



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

Mission de contrôle 2016

Rapport de contrôle



Concessions PRIMAGAZ

CONCESSIONS PRIMAGAZ

Préambule

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, collectivité en charge de l'organisation du service public de gaz, a conclu en 2005 et en 2007, des contrats de concession avec la société **PRIMAGAZ** 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 **PRIMAGAZ** 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 2016 par le **SDEC ÉNERGIE** à partir des données communiquées par le concessionnaire **PRIMAGAZ** au titre de l'année 2015.

Les 6 communes de la DSP 2005

- ANISY
- ANGUERNY
- CLINCHAMPS SUR ORNE
- LAIZE LA VILLE
- SAINT MARTIN DES BESACES
- TREVIÈRES

Les 4 communes de la DSP 2007

- BASLY
- CHEUX
- LA VESPIÈRE
- ORBEC

SOMMAIRE

1. LES USAGERS.....	4
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 au tarif P2 consommant 15 000 kWh par an	6
1.5. Le suivi de la garantie des services	6
1.6. L'accueil	6
1.7. Le Fond de Solidarité Énergie (FSE)	6
1.8 Bilan de la partie « usagers »	7
2. LES TRAVAUX.....	8
2.1. Le linéaire de réseau réalisé	8
2.2. Le nombre de raccordements réalisés	9
2.3. Les études de développement des réseaux	10
2.4. Bilan de la partie travaux	11
3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION.....	12
3.1. Le linéaire de réseau	12
3.2. Les citernes de stockage	12
3.3. Les compteurs	13
3.4. Les vannes	14
3.5. La cartographie des ouvrages	15
3.6. Bilan de la partie « ouvrages »	16
4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE	17
4.1. Les incidents constatés	17
4.2. Les causes et sièges des incidents constatés	17
4.3. La durée d'intervention de l'entreprise de maintenance sur incident	18
4.4. Les incidents majeurs	19
4.5. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages	19
4.6. La surveillance des réseaux	19
4.5. Bilan de la partie « qualité de fourniture et sécurité »	20
5. LE CONTRÔLE AU QUOTIDIEN.....	Erreur ! Signet non défini.
5.1. Le nombre de dossiers traités, initiés et soldés	Erreur ! Signet non défini.
5.2. Bilan de la partie « contrôle au quotidien »	Erreur ! Signet non défini.
6. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE.....	21
6.1. La valeur brute des ouvrages	21
6.2. Les dépenses d'investissement (réseau + branchements)	22
6.3. La valeur nette et les amortissements des ouvrages	22
6.4. Le droit du concédant	23
6.5. Le compte d'exploitation	24
6.6. Bilan de la partie « comptabilité »	25

1. LES USAGERS

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

	Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Nombre de raccordements cumulés	379	384	403	418	239	243	251	258
Nombre de consommateurs cumulés	195	228	220	256	60	65	75	144
Nombre de GWh consommés dans l'année (*)	3,5	4	3,7	3,4	7,8	8,6	8	8,5

(*) 1 GWh=1 000 000kWh

Le nombre de raccordements augmente pour les 2 concessions : 2005 (+4%) et 2007 (+3%). Suite à l'inventaire physique réalisé en septembre 2015 par le concessionnaire, il est à noter une correction apportée sur le nombre de raccordements de la commune de Clinchamps sur Orne, soit 113 raccordements comptabilisés en 2014 au lieu de 114.

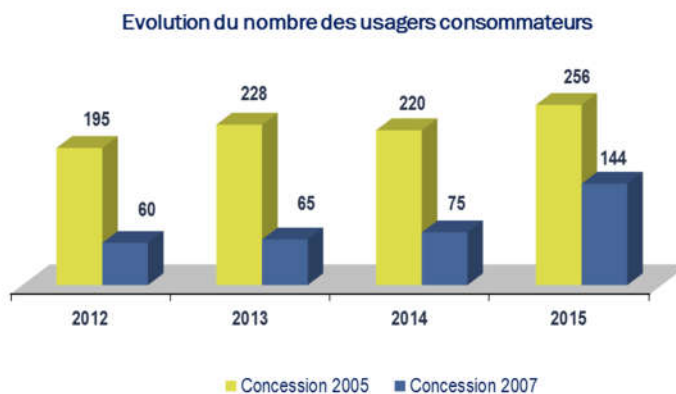
Le nombre d'usagers consommateurs augmente pour la concession 2005 (+16%) suite notamment à l'ouverture de contrats sur la commune de Clinchamps et très fortement pour la concession 2007 (+92%) en raison de travaux d'extension et de mise en gaz sur la commune d'Orbec.

Cet état de fait impacte le ratio du nombre d'usagers consommant sur le nombre de raccordements : concession 2005 (61% en 2015 contre 55% en 2014); concessions 2007 (54% contre 30% en 2014).

La consommation baisse de 7% pour la concession 2005, a contrario, elle de 7% sur la concession 2007, en raison notamment de la forte augmentation du nombre d'usagers consommateurs.

1.2. Les usagers par segmentation de puissance

Nombre de consommateurs	Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
P1 (0 à 9 999 kWh)	-	4	7	8	-	-	-	2
P2 (10 000 à 30 000 kWh)	129	138	130	134	21	27	37	55
P3 (30 000 à 60 000 kWh)	8	11	12	12	7	7	7	9
P4 (60 000 à 300 000 kWh)	10	14	15	41	24	24	25	71
P5 (300 000 kWh à 1 400 000 kWh)	48	61	56	61	6	4	4	4
P6 (plus de 1 400 000 kWh)	-	-	0	0	2	3	2	3
Total cumulé	195	228	220	256	60	65	75	144



Le nombre d'usagers consommateurs augmente de 36% pour les 2 concessions : +16% pour la concession 2005 et double presque pour la concession 2007.

Pour la concession 2005, les usagers de la tranche P2 (6 000 à 300 000 kWh) représentent 52% des consommateurs (+26 usagers aux tarifs sociaux sur la commune de Clinchamps sur Orne). En 2015, 61% des raccordements de la concession 2005 enregistrent des consommations.

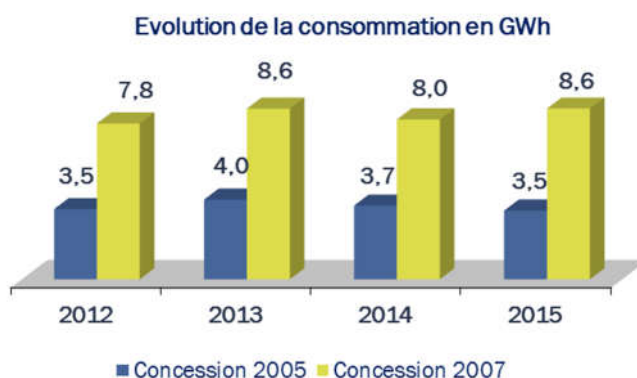
Pour la concession 2007, les usagers de la tranche P2 représentent 38% des consommateurs et les usagers de la tranche P4 représentent 49% des consommateurs (+46 usagers aux tarifs sociaux sur la commune d'Orbec). En 2015, 54% des raccordements de la concession 2007 enregistrent des consommations contre 30% en 2014.

L'augmentation importante du nombre de consommateurs est le résultat des actions commerciales et de développement des concessions menées (notamment auprès d'un bailleur social), dès la fin de l'année 2014 par le concessionnaire Primagaz.

Il est cependant à noter que le concessionnaire a refusé de transmettre tous les éléments 2015 relatifs aux usagers isolés des 2 concessions, au motif que ces usagers ne feraient pas partis des contrats de concessions. Ce point de divergence devra faire l'objet de discussions avec le l'autorité concédante.

1.3. Les consommations en GWh par segmentation de puissance

Consommations en GWh	Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
P1 (0 à 9 999 kWh)	-	-	-	0,1	-	-	-	-
P2 (10 000 à 30 000 kWh)	1,5	1,7	1,4	1,3	0,3	0,3	0,6	0,7
P3 (30 000 à 60 000 kWh)	0,3	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
P4 (60 000 à 300 000 kWh)	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
P5 (300 000 kWh à 1 400 000 kWh)	1	1,2	1,1	1,0	0,9	1,0	1,2	0,9
P6 (plus de 1 400 000 kWh)	-	-	-	-	5,8	6,4	5,5	6,1
Total cumulé en GWh	3,5	4,0	3,7	3,5	7,8	8,6	8,0	8,6



Le volume consommé augmente de 3% pour les 2 concessions : Concession 2005 (-7%), Concession 2007 (+7%). Des éléments sont à considérer pour l'interprétation de ces évolutions :

- une rigueur climatique légèrement plus élevée (2285 DJU en 2014 contre 2401 DJU en 2015),
- le développement du nombre d'usagers consommateurs pour les concessions 2005 et 2007 (pour mémoire +36% pour les 2 concessions).

Interrogé sur ces évolutions de consommations, le concessionnaire a indiqué que les consommations estimées sont corrigées des deux relevés physiques opérés dans l'année, que compte tenu des périodes de l'année, à laquelle interviennent les mises en services, les consommations ne sont pas forcément sur une année complète et que la vacance de certains logements (notamment sur la commune de Trévières peuvent également fausser l'interprétation de l'évolution des consommations).

1.4. Le montant payé par an par un usager au tarif P2 consommant 15 000 kWh par an



L'année 2015 est marquée par une baisse du montant payé par l'utilisateur résidentiel consommant 15 000 kWh. Cette baisse de 16% est la baisse la plus importante enregistrée depuis 2009. Il convient de préciser que cela s'explique par la baisse du prix de la molécule de gaz.

En 2015, 157 usagers sont mensualisés, soit 39% des usagers des concessions 2005 et 2007. Au 1er janvier 2015, il est à noter l'actualisation de la facture, si cela n'a pas généré de remarques particulières de la part des usagers, l'autorité concédante souligne l'insertion d'un encart indiquant ses coordonnées.

1.5. Le suivi de la garantie des services

Engagement de délai	Délai	CONCESSIONS 2005 - 2007			
		2014		2015	
		Nombre d'actes	Non respect	Nombre d'actes	Non respect
Mise en service	2 jours ouvrés après demande	7	-	64	
Branchement *	15 jours après acceptation du devis (paiement)	30	-	29	
Résiliation	2 jours ouvrés après demande	20	-	25	
Dépannage branchement	4 heures maxi après appel	-	-	-	
Délais de réponse aux courriers des abonnés	8 jours après date visite à compter de la réception du courrier	20	-	25	
Rendez vous	7 jours avec plage horaire de 2 heures	41	-	51	
Résultat	Non-respect : contrepartie financière	-	-	-	

Le suivi de la garantie des services (GDS) n'est pas réalisé par le concessionnaire. Le concessionnaire assure respecter ses engagements de service mais ne disposerait toujours pas d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services. A l'analyse du registre des réclamations, le concessionnaire ne semble pas déplorer de réclamations spécifiques relatives au délai d'exécution des prestations.

1.6. L'accueil

L'agence commerciale est située près de NANTES au 12 rue d'Amsterdam - 44980 SAINTE LUCE SUR LOIRE (mail : serviceclient44@primagaz.fr).

Le numéro unique pour joindre l'agence PRIMAGAZ est le : 0970 808 708, du lundi au vendredi de 8 heures à 18 heures sans interruption.

Le numéro dédié à la sécurité est le : 0 800 11 44 77.

Par ailleurs, les usagers peuvent également consulter leurs comptes, effectuer un règlement par carte bancaire, ou connaître leurs tarifs et leurs consommations en se connectant à l'espace client internet sur www.primagaz.fr dans la rubrique « Accéder à votre agence en ligne ».

1.7. Le Fond de Solidarité Énergie (FSE)

En 2015, 4 usagers ont été coupés (3 sur la commune d'ORBEC), il s'agit d'usagers en difficulté de paiement ou « mauvais payeur », (le concessionnaire ne faisant pas la distinction).

Pour mémoire, le concessionnaire n'est pas soumis à la trêve hivernale et ne couperait l'énergie qu'en cas de situation extrême. Pour éviter, les actions de coupure, il propose la mise en place d'échéanciers avec pour objectif de trouver une solution amiable au règlement de la dette.

Le concessionnaire ne dispose pas d'un fichier relatant le suivi des actions de relances (téléphone/courriers) qui sont effectuées par un logiciel de recouvrement dédié.

Le concessionnaire a pris connaissance en juin 2015 du dispositif d'aide mis en œuvre par le SDEC ENERGIE dédié aux usagers alimentés en gaz propane de réseau et non éligible à une aide du FSE.

Aucun dossier n'a été transmis pour sollicitation d'une aide conjointe SDEC ENERGIE/CCAS en 2015.

1.8 Bilan de la partie « usagers »

Points forts	Le développement des 2 concessions avec une augmentation notable du nombre des usagers consommateurs
	Les opérations commerciales menées pour inciter au passage au gaz
	Le bon taux de non relève
	La communication du fichier relatif aux réclamations et leur faible nombre (5 réclamations en 2015)
Points à améliorer	La fiabilisation de la facturation des prestations
	L'utilisation perfectible des avoirs
	L'utilisation de coefficients de conversion différents de ceux fixés dans les CDC et la non transmission du projet d'avenant attendu à ce sujet
Points négatifs	Le refus de communiquer les éléments relatifs aux usagers isolés
	Le non suivi de la garantie des services

2. LES TRAVAUX

Soulignons les difficultés de disposer d'une vision claire des travaux engagés sur l'exercice à partir des données brutes remises par le concessionnaire. Ce manque de lisibilité sur les chantiers réalisés au cours de l'exercice constitue un frein à la lisibilité des investissements réalisés et compliquent les audits et les investigations menées par le Syndicat dans le cadre de ses prérogatives de contrôle.

Il serait ainsi utile de disposer de la part du concessionnaire d'un bilan des travaux engagés par référence de chantier, faisant apparaître à minima :

- Les montants investis, en distinguant les origines de financement ;
- Les quantités posées, en distinguant chaque typologie d'ouvrage pour chaque référence de chantier ;
- Les dates de mise en service réelles des ouvrages;
- Les motifs précis à l'origine des travaux (chantier d'extension, densification, abandon d'ouvrages ...).

Par ailleurs, il convient de considérer avec circonspection les informations d'origine comptable remises par le concessionnaire concernant les travaux réalisés. En effet, tel qu'il a été mis en avant lors de l'analyse financière et comptable, les états comptables ne présentent pas un niveau de détail suffisant et comportent des anomalies qui rendent délicate l'appréciation des travaux réalisées sur un exercice donné (absence de vision claire des investissements, libellés peu explicites, globalisation des investissements par nature d'ouvrages, erreurs sur les dates de mise en service...).

Ainsi, lors des missions de contrôle, le concessionnaire produit des fichiers techniques récapitulant, par année, les travaux réalisés sur les réseaux de distribution du gaz. Ces fichiers ne sont pas en adéquation avec les données d'origine comptable. En particulier, la date de mise en service des ouvrages des données comptables ne correspond à la date de mise en service des ouvrages des données techniques qu'en cas d'inscription comptable dans la même année. Le concessionnaire a précisé que les informations concernant des ouvrages mis en service en année N, enregistrées en comptabilité au cours de l'année N+1, sont mentionnés avec une date de mise en service artificielle au 01/01/N+1.

Les données qui suivent sont issues des fichiers techniques transmis par le concessionnaire.

Il est à noter que ces fichiers techniques transmis concernant les travaux et les ouvrages concessifs sont désormais cohérents entre eux pour les données 2014 et 2015. Cependant, le concessionnaire n'a toujours pas pu justifier en détail les écarts et corrections observés les années précédentes.

En 2016, il est à nouveau demandé au concessionnaire de justifier les modifications apportées sur les données transmises les années précédentes, de fiabiliser toutes les informations avant leur transmission au SDEC ENERGIE et de communiquer l'intégralité des projets d'extension de réseau.

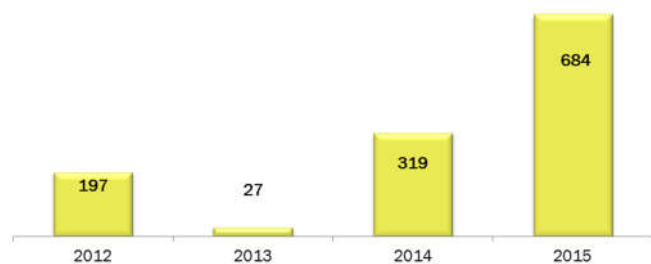
2.1. Le linéaire de réseau réalisé

Depuis 2010 et l'atteinte des engagements contractuels de linéaire, le concessionnaire réalise moins de travaux sur les réseaux.

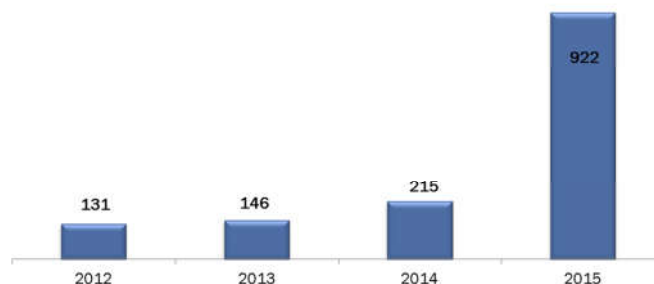
Longueur de canalisation posée en m hors branchement	Concession 2005			
	2012	2013	2014	2015
Anguerny	41	-	-	-
Anisy	-	5	30	684
Clinchamps-sur-Orne	-	-	251	-
Laize-la-Ville	19	-	-	-
Saint-Martin-des-Besaces	138	-	-	-
Trévières	-	22	37	-
Total par année	197	27	319	684
Total cumulé	13 998	14 026	14 344	15 028

Longueur de canalisation posée en m hors branchement	Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015
Basly	-	-	-	-
Cheux	27	146	140	-
La Vespière	26	-	-	-
Orbec	78	-	76	922
Total par année	131	146	215	922
Total cumulé	8 097	8 243	8 459	9 380

Evolution du linéaire posé (hors branchement) par année en mètres



Evolution du linéaire posé (hors branchement) par année en mètres



En 2015, une seule commune de la DSP 2005 a vu son réseau étendu (Anisy). L'augmentation de linéaire de cette concession est la plus forte depuis 2011 avec 684 mètres de réseau créés.

En 2015 sur la DSP 2007, des travaux d'extension ont été réalisés sur la commune d'Orbec. C'est la plus forte augmentation de linéaire depuis 2012 avec 922 mètres de réseau créés.

Le concessionnaire n'a pas informé le concédant de la mise en œuvre des travaux qu'il a réalisés en 2015. En effet, pour les communes d'Anisy et Orbec, les derniers projets de travaux sur les réseaux gaz ont été communiqués au SDEC ENERGIE en 2014 pour des travaux réalisés en 2014.

Au titre de l'exercice 2015, s'agissant des canalisations de distributions, l'inventaire comptable remis par Primagaz fait état de 134 504 € qui auraient été investis au titre de l'exercice 2015. Ce montant est essentiellement (97%) la résultante de travaux réalisés sur la DSP 2007. Plus précisément ces investissements ont concerné les communes d'Orbec (107 9019 €) et Cheux (24 418 €). Sur la DSP 2005, les investissements réalisés ont concerné la commune de Trévières.

L'intégralité de ces investissements sur le réseau est déclaré avoir été portée par le concessionnaire Primagaz alors que ce dernier fait état de travaux de coordination sur certaines affaires.

2.2. Le nombre de raccordements réalisés

*Remarque pour les données 2011 : le concessionnaire indique avoir fait un recensement sur site du nombre de branchement dans chaque commune. Le nombre de raccordement par année fourni diffère des informations transmises les années précédentes.

Nombre de raccordements réalisés dans l'année	Concession 2005			
	2012	2013	2014	2015
Anguerny	4	1	-	-
Anisy	-	1	-	14
Clinchamps-sur-Orne	-	-	19	-
Laize-la-Ville	-	-	-	-
Saint-Martin-des-Besaces	12	1	-	-
Trévières	1	1	1	1
Total par année	17	4	20	15

Ratios	2012	2013	2014	2015
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	38	38	37	37
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	72	62	65	59

Nombre de raccordements réalisés dans l'année	Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015
Basly	-	-	-	-
Cheux	4	6	4	1
La Vespière	4	-	1	0
Orbec	3	-	4	17
Total par année	11	6	9	18

Ratios	2012	2013	2014	2015
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	35	34	34	35
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	142	127	113	65

En 2015, les données comptables indiquent que 4 coffrets auraient été posés au total sur l'ensemble du périmètre exploité par Primagaz pour un montant total de 875 €, soit un coût unitaire moyen de 219 €. 4 de ces coffrets sont localisés sur la commune de Cheux et 1 coffret est localisé sur la commune de Trévières.

Selon les données techniques, sur la concession 2005, le nombre de branchements créés en 2015 par PRIMAGAZ est comparable à celui de 2012. Sur la concession 2007, il est le plus élevé depuis 2012.

Le concédant a relevé à nouveau que le nombre de raccordements déclarés par le concessionnaire en partie usagers diffère du cumul présenté en partie travaux :

- concession 2005 : 418 raccordements déclarés en partie "usagers" et 405 en partie "technique",
 - concession 2007 : 258 raccordements déclarés en partie "usagers" et 266 en partie "technique",
- Le concessionnaire n'a toujours pas pu justifier cet état de fait.

Après une légère augmentation en 2014, la longueur moyenne de réseau par consommateur de la concession 2005 reprend sa baisse en 2015, pour atteindre 59 m (contre 65 m en 2015). Pour la concession 2007, cette longueur a considérablement augmenté, passant de 25 à 51 m.

Ces longueurs sont élevées au regard des critères du cahier des charges. En effet, le contrat de concession indique que la rentabilité d'un branchement est atteinte pour une longueur allant jusqu'à 25 m.

En 2015, le nombre de branchements inactifs sur la concession 2005 atteint 37% des branchements, contre 44% en 2014. Celui conservé sur la concession 2007 a considérablement diminué pour atteindre 46% (contre 70% en 2014). Ces taux restent très élevés malgré les actions menées par le concessionnaire pendant le dernier trimestre 2014 : distribution de prospectus dans les boîtes aux lettres situées sur le parcours des réseaux de gaz et positionnement de totems signalétiques dans les mairies.

Le concédant souhaite une reprise de l'organisation de rencontres annuelles avec les communes, en sa présence, afin de recenser et suivre les projets communaux.

2.3. Les études de développement des réseaux

En matière de développement du réseau, il est nécessaire de rappeler l'impossibilité pour le SDEC ENERGIE d'accéder aux études réalisées par le concessionnaire dans le cadre des demandes d'extension de réseau dans les conditions fixées par l'article 12 du cahier des charges de la concession 2005 (article 13 pour la concession 2007) et l'article 9 de l'annexe 1. En conséquence, le SDEC ENERGIE se trouve notamment dans l'incapacité d'apprécier les mécanismes employés dans l'évaluation des éventuelles participations demandées et de juger de l'égalité de traitement des usagers demandeurs.

Par ailleurs, soulignons également le refus du délégataire de rendre compte des informations associées aux usagers bénéficiant d'une solution individuelle en domaine privatif (usagers dits « isolés »). Là encore, il s'avère impossible d'appréhender leur poids sur la concession (nombre, recettes associées...) et d'examiner les conditions d'arbitrage (études technico-économique) du concessionnaire entre le raccordement au réseau de distribution et la solution individuelle.

2.4. Bilan de la partie travaux

Points à améliorer	Une activité de développement des réseaux financée entièrement par le concessionnaire en 2015 alors même que des coordinations ont eu lieu
	Une organisation de rencontres annuelles à reprendre avec les communes, en présence du concédant, afin de recenser et suivre les projets communaux (demande récurrente)
	Un manque de lisibilité du concédant sur : - Les travaux réalisés au cours de l'exercice. Cet aspect rejoint les remarques formulées par ailleurs s'agissant des aspects comptables et financiers ; - Les études de développement réalisées par Primagaz (transmettre systématiquement les projets gaz au Syndicat) ; - Les calculs de rentabilité réalisés par le concessionnaire.
Points négatifs	Justifier, le cas échéant, les modifications apportées aux données transmises les années précédentes.

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. Le linéaire de réseau

Concession 2005 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	Minimum prévu en 2010	2012	2013	2014	2015
Anguerny	1 500	1 956	1 874	1 874	1 874
Anisy	1 300	1 686	1 611	1 638	2 322
Clinchamps-sur-Orne	1 500	3 361	3 004	3 424	3 425
Laize-la-ville	1 000	2 154	2 080	2 081	2 080
Saint-Martin-des-Besaces	1 200	1 466	1 398	1 392	1 393
Trévières	3 200	3 946	3 878	3 936	3 936
Total	9 700	14 569	13 845	14 344	15 030

Concession 2007 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	Minimum prévu en 2011	2012	2013	2014	2015
Basly (*)	700	0	0	0	0
Cheux	700	1 043	1 102	1 230	1 230
La Vespière	1 500	2 035	1 826	1 777	1 778
Orbec	3 370	5 463	5 333	5 451	6 374
Total	6 270	8 541	8 261	8 459	9 382

(*) Du fait de l'indisponibilité d'un terrain pour le stockage, la commune de Basly ne possède pas de réseau gaz.

La concession 2005 représente 62% du linéaire de réseau exploité par Primagaz sur le périmètre des concessions du SDEC ENERGIE au 31 décembre 2015.

Du fait de l'indisponibilité d'un terrain pour le stockage, la commune de Basly ne possède pas de réseau gaz.

L'historique de constitution des réseaux exploitées par Primagaz fait apparaître des développements importants dans les premières années suivants la signature des contrats (en conséquence des travaux de 1er établissement) puis un ralentissement les années suivantes. Ainsi, il convient de souligner que :

- S'agissant de la DSP 2005, près de 86% du linéaire inventorié au 31 décembre 2015 a été posé entre 2006 et 2009 ;
- S'agissant de la DSP 2007, 81% du linéaire inventorié au 31 décembre 2015 a été posé en 2008, 2010 et 2011.

Quelle que soit la concession considérée, les réseaux sont exclusivement exploités en moyenne pression et sont constitués en polyéthylène. On trouve de faibles linéaires répartis entre du cuivre (102 m) et de l'acier (94 m). Le concessionnaire a précisé que ces deux matériaux sont uniquement retrouvés en sortie de citerne de stockage.

3.2. Les citernes de stockage

Concession 2005 Nombre de citernes posées par type	Nombre de sites de stockage	1T6	3T2	12T	Total	Capacité de stockage
Anguerny	2	-	2	-	2	6,4
Anisy	1	-	3	-	3	9,6
Clinchamps-sur-Orne	1	-	6	-	6	19,2
Laize-la-ville	2	3	2	-	5	11,2
Saint-Martin-des-Besaces	1	-	2	-	2	6,4
Trévières	1	-	-	1	1	12
Total	8	3	15	1	19	64,8

Concession 2007 Nombre de citernes posées par type	Nombre de sites de stockage	3T2	24T5	Total	Capacité de stockage
Basly	-	-	-	-	0
Cheux	1	3	-	3	9,6
La Vespière	1	-	2	2	49
Orbec	-	-	-	-	0
Total	2	3	2	5	58,6

Depuis 2009, PRIMAGAZ n'a pas posé de nouvelle citerne sur les deux concessions.

En fonction de l'interdistance importante entre certaines demandes d'alimentation en gaz, des réseaux séparés ont été construits dans les communes d'Anguerny et Laize La Ville (DSP 2005), nécessitant l'implantation de 2 sites de stockages.

Les réseaux de la concession 2005 sont alimentés à partir de 19 citernes réparties sur 8 sites de stockage. La capacité de ces citernes atteint 64,8 tonnes.

Les réseaux de la concession 2007 sont alimentés à partir de 5 citernes situées sur 2 sites de stockage. Leur capacité atteint 58,6 tonnes.

Notons que les cuves la plus importantes en termes de capacité de stockage (24,5 tonnes) sont situées sur la commune de La Vespière (DSP 2007). Cette grande capacité est due à de gros consommateurs dans la zone artisanale et permet également l'alimentation de la commune d'Orbec.

La contenance globale de l'ensemble des citernes posées sur les concessions PRIMAGAZ atteint 123,4 tonnes soit, en moyenne, un peu plus de 12 tonnes par site de stockage. 53% de cette capacité de stockage est localisé sur la concession de 2005.

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 de mise en service ont été spécifiées, les années de fabrication n'ont pas été précisées.

3.3. Les compteurs

Le suivi du nombre de compteurs et de leur année de fabrication permet de s'assurer de la mise en œuvre de la vérification périodique. La périodicité de vérification des compteurs est réglementée. Elle dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques, 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels, 5 ans pour les compteurs à piston rotatif ou à turbine (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 relatif aux compteurs de gaz combustible).

Le nombre de compteurs diminue pour la concession 2005 : il est passé de 242 en 2011 à 231 en 2015.

Le concédant relève que la concession 2005 présente un nombre de compteurs (231) inférieur au nombre de consommateurs (256).

En 2014, l'écart inverse (nombre de compteurs supérieur au nombre de consommateurs) pouvait correspondre aux compteurs improductifs (3%).

Pour la concession 2007, après une chute du nombre de compteurs entre 2011 (76) et 2012 (65), on observe une augmentation pour atteindre 126 compteurs en 2015.

Le concédant constate que le nombre de consommateurs (144) est supérieur au nombre de compteurs posés (126).

En 2014, l'écart inverse (nombre de compteurs supérieur au nombre de consommateurs) pouvait correspondre aux compteurs improductifs (7%).

Concernant les ouvrages de raccordement, le concessionnaire fait état de 3 582 mètres de branchements en polyéthylène pour les deux concessions. Par ailleurs, il est précisé par le concessionnaire que 677 coffrets ont été posés, dont 60% sur la concession de 2005. En 2015, ce sont 33 coffrets qui ont été posés, dont 55% sur la concession 2007.

La quasi-totalité des branchements sur réseaux exploités par Primagaz sont de type « individuel » ; seul 9 coffrets avec deux comptages ont été recensés sur les deux concessions.

Au total, il faut compter environ 5,3 mètres de branchements pour desservir un coffret, soit 6,0 mètres pour la DSP 2005 et 4,2 mètres pour la DSP 2007.

3.4. Les vannes

Les vannes d'obturation implantées à différents points stratégiques des réseaux permettent d'isoler une partie de réseau défaillant et interrompre le transit du gaz, tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

Concession 2005 Nombre de vannes	2012	2013	2014	2015
Anguerny	14	14	14	14
Anisy	7	7	6	6
Clinchamps-sur-Orne	16	16	19	19
Laize-la-Ville	10	11	11	12
Saint-Martin-des-Besaces	8	8	8	8
Trévières	13	13	14	14
Total	68	69	72	73
Linéaire de réseau hors branchement en m	14 569	13 845	14 344	15 030
Ratio linéaire de réseau / nombre de vannes	214	201	199	206

En 2015, aucune nouvelle vanne n'a été posée sur la concession 2005.

Cependant le nombre total de vannes a augmenté du fait de l'apparition dans l'inventaire d'une vanne posée en 2006 sur le lotissement Les Hommets sur la commune de Laize la Ville.

Le nombre de vannes de la DSP 1 varie chaque année depuis 2012 sans lien avec les travaux réalisés. Il est passé de 68 en 2012 à 73 en 2015, dont 66 robinets de réseaux et 7 vannes d'obturation principale en sortie de stockage. Le concessionnaire explique cela comme étant des régularisations d'inventaire.

Le ratio du linéaire de réseau gaz par vanne passe à 206 m en 2015.

Concession 2007 Nombre de vannes	2012	2013	2014	2015
Basly	-	-	-	-
Cheux	7	7	8	8
La Vespière	9	9	11	21
Orbec	23	23	22	13
Total	39	39	41	42
Linéaire de réseau hors branchement	8 541	8 261	8 459	9 382
Ratio linéaire de réseau / nombre de vannes	219	212	206	223

En 2015, 1 vanne a été posée sur la concession 2007. La répartition des vannes entre Orbec et La Vespière a de nouveau évolué.

Le ratio du linéaire de réseau gaz par vanne passe à 223 m en 2015 : cette évolution est la résultante des corrections apportées par le concessionnaire au linéaire réalisé, ainsi que des extensions de réseau.

A fin 2015, le concessionnaire fait état de 106 robinets de réseaux exploités. En moyenne, une vanne de réseaux est implantée tous les 214 mètres de réseaux ; valeur qui n'appelle pas de remarques particulières.

Le concédant s'étonne de la variabilité des informations concernant les vannes répertoriées sur certaines communes, en nombre et en caractéristiques (années de pose, diamètre, localisation). Ces variations, observées chaque année depuis 2012, sont expliquées par le concessionnaire comme étant des régularisations d'inventaire.

Le SDEC ENERGIE souhaite, pour les 2 concessions, une fiabilisation pérenne du nombre des vannes, de leurs caractéristiques et de leur répartition.

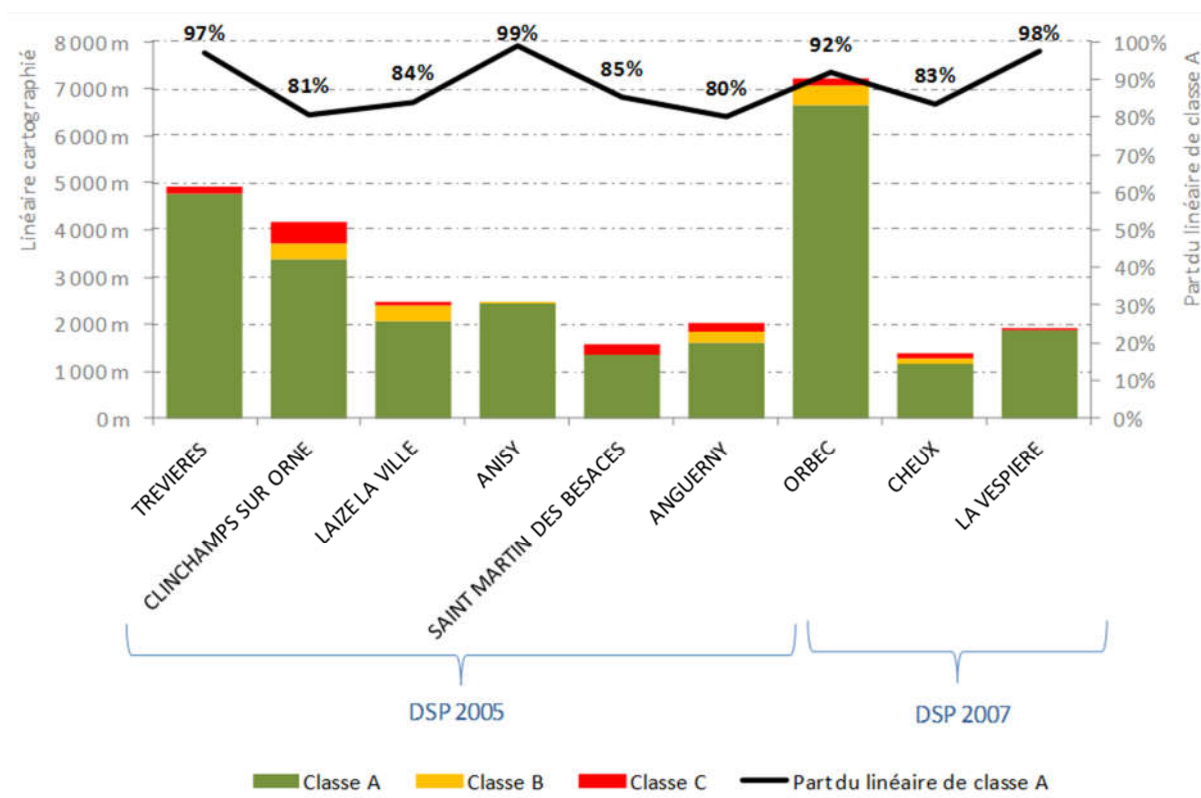
3.5. La cartographie des ouvrages

En 2009, le SIGAZ et PRIMAGAZ ont signé une convention d'échange cartographique relative aux ouvrages de distribution public de gaz posés par le concessionnaire. Cette dernière prévoit notamment que l'ensemble des plans, suite aux travaux effectués par PRIMAGAZ, doit être géoréférencé.

L'évolution de la réglementation anti-endommagement des réseaux sensibles imposent également aux exploitants de disposer d'une cartographie précise et géo-référencée des ouvrages qu'ils exploitent.

Dans ce cadre, le concessionnaire a entrepris une démarche de géo-détection des réseaux sur les communes du périmètre concédé. Les travaux, initialement entrepris sur la commune de Clinchamps-sur-Orne, se sont poursuivis en 2015 sur Trévières puis, début 2016, sur les communes d'Anisy, Cheux, Orbec, La Vespière, Anguerny, Laize-la-Ville et Saint Martin des Besaces. Ces opérations ont conduit à obtenir les résultats suivants à mi-2016 :

Classification des réseaux cartographiés par Primagaz sur les concessions du SDEC ENERGIE (situation à mi-2016)



A la lecture des comptes rendus produits par Primagaz, il ressort que des procédures de détection complémentaires devront être engagées sur certaines communes dans la mesure où la géo-détection d'une part des réseaux nécessite d'interrompre le transit du gaz ou d'employer des techniques différentes en raison de leur condition d'implantation (ouvrage en fourreau, accès difficile ou nature du sol incompatible avec la géo-détection...).

Ces géo-détections permettent également au délégataire de mettre à jour la cartographie des ouvrages afin d'améliorer sa cohérence avec les états techniques qu'il tient à jour (notamment vis-à-vis des coffrets et vannes d'obturation). Or, les analyses menées par le SDEC ENERGIE conduisent à identifier des irrégularités et des anomalies récurrentes parmi lesquelles il convient d'évoquer :

- Instabilité du contenu des exports selon les exercices (avec ou sans les réseaux en domaine privé) ;
- Ouvrages cartographiés inexistantes ou non tracés ;
- Des anomalies de tracés liés à des inversions d'objets (PBDE à la place d'un té...) ;
- Confusions entre dates de mise en service et date de pose des ouvrages.

Si l'essentiel des correctifs attendus sont entrepris par le concessionnaire, celui-ci devra nécessairement poursuivre ses efforts dans ce sens et mettre en place une procédure structurée et rigoureuse d'enregistrement

des ouvrages en cartographie ; constat qui vient compléter celui établi sur le processus d'inscription des ouvrages en immobilisation.

Les attentes du concédant concernant les CRAC sont de disposer d'un inventaire cartographique fiable, distinguant les ouvrages en et hors concession et dont les données sont en cohérence avec celles des inventaires technique et comptable.

3.6. Bilan de la partie « ouvrages »

Points forts	L'historique de constitution des réseaux inventoriés apparaît cohérent avec l'historique de desserte des concessions.
	Un inventaire des réseaux et des ouvrages de raccordement ne présentant pas de matériaux à risque nécessitant un traitement particulier.
Points à améliorer	Une représentativité technique des inventaires remise en cause en conséquence des réserves émises sur le processus d'enregistrement des actifs et compte tenu des écarts identifiés par le SDEC ENERGIE avec la cartographie tenue à jour par l'exploitant.
	Un inventaire des citernes de stockage incomplet, notamment s'agissant des années de fabrication ou encore du caractère aérien ou enterré de ces ouvrages.
	Un manque de lisibilité sur l'état (actif, inactif ou improductif) des raccordements en fin d'exercice. Cet aspect serait de nature à mieux éclairer les capacités de raccordements du concessionnaire et à permettre de mieux appréhender les résultats des actions de promotion de l'usage du gaz par le concessionnaire.
Points négatif	Fiabiliser le nombre de compteurs et de vannes posés (demande récurrente) : le concessionnaire devra faire preuve de davantage de rigueur dans sa constitution des inventaires et tenir compte des anomalies soulevées par le SDEC ENERGIE.

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE

4.1. Les incidents constatés

	Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Incidents sur ouvrage en concession	7	5	10	3	6	3	7	6

Sur l'ensemble des 2 concessions, 10 incidents ont été identifiés en 2015, contre 17 en 2014. A la demande du concédant, l'ensemble des incidents a été analysé de la même manière par le concessionnaire, qu'elle que soit leur origine, appels de tiers ou visite de contrôle des réseaux.

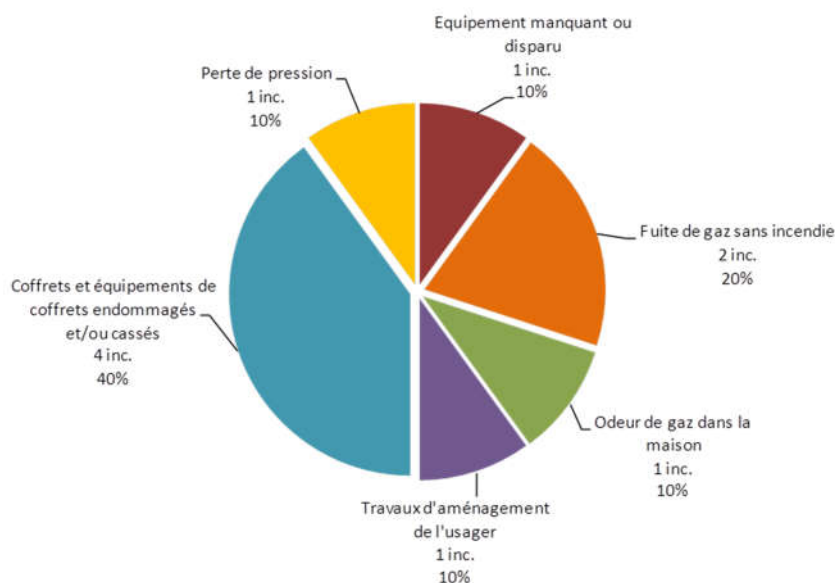
Les incidents détectés lors des visites annuelles sont stables : 7 observés en 2015, contre 9 en 2014. Il s'agit essentiellement de matériel à renouveler (charnières, portes de coffrets).

4.2. Les causes et sièges des incidents constatés

		Concession 2005				Concession 2007			
		2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Cause des incidents sur ouvrage en concession	Fuite de gaz sans incendie	2	3	3	-	2	1	3	2
	Manque de gaz sans fuite	4	-	-	-	1	-	-	-
	Odeur due autre que le gaz	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autre	-	3	6	3	4	2	3	3
	Baisse de pression	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dommage sur ouvrage	-	-	1	-	-	-	1	1
	Équipement défectueux	1	-	-	-	-	-	-	-
Siège des incidents sur ouvrages en concession	Vanne	2	-	1	-	-	-	-	-
	Réseau	-	3	4	2	1	1	3	3
	Branchements	3	2	3	-	1	1	3	2
	Stockage	1	-	2	1	4	1	1	1

En 2015, sur le territoire des concessions, 10 procédures de signalements d'anomalies ont été enregistrées par le concessionnaire. Parmi ces 10 signalements, 2 ont concerné une fuite de gaz sans incidents (concession 2007), 1 a concerné un équipement manquant ou disparu, le reste (7 signalements) a été catégorisé comme « autres ». Après retraitement il est possible de décomposer cette catégorie « autre » en trois : les incidents relevant de l'état des coffrets (de type serrures, portes, charnières endommagées ou cassées), un incident pour odeur de gaz dans la maison et un incident lié à des travaux d'aménagement du client.

Répartition des signalements en 2015



Les dispositions réglementaires en la matière (Article 17 de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et RSDG n°9) imposent aux opérateurs de réseaux de gaz combustibles d'assurer un enregistrement rigoureux de l'ensemble des signalements, de collecter la chronologie (de la réception du signalement à la clôture de l'intervention), d'archiver et d'interpréter ces informations. Ainsi, si le volume d'incidents affectant les biens concédés apparaît maîtrisé, un examen approfondi de la procédure d'enregistrement des signalements d'incidents potentiels ou avérés apparaît nécessaire. Par ailleurs, de façon générale, il serait nécessaire de disposer d'une traçabilité systématique et structurée de la nature de l'équipement effectivement en défaut lors de la survenue d'un incident (régulateur, détenteur, robinets...).

Parmi les 10 procédures de signalements enregistrées en 2015, 8 sont déclarées par le concessionnaire comme ayant concerné les ouvrages exploités par Primagaz. Les ouvrages concernés par ces 8 incidents sont, d'après les déclarations du concessionnaire, le réseau (5 incidents), les ouvrages de stockage (2 incidents) et un branchement (1 incident). Les ouvrages de stockage n'étant pas considérés comme ouvrage en concession, il reste donc 6 ouvrages concédés qui auraient effectivement été concernées par un incident. Cependant en l'absence d'une visibilité claire sur l'ouvrage précisément en défaut des réserves doivent être émises.

La survenue de ces incidents a eu pour conséquence d'interrompre la fourniture de gaz chez trois usagers alimentés par Primagaz.

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)		2012	2013	2014	2015
Concession 2005	Durées moyennes	0:59	01:09	00:56	00:33
	Nombre	7	3	3	1
Concession 2007	Durées moyennes	00:59	01:35	01:19	02:49
	Nombre	4	1	3	2
Total des 2 concessions	Durées moyennes	00:59	01:15	01:08	02:04
	Nombre	11	4	6	3

Par ailleurs, notons que sur les 10 signalements :

- 3 signalements (soit un tiers) ont entraîné l'intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence SUR, dont les deux incidents sur ouvrages de stockage. Notons que, contrairement à ce qui est prévu à l'article 25 du contrat de concession, le concessionnaire n'a pas avisé les maires des communes concernées et le Syndicat. Dès lors, il sera nécessaire de s'assurer à l'avenir du respect des engagements contractuels en la matière ;
- 1 incident sur la commune d'Orbec a nécessité l'intervention des pompiers.

Le délai moyen d'intervention, entre les appels de tiers et l'arrivée sur site, est passé en moyenne de 1h08 en 2014 à 2h04 pour les 2 concessions. Il est à noter que le nombre d'interventions est très faible en 2015.

Rappelons par ailleurs que le délai d'intervention d'urgence est prévu contractuellement à hauteur de 1h40 maximum. Pour information, ce délai dépasse de 40 minutes le délai d'intervention d'urgence fixé dans le Contrat de Service Public signé entre GRDF et l'Etat. Deux des trois interventions d'urgence précisées ci-dessus ont ainsi entraîné un dépassement de ce délai. Interrogé sur cet aspect le concessionnaire a indiqué qu'il s'agissait là de délais « théoriques » au départ de l'agence et a précisé que le délai particulièrement long observé pour l'un des incidents (3h41) est dû à l'annulation, par les services du SDIS, de la demande d'intervention puis par sa réitération.

Lors de la mission de contrôle 2016, le concessionnaire a précisé travailler avec le CFBP (comité français du butane et du propane) qui prévoit d'établir un cahier des charges commun à l'ensemble de ses adhérents. Le Syndicat attend de PRIMAGAZ une grande vigilance sur les délais d'intervention.

Par ailleurs, il est à noter que le concessionnaire donne une suite favorable à la demande du SDEC ENERGIE d'être associé au prochain audit d'entreprise d'intervention d'urgence organisé par lui sur les concessions du Calvados. Cet audit est organisé en 2016.

Par ailleurs, la convention d'intervention et de coordination en cas d'incident ou d'accident gaz en distribution publique a été signée entre PRIMAGAZ et le SDIS du Calvados le 19/04/2007 est obsolète.

Le concessionnaire avait précisé lors de l'audit 2015 qu'il allait mettre à jour la convention d'intervention et de coordination en cas d'incident ou d'accident gaz en distribution publique qu'il a signé avec le SDIS du Calvados le 19/04/2007. La mise à jour de cette convention est toujours en attente, PRIMAGAZ refusant d'utiliser le modèle du CFBP (Comité Français du Butane et du Propane) comme souhaité par le SDIS. Le concessionnaire continue donc d'adresser uniquement les fiches ouvrages au SDIS du Calvados.

Le concédant souhaite que PRIMAGAZ parvienne à un accord avec le SDIS afin de la mettre à jour.

4.4. Les incidents majeurs

En 2015, aucun incident majeur n'a été constaté sur les territoires des concessions.

4.5. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages

La proportion de DICT ayant été précédée d'une DT augmente régulièrement depuis 2012. Le pourcentage supérieur à 100% présenté pour la concession 2005 s'explique par la durée de validité des DT : plusieurs DT peuvent être émises pour une même DICT

La réforme réglementaire « anti-endommagement des réseaux » (décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 modifié) impose que les déclarations d'intention de commencement de travaux (DICT) ne peuvent être réalisées que si les demandes de renseignements (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. Les effets de ces dispositions se traduisent depuis 2013 par les augmentations constantes des pourcentages de DICT ayant été précédée d'une DT.

Il est demandé à PRIMAGAZ d'être vigilant concernant la sensibilisation des maîtres d'ouvrage pour la mise en place des DT et des entreprises pour la mise en place des DICT. Par ailleurs, la mise en œuvre d'une formation sur la sécurité des réseaux propane pour les entreprises de travaux intervenant sur les communes des DSP pourra être coordonnée avec le CFBP.

4.6. La surveillance des réseaux

Les ouvrages de distribution de gaz doivent 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.

En 2015, l'activité de surveillance des réseaux organisée par Primagaz a été menée sur 27 983 mètres de linéaires de réseau et de branchements répartis sur l'ensemble des communes du périmètre concédé desservi, soit 9 communes. Aucune fuite n'a été décelée lors de ces recherches systématiques de fuites.

L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle a été menée sur chaque commune dans leur quasi-intégralité.

Le Syndicat note que, depuis mai 2015, le concessionnaire informe les communes concernées par un contrôle des réseaux, des dates prévisionnelles de passage de l'entreprise.

Rappelons que 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. Il semble ainsi que les 1 606 mètres de réseau mis en service en 2015 ont fait l'objet d'une surveillance en 2016.

Notons également qu'au titre du prochain exercice le concessionnaire a prévu de surveiller chacune des communes entre le 11/04/2016 et le 29/06/2016.

S'agissant des branchements, ils semblent également avoir tous été surveillés en 2015 et aucune fuite n'a été détectée. Il pourrait cependant être utile d'obtenir à terme de la part du concessionnaire :

- Une distinction entre les linéaires de réseaux et les linéaires de branchements surveillés ;
- D'avantage de caractéristiques (année de pose, matériaux,...) des linéaires surveillés.

Ces informations permettraient par exemple de s'assurer que les ouvrages mis en service après le passage du technicien ont bien été assurés.

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 toutefois un peu plus qu'une assurance de leur étanchéité. En effet, elle suppose aussi de s'assurer de leur accessibilité et de leur manœuvrabilité, tel qu'il est précisé par la RSDG. Ainsi les comptes-rendus de visite de surveillance remis par Primagaz permettent de constater la surveillance robinets de réseaux en même temps que celles des réseaux associés.

Par l'arrêté du 15 mars 2000 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.

L'activité de surveillance et de maintenance réalisée par Primagaz des citernes et sites de stockage est organisée de la façon suivante :

- Des actions de contrôle des extincteurs menées par un prestataire (Desautel) ;
- Des actions d'entretien des espaces verts aux abords des citernes réalisés par un prestataire (Gagneraud) ;
- Des actions de contrôles menées au cours de l'activité de surveillance des réseaux (technicien Primagaz). L'analyse des rapports d'inspection remis par le concessionnaire permet de s'assurer des différents points de contrôles alors réalisés.

L'ensemble des sites de stockage semble donc avoir été visité par le concessionnaire en 2015.

De façon générale, les comptes-rendus d'inspection mis à disposition dans le cadre de l'audit n'appellent pas de remarques particulières sur la forme. Sur le fond, le concessionnaire a été interrogé sur les actions restant à mener à la suite des anomalies éventuellement identifiées. Si des actions correctives ont pu être menées, d'autres devront être constatées au cours des prochains exercices.

La périodicité de vérification des compteurs dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques, 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels, 5 ans pour les compteurs à piston rotatif ou à turbine (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 relatif aux compteurs de gaz combustible).

Notons qu'au cours de l'exercice 2015, trois compteurs ont fait l'objet d'un réétalonnage.

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

Points forts	Un volume d'incidents affectant les infrastructures concédées maîtrisé.
	L'absence de dommages aux ouvrages dans le cadre de travaux de tiers
	Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité du linéaire en exploitation. Aucune fuite n'a été décelée au cours de l'exercice
	Des inspections périodiques des citernes de stockage réalisées à une fréquence relativement soutenue

Point à améliorer	Les informations remises par le concessionnaire mériteraient plus de clarté (notamment vis-à-vis des équipements en défaut)
	Un délai d'intervention d'urgence (1h40) qui n'a pas été respecté à deux reprises. Notons par ailleurs que les communes concernées n'ont pas été alertées des interventions en cours le moment venu
	Une traçabilité des actes de surveillance et de maintenance qui n'apparaît pas systématiquement rigoureuse
	Une attention doit être maintenue sur les suites données aux éventuelles anomalies pouvant être identifiées dans le cadre des inspections périodiques des citernes.

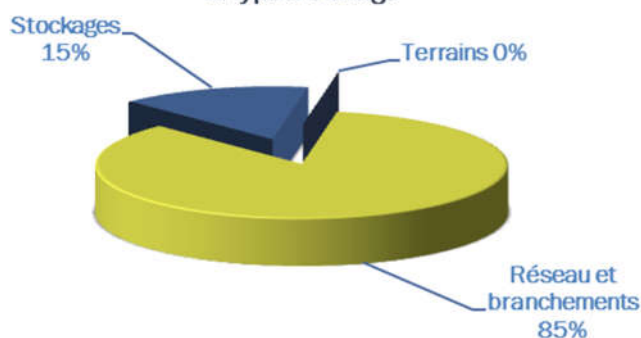
Point en attente	La mise à jour de la convention d'intervention et de coordination avec le SDIS du Calvados (obsolète).
-------------------------	--

5. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE

5.1. La valeur brute des ouvrages

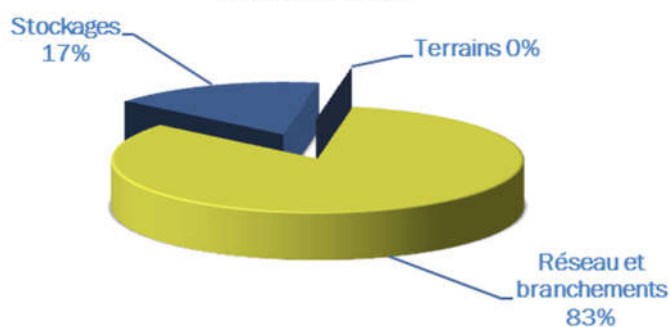
Concession 2005 Valeurs brute en k€	2012	2013	2014	2015
Réseau et branchements	1 854	1 963	1 916	1 950
Stockages	347	257	371	346
Terrains	0	0	0	0
TOTAL	2 200	2 219	2 286	2 296

Répartition de la valeur brute de la concession 2005 selon le type d'ouvrage



Concession 2007 Valeurs brutes en k€	2012	2013	2014	2015
Réseau et branchements	1 372	1 416	1 438	1 571
Stockages	325	310	325	317
Terrains	0	0	0	0
TOTAL	1 697	1 726	1 763	1 888

Répartition de la valeur brute de la concession 2005 selon le type d'ouvrage



La valeur brute des ouvrages des concessions s'élève à 4 183 k€ pour les concessions 2005 et 2007. Elle se répartit comme suit :

- Concession 2005 : 2 296 k€
- Concession 2007 : 1 888 k€

Cette valeur brute des ouvrages recouvre la valeur brute des biens de retour et des biens de reprise : les biens de retour, sont les biens qui reviendront gratuitement au concédant au terme du contrat, les biens de reprise, sont les biens que la collectivité peut acquérir, si elle le souhaite, au terme du contrat, il s'agit pour les concessions 2005 et 2007, des ouvrages de stockage.

La valeur des biens de retour s'élève pour l'ensemble des biens des concessions à 3 520 k€ pour les biens de retour et 663 K€ pour les biens de reprise.

La valeur des biens de retour se répartit essentiellement en « ouvrages de réseaux » regroupant principalement, les canalisations et branchements individuels (90% des biens de retour). Viennent ensuite les coffrets et les compteurs.

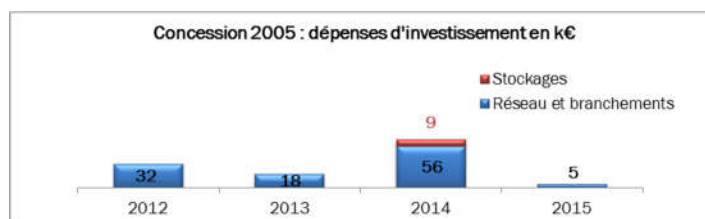
Comme pour le compte rendu d'activité 2014, les données chiffrées présentées ci-dessus sont toutefois à considérer avec prudence, le concédant ayant relevé un nombre d'anomalies important dans les états comptables. L'audit a révélé que ces anomalies sont liées à :

- Un processus d'enregistrement des mises en service (en valeur et en quantité) inadapté à la comptabilité des concessions
- L'absence de corrélation entre les immobilisations d'un même bien
- Des contrôles internes limités pour s'assurer de la cohérence des immobilisations avec la réalité in situ
- Un outil comptable d'une certaine "rigidité" conduisant à identifier des immobilisations singulières

In fine, cet état de fait :

- empêche le SDEC ENERGIE d'appréhender pleinement et objectivement le patrimoine qu'elle concède à Primagaz ;
- conduit à émettre de fortes réserves sur la capacité du concessionnaire à pouvoir gérer objectivement et durablement les actifs concédés (notamment dans les configurations nécessitant des retraits d'ouvrages).
- rend délicat, voire impossible, toute analyse des valeurs d'actifs immobilisés.

5.2. Les dépenses d'investissement (réseau + branchements)



En 2015, les dépenses d'investissement se sont élevées à 137 k€ pour l'ensemble des concessions. Ces dépenses se répartissent comme suit :

- Concession 2005 : 5 K€,
- Concession 2007 : 133 K€,

Il s'agit exclusivement de dépenses relatives aux biens de retour.

Les dépenses d'investissement ont été réalisées notamment sur les communes suivantes : Trévières (5 k€) pour la concession 2005 et, Orbec (107 k€) et Cheux (24 k€) pour la concession 2007.

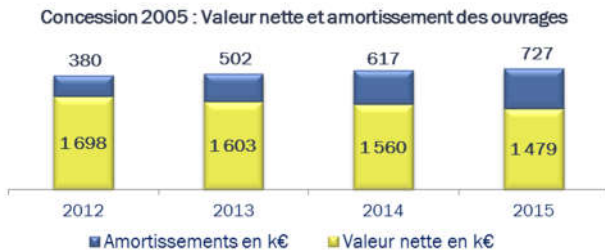
Aucun retrait d'ouvrage n'est à noter en 2015.

D'autres mouvements comptables traduisent :

- l'inscription d'immobilisation d'ouvrages mis en service en 2008,
- l'inscription d'un ouvrage de stockage supprimé par erreur,
- la modification de catégorie d'ouvrages, s'accompagnant ou non de changement de régime juridique sans changement de valeur brute,
- la ventilation d'un nombre important immobilisations (pour 277 K€ sur la commune de Clinchamps sur Orne).

L'analyse de ces mouvements est rendu complexe par l'absence de quantité d'ouvrages dans les inventaires, le manque de fiabilité des dates de mise en service inscrite à l'inventaire et un éclatement aléatoire des factures en fonction de leur contenu.

5.3. La valeur nette et les amortissements des ouvrages



Au sein des états comptables, le concessionnaire ne présente pas l'amortissement de dépréciation et ne dissocie pas l'amortissement industriel de l'amortissement de caducité. L'absence de différenciation des amortissements pratiqués par Primagaz vient limiter la lecture du SDEC ENERGIE sur la gestion de son patrimoine par le délégataire.

Ce constat se trouve renforcé par l'identification d'anomalies dans les durées d'amortissement considérées par Primagaz ainsi que dans les dotations calculées. Il est nécessaire d'obtenir du concessionnaire une présentation des états d'inventaire comptable permettant d'apprécier l'ensemble des pratiques d'amortissement au plus près de la réalité comptable.

Les divergences récurrentes constatées sur les dates de mise en service (par rapport aux dates réelles de remise des ouvrages à l'exploitation) et les imprécisions identifiées sur les inventaires (erreurs de natures d'ouvrages, erreurs sur les durées d'amortissement...) rendent imprécis, voire erronés, les amortissements calculés par le concessionnaire. Un respect des dispositions contractuelles et des actions fortes de correction des immobilisations restent indispensables pour permettre au SDEC Energie d'obtenir une lecture objective de la valeur du patrimoine qu'elle concède à Primagaz.

5.4. Le droit du concédant

Le droit du concédant correspond au droit de récupération gratuitement du patrimoine par le concédant au terme du contrat. Dans le cas d'un retour gratuit (correspondant aux biens de retour soit le réseau et branchement), le compte " droit du concédant" est crédité annuellement par la dotation aux amortissements de caducité afin de reconstituer à la fin de la concession la valeur brute d'amortissement des ouvrages.

		Bien de retour	Bien de reprise			
Concession 2005		Réseau de distribution et branchements	Compteurs	Stockage	Terrains	Total
Situation au 31 décembre 2015 (en K€)						
Ensemble des biens en concession	Valeurs brutes	1 933	17	346	0	2 296
	Amortissements	539	5	272	0	817
	Valeur nette comptable	1 394	12	73	0	1 479
TOTAL Droit du Concédant (sans stockage)		1 394	12	0	0	1 405

		Bien de retour	Bien de reprise			
Concession 2007		Réseau de distribution et branchements	Compteurs	Stockage	Terrains	Total
Situation au 31 décembre 2015 (en K€)						
Ensemble des biens en concession	Valeurs brutes	1 561	10	317	0	1 888
	Amortissements	323	2	242	0	567
	Valeur nette comptable	1 238	7	75	0	1 321
TOTAL Droit du Concédant (sans stockage)		1 238	7	0	0	1 246

Au 31 décembre 2015, la valeur des droits du concédant présentés dans les états comptables produits par Primagaz atteignent :

- 1 405 K€ pour la DSP 2005
- 1 246 K€ pour la DSP 2007.

Ces valeurs ne doivent pas être valablement considérées dans la mesure où la mission de contrôle a permis d'identifier des anomalies dans le calcul des amortissements (durées et valeurs), la prise en compte dans le calcul de la valeur des biens de reprise, l'absence de différenciation des différents amortissements, l'absence de tenue d'un compte droit du concédant au passif du bilan du concessionnaire. Les droits du concédant recalculés par le SDEC ENERGIE atteignent 1 438 K€ pour la DSP 2005 et 1 268 K€ pour la DSP 2007.

5.5. Le compte d'exploitation

Pour le concessionnaire Primagaz, seuls les frais de structure siège et agence et achat du gaz sont des charges indirectes. Toutes les autres charges sont affectées directement à la concession.

Concession 2005 : compte d'exploitation	2012	2013	2014	2015
	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€
Vente d'énergie	297	357	315	257
Recettes pour interventions et service	5	5	2	2
Total recettes	302	362	317	259
	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€
Charges de l'exploitation	14	15	14	18
Dotations aux amortissements	105	105	108	89
Dotation exceptionnelle	23	-	-	-
Reprise exceptionnelle	-6	-	-	-
Frais de structure	42	51	48	68
Achat de gaz	187	187	126	90
Impôts et redevances	8	9	9	10
Total dépenses	372	367	306	275
Résultat	-70	-5	11	-16

Concession 2007 : compte d'exploitation	2012	2013	2014	2015
	Recettes en k	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€
Vente d'énergie	535	627	532	466
Recettes pour interventions et service	2	1	3	3
Total recettes	537	628	535	469
	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€
Charges de l'exploitation	7	9	8	9
Dotations aux amortissements	77	78	79	88
Dotation exceptionnelle	7	-	-	-
Reprise exceptionnelle	-9	-	-	-
Frais de structure	14	16	18	100
Achat de gaz	423	414	319	260
Impôts et redevances	7	6	7	8
Total dépenses	525	524	431	465
Résultat	11	104	104	4

Sur l'exercice 2015, les résultats d'exploitation des concessions apparaissent en nette dégradation par rapport à l'exercice précédent.

La DSP 2005 affiche un déséquilibre économique (-16 k€) alors même qu'elle apparaissait excédentaire sur les deux exercices précédents. Les recettes perçues par le délégataire ont baissé de façon plus importante que les charges.

Quant à la DSP 2007, si son résultat d'exploitation reste faiblement positif (+4 k€), il affiche une forte baisse sur 2015 (-110 %) en raison d'une croissance significative des charges couplée à une baisse notable des recettes perçues par l'exploitant.

Compte tenu de la moindre rigueur climatique de l'exercice 2015 (par rapport à 2014), les recettes liées aux ventes du gaz propane ont fortement baissées sur chacune des deux concessions. Les charges d'exploitation affichent également la même orientation (baisse) par rapport à l'exercice précédent mais dans des proportions moindres.

En effet, les analyses réalisées sur les différents postes de charge ont permis d'identifier :

- Une modification de la clef de répartition utilisée pour estimer les frais de siège entraînant une hausse significative de ce poste de charge. De plus, les méthodes de détermination des coûts journaliers (temps passés par les commerciaux) utilisés par le concessionnaire pour estimer ces charges s'avèrent peu transparentes.
L'instabilité des méthodes de détermination des charges et leur opacité viennent limiter la lecture du compte d'exploitation et le sens même de l'évolution du résultat présenté ;
- La création d'un poste de charge visant à tenir compte des frais d'acheminement du gaz. Les interrogations formulées par l'autorité concédante sur l'exercice 2014 ont conduit le concessionnaire à se rendre compte de leur non prise en compte dans les comptes d'exploitation.

5.6. Bilan de la partie « comptabilité »

Point d'amélioration	La mise en œuvre de corrections des états comptables. Cependant sans une refonte complète du processus de gestion des biens concédés (tant technique que comptable) et la mise en place d'un processus structuré d'enregistrement et de gestion des actifs, les effets de ces corrections sont limités.
Points négatifs	Des inventaires comptables présentant des incomplétudes, des imprécisions et des anomalies La fiabilité des comptes d'exploitation est limitée : Le SDEC Energie peut difficilement s'appuyer sur les comptes d'exploitation présentés par le concessionnaire pour juger de l'équilibre économique des concessions.