et notamment les contributions à l'équilibre qui en découlent (le cas échéant).

S'agissant spécifiquement des contributions à l'équilibre versées par les demandeurs, des interrogations doivent être émises sur :

- les modalités de leur détermination par ANTARGAZ-FINAGAZ et les conditions de leur mise en œuvre (conditions de versement, clauses de remboursement éventuels...) et ce, dans le sens de légalité de traitement des usagers ;
- la façon dont elles sont comptabilisées par le concessionnaire en tant que financement tiers (quel systématisme ?).

L'établissement des études de rentabilité (et des éventuelles contributions à l'équilibre) qui en découlent sera un axe de travail des prochaines missions de contrôle.

ANTARGAZ FINAGAZ réitère chaque année depuis la mission de contrôle 2015 son engagement à communiquer, en amont des travaux, les projets gaz des extensions prévues, conformément aux dispositions des cahiers des charges de concession. A l'issue de la mission de contrôle 2016, le concessionnaire s'était également engagé à transmettre, après la mise en service des ouvrages, les PV de réception en même temps que les Plans de Prévention de d'Intervention (PPI) mis à jour.

Cependant, aucune extension n'ayant été réalisée en 2017 par ANTARGAZ FINAGAZ, le concédant n'a pu mesurer d'amélioration quant à la communication de ces documents.

Le concessionnaire s'est également engagé à reprendre l'organisation des réunions physiques ou téléphoniques annuelles avec les communes, à associer le concédant à ces rencontres et à lui communiquer les comptes rendus de ces échanges. ANTARGAZ FINAGAZ a précisé lors de l'audit avoir contacté plusieurs communes en 2017, sans cependant y avoir associé le concédant :

- DSP 2005 : Dozulé, Le Molay-Littry, Saint-Sylvain,
- DSP 2007 : Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé), Val d'Arry (Noyers Bocage), St Martin de la Lieue, Thaon, Le Hom (Thury-Harcourt),
- DSP 2008 : Cricqueboeuf, Mondrainville.

4 communes n'ont donc pas été contactées en 2017 : Noues-de-Siennes (Saint Sever-calvados), Ver-sur-Mer, Grandcamp-Maisy, Grainville-sur-Odon.

2.2. Le nombre de branchements réalisés

Nombre de branchements (nombre de coffrets)	Concession 2005			
	2014	2015	2016	2017
Dozulé	1	-	-	1
Le-Molay-Littry	1	-	-	1
Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados)	-	1	2	-
Saint-Sylvain	-	-	-	-
Ver-sur-Mer	-	-	-	1
Nombre de branchements par année	2	1	2	3

Ratios CONCESSION 2005	2014	2015	2016	2017
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	28	28	28	27
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	44	44	42	41

Sur la concession de 2005, le linéaire moyen de réseau existant par branchement (consommateur ou non), après avoir stagné à 28 mètres depuis 2013, s'est légèrement amélioré, passant à 27 mètres en 2017. Le linéaire moyen de réseau existant par consommateur est en diminution régulière et atteint 41 mètres en 2017, ce qui reste élevé.

Le nombre de branchements inactifs, est important sur la concession 2005, bien qu'en diminution depuis 2014. En 2017, ce taux atteint 34% des branchements, soit environ 1 branchement sur 3.

Nombre de branchements (nombre de coffrets)	Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017
Caumont sur Aure (Caumont-l'Eventé)	1	5	-	1
Grandcamp-Maisy	-	1	-	-
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	1	0	-	-
Saint-Martin-de-la-Lieue	-	-1	-	-
Thaon	-	66	2	-
Le Hom (Thury-Harcourt)	4	-1	-	-
Nombre de branchements par année	6	70	2	1

Ratios CONCESSION 2007	2014	2015	2016	2017
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	26	25	25	25
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	38	38	36	34

Pour la concession de 2007, le linéaire moyen de réseau par branchement stagne depuis 2015 à 25 mètres. Le linéaire moyen de réseau posé par branchement consommateur diminue constamment. Il reste cependant important à 34 mètres en 2017.

Le nombre de branchements inactifs sur la concession 2007 diminue depuis 2015. Leur proportion s'élève en 2017 à 27% des branchements, soit un peu plus d'un branchement sur 4.

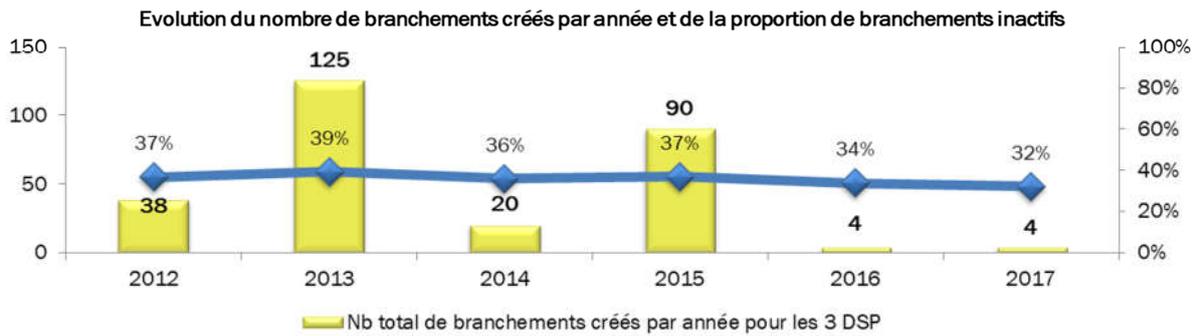
Nombre de branchements (nombre de coffrets)	Concession 2008			
	2014	2015	2016	2017
Cricqueboeuf	-	-	-	-
Grainville sur Odon	12	-	-	-
Mondrainville	-	19	-	-
Nombre de branchements par année	12	19	-	-

Ratios CONCESSION 2008	2014	2015	2016	2017
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	31	30	30	30
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	55	52	52	50

Pour la concession 2008, le ratio stagne depuis 2015 à 30 mètres par branchement. Il reste supérieur à ceux enregistrés pour les concessions 2005 et 2007 du fait de la nécessité d'avoir posé 495 m de réseau pour la seule alimentation du centre hospitalier de Cricqueboeuf.

Le linéaire moyen de réseau existant par consommateur est le plus important des 3 concessions avec 50 m en 2017.

Le nombre de branchements inactifs sur la concession 2008 est également important. Leur proportion diminue depuis 2014 pour atteindre 39% des branchements en 2017, soit près de 2 branchements sur 5.



En 2017, comme en 2016, seulement 4 branchements individuels ont été mis en service. L'investissement correspondant s'est élevé à 10 927 € (2 731,75 € par unité). L'ensemble de ces 4 raccordements a été mis en service dans le cadre de la densification.

Pour l'ensemble des 3 concessions, la longueur cumulée moyenne de réseau par branchement est inférieure à 30 mètres (27 mètres depuis 2015). Ce résultat démontre que les communes desservies avaient un fort potentiel.

Ce résultat demeure cependant élevé au regard des obligations du cahier des charges (25 m d'extension par branchement).

Pour améliorer l'économie des concessions, il reste à diminuer la longueur moyenne de réseau cumulé par consommateur (40 mètres en 2017), par des programmes actifs et efficaces de densification et à diminuer le taux de compteurs inactifs (32%).

2.3. Bilan de la partie « travaux »

Point fort	Pour les 3 concessions : le linéaire de réseau moyen par branchement (consommateur et non consommateur) est inférieur ou égal à 30 m.
Points en attente	Etendre l'organisation des rencontres annuelles à chaque commune des DSP en y associant le concédant afin d'étudier toutes les opportunités de densifier et/ou étendre les réseaux en coordination avec les projets communaux.
	Fournir des informations détaillées sur les moyens dévolus à la densification du réseau et à la gestion des branchements inactifs afin d'améliorer la commercialisation des concessions.
	Transmettre au SDEC ENERGIE (demande récurrente) : - des informations plus régulières sur les suites données aux dossiers et les éventuelles modifications de projets de travaux, - systématiquement les projets gaz et les études de rentabilité.

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. Le linéaire de réseau

Les engagements des 3 contrats de concessions étant atteints, ANTARGAZ réalise désormais des extensions des réseaux en fonction des demandes.

Concession 2005 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	2014	2015	2016	2017
Dozulé	3 762	3 762	3 762	3 762
Le-Molay-Littry	5 138	5 138	5 138	5 138
Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados)	4 410	4 410	4 410	4 410
Saint-Sylvain	2 131	2 131	2 131	2 131
Ver-sur-Mer	1 654	1 654	1 654	1 654
Total	17 095	17 095	17 095	17 095

Le linéaire de réseau de distribution (hors branchement) pour la concession 2005 n'a pas évolué depuis 2014.

Concession 2007 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	2014	2015	2016	2017
Caumont sur Aure (Caumont-l'Eventé)	4 168	4 260	4 260	4 260
Grandcamp-Maisy	2 692	2 762	2 762	2 762
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	579	579	579	579
Saint-Martin-de-la-Lieue	700	700	700	700
Thaon	1 098	2 051	2 116	2 116
Le Hom (Thury-Harcourt)	5 582	5 582	5 582	5 582
Total	14 819	15 934	15 999	15 999

Le linéaire de réseau (hors branchements) posé sur la concession 2007 n'a pas évolué depuis 2016.

Concession 2008 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	2014	2015	2016	2017
Cricqueboeuf	2 250	2 250	2 250	2 250
Grainville-sur-Odon	4 256	4 256	4 256	4 256
Mondrainville	1 968	2 285	2 285	2 285
Total	8 474	8 791	8 791	8 791

Le linéaire de réseau (hors branchements) posé sur la concession 2008 n'a pas évolué depuis 2015.

Les concessions 2005 et 2007 alimentées en gaz propane regroupent 79% du linéaire exploité par ANTARGAZ-FINAGAZ.

Quelle que soit la concession considérée, les réseaux sont exclusivement exploités en moyenne pression (1,5 bars pour les DSP 2005 et 2007 et 4 bars pour la DSP 2008) et constitués en polyéthylène haute densité ; caractéristiques cohérentes avec les techniques de pose récente.

Rapporté au service rendu, le linéaire moyen par usager consommateur atteint un niveau relativement élevé puisqu'il atteint 39,6 mètres, en baisse de 2,7% (-1,1 m) par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est principalement due à la DSP 2005 sur laquelle les trois-quarts des branchements 2017 ont été créés.

3.2. Linéaire de branchement

CONCESSION 2005 Linéaire de branchement en m	2014	2015	2016	2017
Dozulé	887	887	891	894
Le Molay Littry	1 001	1 001	1 001	1 004
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	1 051	1 051	1 055	1 055
Saint Sylvain	309	309	309	309
Ver sur Mer	215	215	215	218
Total	3 463	3 463	3 471	3 480

Le linéaire de branchements de la concession 2005 évolue légèrement (+0,3%) entre 2016 et 2017 grâce à 3 branchements créés sur les communes de Dozulé, Le Molay Littry et Ver sur Mer.

CONCESSION 2007 Linéaire de branchement en m	2014	2015	2016	2017
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	886	930	930	933
Grandcamp Maisy	694	702	702	702
Val d'Arry (Noyers Bocage)	79	79	79	79
Saint Martin de la lieue	148	135	135	135
Thaon	206	514	524	524
Le Hom (Thury Harcourt)	1 554	1 557	1 557	1 557
Total	3 567	3 917	3 927	3 930

En 2017, pour la concession 2007, on note une très légère augmentation du linéaire de branchement (+0,1%), en raison de la réalisation d'un seul branchement sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé).

CONCESSION 2008 Linéaire de branchement en m	2014	2015	2016	2017
Cricqueboeuf	187	187	187	187
Grainville sur Odon	938	938	938	938
Mondrainville	315	419	419	419
Total	1 440	1 544	1 544	1 544

Le concessionnaire n'a réalisé aucun branchement depuis 2016 sur la concession 2008.

3.3. Les citernes de stockage

En fonction de l'inter distance importante entre certaines demandes d'alimentation en gaz, des réseaux séparés ont été construits sur certaines communes, nécessitant l'implantation de plusieurs sites de stockages distincts. Les réseaux de distribution publique de gaz propane permettent ainsi de répondre à ces demandes, contrairement au réseau de distribution publique de gaz naturel qui doit être jointif.

Le SDEC ENERGIE attire l'attention du concessionnaire sur la nécessité de l'informer des évolutions des réseaux, comme des stockages. Il rappelle que les dispositions du cahier des charges prévoient que la création de nouveaux sites de stockage est soumise à l'autorité concédante.

Concession 2005 Type de citernes posées en tonne	1,75 T	3,2 T	6,7 T	12,5 T	Nb total
Dozulé	4	7	-	-	11
Le-Molay-Littry	2	-	2	-	4
Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados)	2	-	-	2	4
Saint-Sylvain	-	4	-	-	4
Ver-sur-Mer	-	3	-	-	3
Total	8	14	2	2	26

Le nombre de citernes (26) de la concession 2005 n'a pas évolué depuis 2015.

La DSP comptabilise 9 sites de stockage répartis sur 5 communes. La commune de Dozulé est celle qui compte depuis 2015 le nombre de sites de stockage le plus important avec trois sites distincts, soit 1/3 de l'ensemble des sites de la DSP 2005. C'est aussi la commune qui possède la capacité de stockage la plus importante avec total de 29,4 tonnes.

Concession 2007 Type de citernes posées en tonne	1,75 T	3,2 T	12,5 T	Nb total
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	-	-	2	2
Grandcamp Maisy	-	8	-	8
Val d'Arry (Noyers Bocage)	6	-	-	6
Saint Martin de la Lieue	-	3	-	3
Thaon	5	2	-	7
Le Hom (Thury Harcourt)	1	-	2	3
Total	12	13	4	29

Le nombre de citernes (29) sur la concession 2007 est stable depuis 2016.

La commune de THAON comptabilise, depuis 2016, 5 sites de stockage, soit 42% de l'ensemble des 12 sites de la DSP 2007. La commune Le Hom (Thury Harcourt) possède la capacité de stockage la plus importante avec total de 26,8 tonnes.

La contenance globale atteint 209,8 tonnes soit, en moyenne 10 tonnes par site de stockage. 54% de cette capacité de stockage est localisé sur la concession de 2007.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation de 2,9 GWh, c'est-à-dire de 20% à 23% des consommations annuelles constatées sur ces deux concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage apparaissent nettement surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

Plus des trois quart des citernes de stockage (78%) sont enterrées, soit 43 des 55 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les phénomènes de corrosion.

En lien avec les analyses réalisées sur les aspects comptables et financiers, l'inventaire des citernes de stockage reste fragile et peu exhaustif. En effet, si les années d'acquisition de citernes peuvent être identifiées dans l'inventaire comptable non retraité (inventaire « SAGE »), leurs années de pose restent inconnues du concessionnaire (notamment pour les citernes de petite capacité).

Cette situation ne semble pas dommageable à l'activité d'entretien et de maintenance des citernes par le délégataire mais vient limiter la connaissance patrimoniale de ces équipements.

3.4. Le nombre de compteurs

On observe un écart entre le nombre de compteur et le nombre d'usagers consommateurs (57 en 2017). La concession 2005 compte ainsi 12% de compteurs improductifs. ANTARGAZ-FINAGAZ explique celui-ci par le fait qu'il s'agit d'un turnover des usagers sur les logements (locataires, vente).

Les données sont arrêtées au 31 décembre de l'année N et certains logements sont vacants sans pour autant que le compteur soit retiré, car en attente de l'arrivée d'un nouvel usager.

On observe un écart entre le nombre de compteurs et le nombre d'usagers consommateurs sur la concession 2007 : 14 en 2017. Cela représente 3% de compteurs improductifs.

L'hôpital et la clinique de Cricqueboeuf sont équipés de compteurs G100 qui ne font pas partie de la concession.

On observe également un écart entre le nombre de compteurs et le nombre d'usagers consommateurs sur la concession 2008 (6 consommateurs de plus que de compteurs en 2017). Cet écart n'est pas expliqué. L'écart inverse représente les compteurs improductifs.

Nb de compteurs au 31 décembre de chaque année (stock déclaré)	2014	2015	2016	2017
DSP 2005	399	412	419	471
DSP 2007	404	447	453	483
DSP 2008	175	171	170	170
TOTAL des 3 concessions	978	1 030	1 042	1 124

Au terme de l'exercice 2017, le concessionnaire ANTARGAZ-FINAGAZ fait état d'une capacité de raccordement terminale inopérante de 37% (38% sur la DSP 2005, 35% sur la DSP 2007 et 42% sur la DSP 2008). Ainsi, se sont 631 points de livraison qui ne délivrent pas, ou plus, de gaz.

Ces taux élevés conduisent à s'interroger sur la politique commerciale d'ANTARGAZ-FINAGAZ et les actions qu'il met en œuvre au titre de la densification des réseaux existants. Le concessionnaire envisage trois actions de communications, en 2018, pour densifier les réseaux, mais également pour inciter les abonnés, dont le compteur est resté fermé jusqu'à maintenant, à faire les démarches pour ouvrir leur compteur.

Par ailleurs, les investissements associés (réalisés pour le compte de la Collectivité) viennent alourdir les charges d'investissement sur les DSP sans compensation par des recettes d'acheminement ou de vente de gaz. Le résultat d'exploitation des concessions se trouve de fait dégradé.

3.5. Le nombre de vannes

Les vannes permettent d'isoler une partie de réseau défaillant tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

Concession 2005 Nombre de vannes	2014	2015	2016	2017
Dozulé	7	7	7	7
Le-Molay-Littry	14	14	14	14
Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados)	10	10	10	10
Saint-Sylvain	6	6	6	6
Ver-sur-Mer	3	3	3	3

Total cumulé vannes	40	40	40	40
Linéaire de réseau hors branchement en m	17 095	17 095	17 095	17 095
Linéaire moyen de réseau par vanne en m	427	427	427	427
Nb de consommateurs cumulé	390	389	410	414
Nb moyen de consommateurs par vanne	10	10	10	10

Depuis 2010, aucune nouvelle vanne n'a été posée sur la concession 2005.

En moyenne sur celle-ci, une vanne est posée tous les 427 mètres et correspond à une moyenne de 10 usagers consommateurs.

Notons que le concessionnaire devra faire preuve de davantage de rigueur dans la constitution de son inventaire en l'absence de corrections d'anomalies soulevées par le SDEC ENERGIE d'une année sur l'autre (carence depuis 5 exercices d'une vanne en PE 110 localisée sur la commune de Saint-Sylvain).

Concession 2007 Nombre de vannes	2014	2015	2016	2017
Caumont sur Aure (Caumont-l'Eventé)	9	9	9	9
Grandcamp-Maisy	6	6	6	6
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	3	3	3	3
Saint-Martin-de-la-Lieue	3	3	3	3
Thaon	3	5	6	6
Le Hom (Thury-Harcourt)	14	14	14	14
Total cumulé vannes	38	40	41	41
Linéaire de réseau hors branchement en m	14 819	15 934	15 999	15 999
Linéaire moyen de réseau par vanne en m	390	398	390	390
Nb de consommateurs cumulés	393	420	450	469
Nb moyen de consommateurs par vanne	10	11	11	11

Sur la concession 2007, aucune vanne n'a été posée depuis 2016.

En moyenne sur cette concession, une vanne est posée tous les 390 mètres et correspond à une moyenne de 11 usagers consommateurs.

Le concessionnaire a transmis plusieurs inventaires des vannes concernant les données 2017. L'inventaire initial comportait des erreurs sur le type de vanne (robinets de réservoirs) pour la commune de THAON. Le concessionnaire devra être plus vigilant sur la fiabilité des données fournies.

Concession 2008 Nombre de vannes	2014	2015	2016	2017
Cricqueboeuf	6	6	6	6
Grainville-sur-Odon	9	9	9	9
Mondrainville	4	5	5	5
Total cumulé vannes	19	20	20	20
Linéaire de réseau hors branchement en m	8 474	8 791	8 791	8 791
Linéaire moyen de réseau par vanne en m	446	440	440	440
Nb de consommateurs cumulés	153	169	170	176
Nb moyen de consommateurs par vanne	8	8	9	9

Sur la concession 2008, aucune vanne n'a été posée depuis 2015.

En moyenne sur cette concession en 2015, une vanne est posée tous les 440 mètres. Ce linéaire reste plus élevé que sur les concessions de 2005 et 2007. Ce constat s'explique par le linéaire important de

réseau qu'il a été nécessaire de réaliser pour alimenter le centre hospitalier de Cricqueboeuf (aucun usager n'est raccordé sur cette portion de réseau). Cependant, en moyenne, une vanne correspond à 9 usagers consommateurs.

3.6 La cartographie des ouvrages

En 2009, le SDEC ENERGIE et ANTARGAZ FINAGAZ ont signé une convention d'échange cartographique relative aux ouvrages de distribution public de gaz posés par le concessionnaire.

Les rapprochements réalisés par le SDEC ENERGIE entre des inventaires techniques et la cartographie des réseaux conduisent à identifier des écarts récurrents, plus ou moins importants.

Pour les données 2017, des écarts de longueurs de 7 à 11% sont constatés sur plusieurs communes (Grandcamp Maisy, Val d'Arry (Noyers-Bocage), Le Hom (Thury-Harcourt) et Cricqueboeuf). Le différentiel pour les 3 DSP a augmenté de 266 mètres par rapport à celui observé en 2016.

Pour les données 2017, il s'élève à 2 236 mètres (en valeurs absolues), soit 4% du linéaire technique.

Le concessionnaire a reconnu, et indique avoir corrigé, plusieurs anomalies sur les données cartographiques. Il précise avoir subi des problèmes d'extraction des données cartographiques. Il explique également une partie des écarts et des modifications d'information par des modifications de plans, à la suite des détections des réseaux.

Le SDEC ENERGIE attend la mise en œuvre de rectifications afin d'améliorer encore la cohérence des inventaires.

3.7. Bilan de la partie « ouvrages »

Points d'amélioration	Améliorer les inventaires techniques notamment pour ce qui concerne les citernes et les vannes.
	Informier en amont le concédant des évolutions des réseaux et des stockages (justifier les choix technico-économiques).
	Améliorer encore la cohérence des linéaires de réseaux des inventaires techniques avec les données cartographiques.

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE

Depuis 2016, deux entreprises d'intervention d'urgence travaillent en groupement sur le territoire de la concession pour ANTARGAZ-FINAGAZ : les entreprises SATO et BERNASCONI TP. La société BERNASCONI intervient sur la partie Ouest du département, tandis que la société SATO intervient sur la partie est et sud.

Le concessionnaire a réalisé deux audits en 2017 auprès de l'une de ces entreprises de sécurité/dépannage sur les communes de SAINT SYLVAIN et de THAON.

ANTARGAZ-FINAGAZ indique en conclusion de ces audits ""Bonne connaissance et bonne maîtrise du technicien"". Il recense également la mise en œuvre plusieurs actions :

- formation complète de l'ensemble du personnel de l'entreprise BERNASCONI,
- inventaire du matériel,
- changement de prestataire de gestion des appels depuis novembre 2017 (le groupement a mis en place un centre d'appel unique),
- mise en place d'un SI pour les prestataires d'urgence avec accès à la cartographie des réseaux à jour et aux coordonnées GPS des stockages.

4.1. Les incidents réellement constatés

	Concession 2005				Concession 2007				Concession 2008			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Incidents sur ouvrage en concession	2	-	2	13	-	3	1	0	1	1	3	3
Incidents sur ouvrage hors concession	4	3	1	4	2	3	-	5	-	1	2	1

Pour les 3 concessions, ANTARGAZ-FINAGAZ a recensé, via les appels de tiers, 26 incidents dont 16 concernaient le réseau exploité et 10 correspondant à des ouvrages qui ne sont pas sous la responsabilité du concessionnaire (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.).

Le nombre d'incidents a fortement augmenté en 2017. Cette augmentation se concentre principalement sur la DSP 2005. Le concessionnaire indique que le recensement des incidents est automatisé depuis fin 2017 sans pour autant faire un lien avec l'augmentation du nombre d'incidents.

Le concessionnaire n'a pas communiqué le nombre d'usagers coupés lors des interventions d'urgence 2017. Cependant, l'incident majeur survenu sur la commune de LE MOLAY LITTRY a provoqué la rupture d'alimentation des 142 usagers de la commune.

4.2. Les constats, sièges et causes des incidents constatés

		Concession 2005				Concession 2007				Concession 2008			
		2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Motif de l'appel ou du signalement (ouvrage en et hors concession)	Fuite de gaz sans incendie	2	7	3	2	1	1	-	-	-	-	1	1
	Manque de gaz sans fuite	1	1	-	14	-	1	1	2	1	1	1	2
	Canalisation / ouvrage endommagé sans fuite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
	Odeur due autre que le gaz	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Incendies sans explosion	2	1	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-
	Autres motifs	-	-	-	1	1	4	-	-	-	1	1	-
Cause des incidents sur ouvrages en concession	Dommage sur ouvrage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
	Équipement défectueux	-	6	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
Siège des incidents sur ouvrages en concession	Réseau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
	Branchements	-	-	-	10	-	2	1	-	1	1	1	3
	Stockage	2	6	2	3	-	1	-	-	-	-	-	-

Les incidents (issus d'appels de tiers ou des visites de surveillance des réseaux) constatés sur les ouvrages gérés par le concessionnaire sont majoritairement localisés au niveau de coffrets gaz et des sites de stockage. En 2017, 81% des incidents survenus sur ouvrages exploités par le concessionnaire étaient localisés sur les branchements.

Antargaz Finagaz n'informe plus systématiquement le SDEC ENERGIE des incidents au fil de l'eau. Seul l'incident majeur a fait l'objet d'une information à l'autorité concédante.

Les rapports d'incident ne sont plus communiqués à la suite des incidents mais lors de la remise du CRAC, une fois par an.

A la suite des demandes répétées du SDEC ENERGIE, le concessionnaire a transmis, après l'audit 2018, un projet d'inventaire des incidents rassemblant leurs motifs, causes et sièges. Cependant les incidents constatés lors des visites annuelles n'y sont pas répertoriés et plusieurs précisions doivent être apportées par le concessionnaire.

4.3. La durée d'intervention de l'entreprise de maintenance sur incident

Historique des interventions (durée entre l'appel et l'arrivée sur site)		2014	2015	2016	2017
Concession 2005	Durées moyennes	00:45	01:00	01:03	01:01
	Nombre	6	3	3	17
Concession 2007	Durées moyennes	00:37	01:11	00:55	00:51
	Nombre	2	6	2	5
Concession 2008	Durées moyennes	01:19	00:50	00:57	00:49
	Nombre	1	2	4	4
Total 3 concessions	Durées moyennes	00:47	01:04	00:58	00:58
	Nombre	9	11	9	26

L'ensemble des signalements d'incident ont nécessité une intervention d'urgence de la part de l'exploitant. La durée moyenne de ces interventions est passée sous une heure en 2017 (58 minutes,

contre 1 heure et 20 minutes en 2016). Ce délai seuil est jugé comme acceptable par le concessionnaire. Notons également que le délai moyen observé en 2017, comme en 2016, est inférieur de 2 minutes au délai d'intervention d'urgence fixé dans le Contrat de Service Public signé entre GRDF et l'Etat.

4.4. Les incidents majeurs

Un incident majeur est à noter en 2017. Il s'agit de la rupture générale d'alimentation en gaz observée le 30/01/2017 sur l'ensemble de la commune LE MOLAY LITTRY (DSP 2005).

L'explication donnée par le concessionnaire à ce manque de gaz est que les 2 réservoirs alimentant le réseau étaient vides. La panne était liée à un défaut d'appréciation des seuils bas de remplissage des réservoirs par le service logistique du concessionnaire. Le réapprovisionnement a été planifié dans la journée de l'incident.

Le concessionnaire a ensuite rehaussé les seuils bas de remplissage afin que ce problème ne se reproduise plus. ANTARGAZ-FINAGAZ indique que les seuils bas sont correctement déterminés sur l'ensemble des sites de stockages.

4.5. Les dommages occasionnés par des tiers

On observe depuis 2013, une très nette augmentation du pourcentage de DICT ayant été précédée d'une DT pour les 3 concessions. Ces proportions (supérieures à 100% pour chaque concession, du fait du renouvellement des DT) limitent le risque potentiel d'incident au moment des travaux. Le concessionnaire n'a recensé aucune agression des réseaux de distribution qu'il gère.

Ce constat montre les effets de l'évolution de la réglementation. En effet, depuis 2012, des nouvelles dispositions relatives aux Demande de projet de Travaux (DT, qui remplacent les DR) et aux Déclarations d'Intention de Commencement de Travaux (DICT) sont mises en place. Ainsi, les DICT ne peuvent être réalisées que si les demandes de projet de travaux (DT) ont été effectuées au moment de l'étude des projets, permettant ainsi, par une bonne connaissance des réseaux existants, de limiter les accidents lors de la réalisation des travaux.

4.6. La surveillance annuelle des réseaux en exploitation

L'infrastructure de distribution du gaz doit faire l'objet d'une surveillance de la part de l'exploitant en conséquence des obligations réglementaires définies majoritairement par l'arrêté du 13 juillet 2000, l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression (stockages) et les dispositions contractuelles.

Selon le concessionnaire, l'ensemble des linéaires de réseau de plus d'un an de mise en service a été surveillé en 2017. Cette surveillance consiste en une visite pédestre sur l'ensemble du réseau, la vérification de l'étanchéité des parties accessibles à l'explosimètre étalonné gaz propane ou naturel et la manœuvre des vannes.

Conformément à la réglementation, l'activité de surveillance des réseaux doit être observée sur le moyen terme (4 années), voire en deçà dans le cas des réseaux mis en service dans les 12 mois. Compte tenu des niveaux de surveillance indiqués, le bilan de l'activité d'ANTARGAZ-FINAGAZ sur la période 2014-2017 ne suscite pas de réserves particulières.

Malgré les demandes récurrentes du SDEC ENERGIE, Antargaz Finagaz communique seulement un programme estimatif de surveillance des réseaux et n'informe pas ou tardivement le concédant et les communes des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance.

Le concessionnaire a réalisé 26 visites annuelles des réseaux en exploitation en 2017 concernant les 21 réseaux répartis sur 14 communes. Il n'a constaté aucune fuite sur le réseau, ce constat n'intègre pas les micro-fuites sur les ouvrages de stockage.

Les moyens mis en œuvre pour la recherche systématique de fuites sur les canalisations de distribution assurent aussi un contrôle de l'étanchéité des robinets de réseau. La surveillance des robinets requiert également de s'assurer de leur accessibilité et de leur manœuvrabilité, tel qu'il est précisé par la RSDG.

Les ouvrages collectifs d'immeuble à l'aval des branchements collectifs exploités par ANTARGAZ-FINAGAZ n'ont pas été rétrocédés à l'exploitation.

En matière de surveillance et de maintenance, l'article 29 de l'arrêté du 2 août 1977 précise que « Les installations situées entre l'organe de coupure visé au 13 (1°) et les compteurs individuels ou, à défaut de compteurs, les robinets de coupure individuels visés à l'article 13 (2°) inclus, et non placés sous la garde du distributeur, doivent faire l'objet d'un contrat d'entretien écrit et passé avec le distributeur ou une entreprise de service compétent avec l'accord du distributeur ».

Les comptes rendus des contrôles périodiques réalisés sur la commune de Caumont l'Éventé font état depuis plusieurs exercices d'une activité de surveillance de ces ouvrages collectifs d'immeuble par le concessionnaire. Lors de la mission de contrôle 2018, le concessionnaire a précisé au sujet de ces ouvrages collectifs d'immeuble situés à l'aval des branchements collectifs qu'il exploite, qu'il n'est pas responsable des installations intérieures : « Toutefois, lors des surveillances périodiques, nous réalisons une surveillance de ces installations et nous intervenons en cas d'urgence. »

4.7. La surveillance annuelle des citernes

Pour l'entretien des citernes, le nettoyage des réservoirs « petit vrac » (<3,2t) est effectué tous les 3 ans lors de l'inspection périodique. Pour les réservoirs « Gros Vrac » (>3,2t), le Technicien d'Intervention et de Maintenance (TIM) évalue la nécessité de nettoyer le réservoir ou pas lors de l'intervention de surveillance du réseau.

En application des dispositions de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression, les citernes de stockage sont soumises à des inspections périodiques ne pouvant pas excéder 40 mois ainsi qu'à des requalifications périodiques au plus tard tous les 10 ans. Les inspections périodiques supposent notamment une vérification extérieure, un examen des accessoires de sécurité et de toutes les parties visibles après mises à nu et démontage de tous les éléments amovibles ainsi que toutes vérifications utiles.

En 2017, 4 inspections périodiques des citernes de stockage ont été réalisées. Elles concernaient 12 citernes réparties sur 4 communes.

La protection cathodique active des citernes enterrées est réalisée tous les 3 ans par un prestataire extérieur. Les potentiels électrolytiques sont mesurés au niveau des prises de potentiels installées sur chaque citerne. En cas de potentiels anormaux relevés, les anodes sacrificielles sont renouvelées.

4.8 La vérification périodique des compteurs par étalonnage

Le concessionnaire n'a pas apporté d'informations relatives aux opérations de Vérifications Périodiques des compteurs pour Étalonnage (ou remplacements) réalisées ou prévues.

4.9. Bilan de la partie « qualité de fourniture et sécurité »

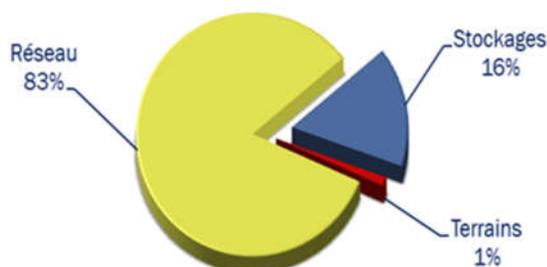
Points forts	Amélioration du recensement des incidents qui est automatisé depuis fin 2017.
Points d'amélioration	Surveiller l'augmentation du nombre d'incidents sur branchements.
	Recenser le motif, la cause et le siège des incidents détectés lors des visites annuelles pour le prochain CRAC avec les autres incidents.
Point faible (demande récurrente)	Communiquer en amont et suffisamment tôt aux communes et au SDEC ÉNERGIE, les dates précises des contrôles annuels des réseaux et des inspections périodiques du site de stockage.

5. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE

5.1. La valeur brute des ouvrages

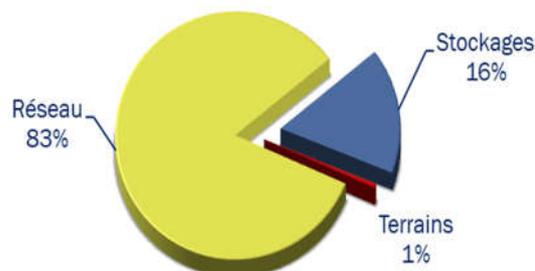
Valeurs brutes en k€	Concession 2005			
	2014	2015	2016	2017
Réseau	1 658	1 660	1 659	1 660
Stockages	278	301	321	321
Terrains	22	24	23	24
Total	1 958	1 984	2 002	2 004

DSP2005 : Répartition de la valeur brute selon le type d'ouvrage en 2017



Valeurs brutes en k€	Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017
Réseau	1 610	1 693	1 660	1 660
Stockages	263	263	330	330
Terrains	11	11	11	11
Total	1 884	1 967	2 000	2 000

DSP2007 : Répartition de la valeur brute selon le type d'ouvrage en 2017



Valeurs brutes en k€	Concession 2008			
	2014	2015	2016	2017
Réseau	688	707	686	686
Stockages	-	-	-	-
Terrains	-	-	-	-
Total	688	707	686	686

La valeur brute des ouvrages des trois concessions n'évolue que très peu en 2017 (+ 0,04%). Cette évolution est la moins importante relevée depuis l'entrée en vigueur des concessions.

Cette faible variation est liée à l'enregistrement en comptabilité d'une seule dépense d'investissements dans l'année et à une correction de valeur d'inventaire sur la commune de Dozulé (ouvrage de stockage).

Le concédant rappelle que le concessionnaire présente des inventaires avec 3 valeurs brutes distinctes et demande qu'il soit mis un terme à cette situation irrégulière qui lui interdit de connaître précisément la valeur brute du patrimoine concessif.

Le concessionnaire explique cette situation par le fait que son logiciel immobilisation n'est plus alimenté depuis octobre 2016 et précise au terme de l'audit 2018 qu'il procède à un pointage comptable des ouvrages sur les différentes communes. Le concédant souligne l'impérieuse nécessité de mettre à jour les inventaires comptables dès 2019 et il relève donc que les valeurs comptables sont

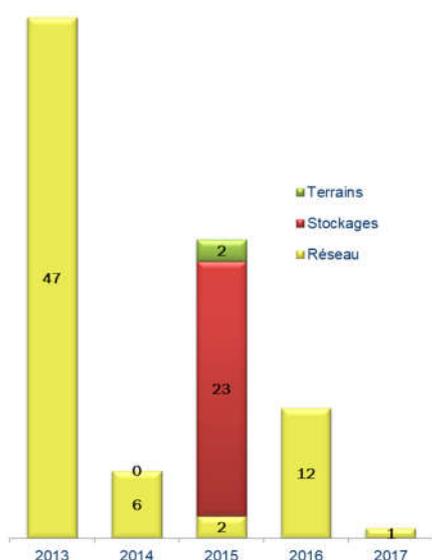
sous-estimées (valeur brute, dotations et cumuls d'amortissements) et que les montants des dotations aux amortissements aux comptes d'exploitation sont sous-évalués.

Le concédant rappelle qu'il prend en compte depuis 2016, dans le cadre des données présentées au titre du contrôle, la valeur brute qui est utilisée afin de calculer les amortissements par le concessionnaire.

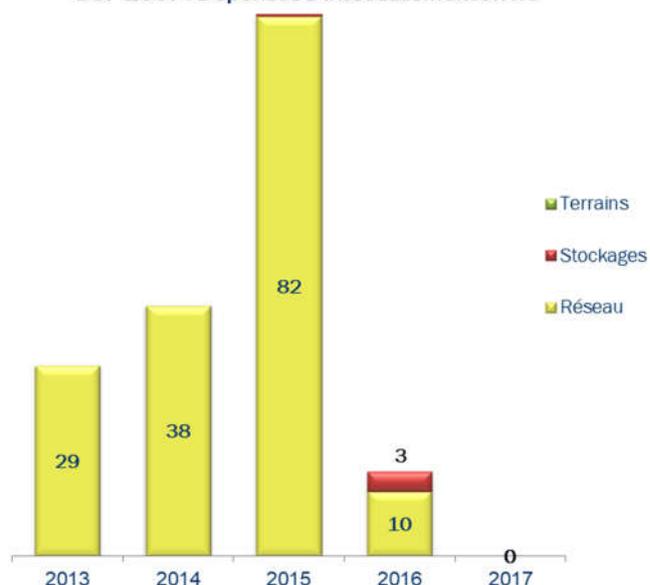
Pour rappel, seules les immobilisations financées par ANTARGAZ sont valorisées et amorties dans les comptes du concessionnaire.

5.2. Les dépenses d'investissement (réseau et branchements) en K€

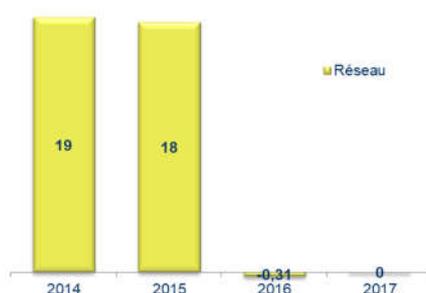
DSP 2005 : Dépenses d'investissement en k€



DSP 2007 : Dépenses d'investissement en k€



DSP 2008 : Dépenses d'investissement en k€



Depuis 2016, les dépenses d'investissements enregistrées en comptabilité sont en net retrait. On note une absence d'enregistrement en comptabilité de dépenses d'investissements sur la concession 2007 et 2008.

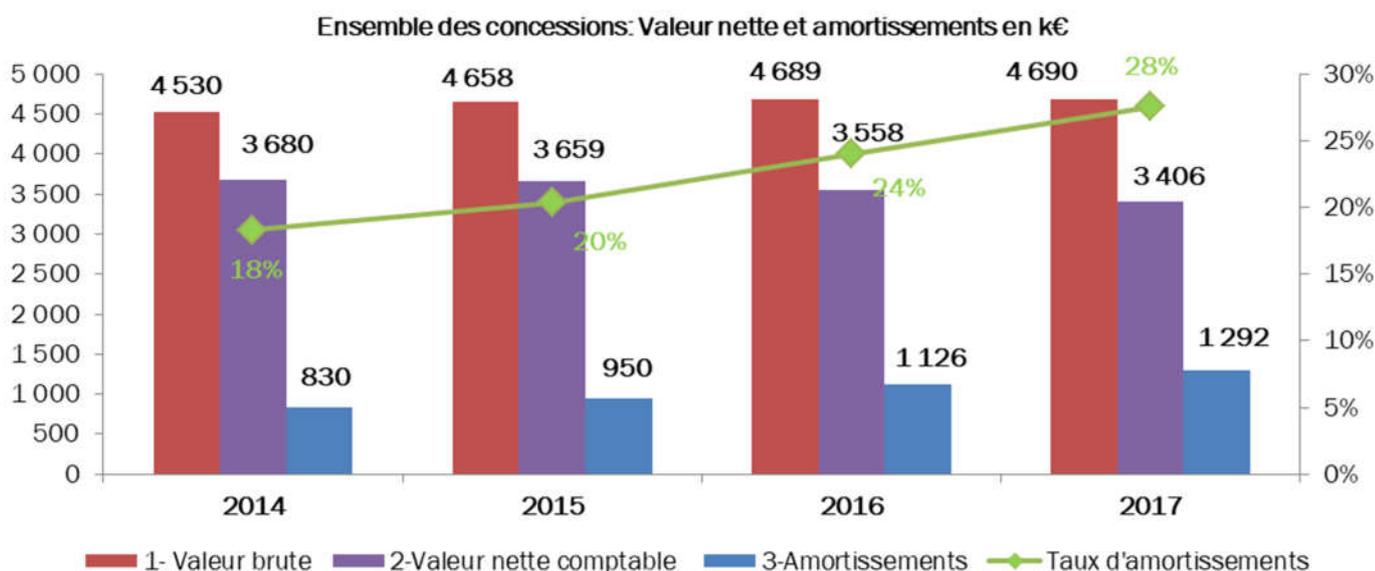
Les investissements enregistrés sur la concession 2005 se situent sur la commune de Ver sur Mer. Il s'agit de dépenses de branchement dans le cadre d'une opération de densification.

Aucune extension de réseau n'a été réalisée.

5.3 Les valeurs comptables

Valeur nette et amortissement en k€	Année 2017		
	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Valeur brute	2 004	2 000	686
Amortissement	655	542	95
Valeur nette comptable	1 350	1 466	591

Valeurs brutes en k€	Ensemble des concessions			
	2014	2015	2016	2017
Valeur brute	4 530	4 658	4 689	4 690
Amortissements	830	950	1 126	1 292
Valeur nette comptable	3 680	3 659	3 558	3 406
Taux d'amortissements	18%	20%	24%	28%



La valeur nette des ouvrages des concessions s'élève à 3 403 k€ pour les concessions 2005, 2007 et 2008.

Elle se répartit comme suit :

- Concession 2005 : 1 350 K€,
- Concession 2007 : 1 466 K€.
- Concession 2008 : 591 K€

La valeur nette est obtenue en minorant de la valeur brute le montant des amortissements pratiqués par le concessionnaire. Cette présentation doit être parfaite afin que la valeur nette ne soit minorée que les amortissements de dépréciation.

	Concessions 2005 et 2007	Concession 2008
Ouvrages	Durées d'amortissement	
Réseau	30 ans	50 ans
Branchement	30 ans	50 ans
Poste de détente	15 ans	
Aménagement et équipement divers (stockages)	30 ans	

Le concessionnaire constitue des amortissements de dépréciation sur les durées précisées ci-dessus et des amortissements de caducité calculés sur la durée de la convention de concession.

Les amortissements de caducité ne peuvent être pratiqués que dans le cas où les biens de retour reviennent gratuitement à l'autorité concédante.

Le taux d'amortissement incluant les dotations aux amortissements de caducité s'élève respectivement à 33 % pour la concession 2005, 27 % pour la concession 2007 et 14 % pour la concession 2008.

Ces données sont cependant à parfaire car le concédant a relevé l'existence d'erreurs dans le calcul des amortissements telles que :

- la constitution d'amortissement de caducité sur certain biens de reprise,
- la constitution d'amortissement de caducité sur certain biens de la concession 2008 alors que ces biens ne reviennent pas gratuitement au concédant au terme du contrat.

Ces erreurs sont récurrentes.

Elles n'ont pas fait l'objet de corrections car le concessionnaire n'a pas alimenté les inventaires comptables depuis octobre 2016. Cet état de fait entraîne donc une sous-estimation des valeurs comptables.

Le concessionnaire s'est engagé à mettre à jour les états comptables en 2019. ent gratuitement au concédant au terme du contrat.

5.4. Le droit du concédant

Aucun compte 229 n'a été mis en place par l'exploitant dans sa comptabilité malgré les demandes récurrentes du concédant.

Le concessionnaire communique pourtant un montant de droits du concédant, par immobilisation, égale à la valeur nette des ouvrages après retrait des dotations aux amortissements de caducité et de dépréciation ce qui n'est pas conforme au fonctionnement du compte du droit du concédant.

En k€	Droit du concédant
Concession 2005	1 100
Concession 2007	1 201
Concession 2008	0
Total	2 301

5.5. Le compte d'exploitation

Concession 2005 : le compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k€			
Vente d'énergie et abonnement	453	385	436	441
Recettes pour interventions et services	4	6	3	5
Reprises p u dépréciation et re prises d'amortissement de caducité sur biens de reprises	2	3	-	-
Total Recettes	459	393	439	446
	Dépenses en k€			
Charges de l'exploitation	77	79	79	75
Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	73	74	73	73
e sonnel	51	48	63	38
Publicité	-	-	-	-
Achat et acheminement d'énergie	312	206	270	331
Impôts et redevances	9	9	8	6
Total dépenses	521	416	494	523
Différence recettes - dépenses	-62	-23	-55	-77

Concession 2007 : le compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k€			
Vente d'énergie et abonnement	472	415	411	421
Recettes pour interventions et service	18	16	7	1
Reprises pour dépréciation et reprises d'amortissements de caducité sur biens de reprises	1	2	-	-
Total recettes	491	433	418	422
	Dépenses en k€			
Charges de l'exploitation	70	88	83	77
Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	66	67	70	70
Personnel	56	54	70	42
Publicité	-	-	-	-
Achat et acheminement d'énergie	326	225	239	318
Impôts et redevances	10	11	11	8
Total dépenses	528	445	473	515
Différence recettes - dépenses	-37	-12	-55	-93

Concession 2008 : le compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k€			
Vente d'énergie et abonnement	131	137	141	123
Recettes pour interventions et service	1	1	-	1
Total recettes	132	139	141	124
Dépenses en k€				
Charges de l'exploitation	25	24	20	46
Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	13	14	13	14
Personnel	23	21	29	17
Publicité	-	-	-	-
Achat et acheminement d'énergie	19	19	-	-
Impôts et redevances	6	5	7	7
Total dépenses	85	83	69	83
Différence recettes - dépenses	47	55	72	40

Les comptes d'exploitation des concessions propane 2005 et 2007 présentent une configuration similaire:

- Un volume de produits inférieur aux charges,
- Des charges en augmentation régulière avec une forte volatilité,
- Un volume de produits qui stagne,
- Des résultats nets négatifs en fort croissance.

Interrogé sur cet état de fait préoccupant, le concessionnaire souligne que l'augmentation des charges est liée à une hausse de 8% du volume facturé et une hausse du coût matière entre 2016 et 2017 et qu'il s'efforce à optimiser toutes ses DSP en améliorant le taux d'ouverture des compteurs et en densifiant les réseaux pour arriver à un résultat d'exploitation positif.

Seule la concession 2008 « gaz naturel » présente un résultat d'exploitation positif.

Le compte d'exploitation des trois concessions agrégées présente les caractéristiques suivantes :

- Pour les produits, les recettes d'énergie et d'abonnement qui représentent plus de 99% des recettes, sont en léger retrait : au niveau de chaque concession on note une légère progression de ces recettes pour les concessions 2005 et 2007 et une diminution de ces recettes pour la concession 2008. Ces évolutions sont corrélées aux évolutions du volume consommé sur chaque concession.
- Pour ce qui concerne les charges, on note une augmentation des charges au global de 8%. Au détail on relève une augmentation des charges d'achat et d'acheminement de gaz (+27%) et d'exploitation (+8%). Les charges de personnel et d'impôt et de redevances quant à elles décroissent (respectivement -40% et -21%). La dotation aux amortissements évolue de manière très limitée.

Pour ce qui concerne les charges, on relève que 85% de ces charges sont des charges indirectes pour les concessions de gaz propane. Pour ce qui concerne la concession de gaz naturel, la part des charges indirectes atteint 75%. Ces charges correspondent aux charges de personnel, d'achat et d'acheminement de gaz, et aux charges de sous-traitance, de frais de véhicule, de poste et télécommunications ainsi que les frais de siège qui sont regroupées sous le sous compte charges d'exploitation.

Le concessionnaire a fourni un tableau présentant l'assiette, les clés de répartition et la formule de calcul des charges indirectes. Cependant ce document qui ne présente pas de composantes chiffrées ne permet pas au concédant de mesurer précisément la pertinence des méthodes de calcul de ces charges.

On note pour ce qui concerne :

- les charges de personnel, une baisse importante de ces charges qui semble liée à un changement de méthode ;
- Les charges de sous-traitance, une augmentation plus ou moins importante de ces charges en fonction des concessions. Cette évolution semble liée à un élargissement de l'assiette des charges prises en compte et à un changement de méthode ;
- Les charges d'achat de gaz progressent de 36% sur la concession 2005 et 49% sur la concession 2007, cette augmentation est liée à l'augmentation du prix moyen du gaz (+38%) et dans une moindre mesure l'augmentation des volumes achetés (+3%).

Les charges directes sont au principal, les dotations aux amortissements et provisions, la redevance versée au concédant, les impôts et taxes et les assurances. Les charges de dotations aux amortissements stagnent pour les concessions 2005 et 2007, tandis qu'elles progressent légèrement pour la concession 2008. Les sommes inscrites au compte d'exploitation sont celles indiquées dans les inventaires comptables. Cependant le concessionnaire ayant souligné l'existence d'un retard saisie dans son logiciel de gestion des immobilisations, le concédant constate que ces dotations sont sous-évaluées. Le concessionnaire a précisé que les corrections devraient intervenir sur les inventaires et les compte d'exploitation qui seront transmis en 2019.

Le concédant souligne à nouveau que les résultats d'exploitation et leur évolution sont difficilement analysables car :

- Les charges indirectes restent opaques, complexes et/ou arbitraires
- Les dotations aux amortissements sont sous-estimées.

5.6. Bilan de la partie « comptabilité »

Points forts	Les obligations pesant sur le concessionnaire au terme de communication au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites
	Le résultat d'exploitation de la concession 2008 est positif
Points à améliorer	Le retard dans l'enregistrement des immobilisations doit être résorbé et les valeurs comptables corrigés dès 2019
	Les erreurs dans le calcul des dotations aux amortissements doivent être corrigées (demande récurrente)
	Un suivi d'enregistrement et de valorisation des remises gratuites doit être mis en œuvre (demande récurrente)
	Le compte 229 doit être mis en place au passif du bilan du concessionnaire (demande récurrente)
	Les droits du concédant doivent être corrigés (demande récurrente)
	Les résultats d'exploitation des concessions 2005 et 2007 doivent s'améliorer
	La lisibilité sur certaines valeurs des clefs de répartition des charges indirectes à l'origine de l'estimation des charges les plus « impactantes » doit être améliorée (demande récurrente).