



Distribution publique de gaz en réseau concédée à GRDF

Mission de contrôle 2016
Rapport de contrôle

Concessions GRDF

SOMMAIRE

1	LES USAGERS.....	3
1.1	Le nombre des usagers et leur consommation	3
1.2	Les usagers par segmentation de puissance	3
1.3	Les consommations par segmentation de puissance.....	4
1.4	Les tarifs d'abonnement et d'acheminement pour le distributeur	4
1.5	La non relève des compteurs	5
1.6	Le suivi des engagements de service	6
1.7	Les réclamations	6
1.8	L'accueil de GRDF	7
1.9	Le bilan de la partie usagers.....	7
2	LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE	8
2.1	Le linéaire de réseau réalisé.....	8
2.2	Les travaux sur les branchements	9
2.3	Le suivi des études de rentabilité.....	9
2.4	Le suivi de la maintenance préventive et de la maintenance curative.....	10
2.5	Les visites périodiques pour étalonnage des compteurs - VPE (dépose-pose de compteurs - DPC)	11
2.6	Le bilan de la partie travaux	11
3	LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	12
3.1	Le linéaire de réseau par nature	12
3.2	Les branchements.....	14
3.3	L'âge moyen du réseau pour la concession 1997	15
3.4	L'évolution du linéaire de réseau dont l'âge est de 45 ans ou plus pour la concession 1997	17
3.5	La décomposition du linéaire de réseau en fonction des décennies de pose pour la concession 1997	17
3.6	Le suivi du nombre des accessoires de réseaux.....	18
3.7	La cartographie des ouvrages	19
3.8	Le bilan de la partie ouvrages de la concession	20
4	QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....	21
4.1	Le nombre des incidents.....	21
4.2	Les sièges et causes des incidents	21
4.3	Les taux d'incidents par type de réseau	22
4.4	Les conséquences des incidents.....	23
4.5	Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages	23
4.6	Les vérifications périodiques	23
4.7	Le bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité.....	26
5	ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE.....	27
5.1	La valeur brute des biens de retour de reprise et biens propres	28
5.2	La valeur brute des ouvrages concédés	29
5.3	Les dépenses d'investissement	30

5.4	La valeur comptable des ouvrages concédés	31
5.5	Les droits du concédant.....	32
5.6	Le compte d'exploitation.....	33
5.7	Le compte de régulation	34
5.8	Les audits comptables spécifiques	36
5.9	Le bilan de la partie comptable	37

PRÉAMBULE

Le SDEC ÉNERGIE, collectivité organisatrice du service public de gaz, a conclu en **1997, 2005 et 2007** des contrats de concession avec GRDF, Gaz Réseau Distribution France, pour une durée de 30 ans.

Le concessionnaire GRDF 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 concédante, organise chaque année un **audit de contrôle** afin de s'assurer de la bonne exécution des cahiers des charges de concession.

Le présent rapport de contrôle est le bilan de l'analyse du compte-rendu annuel du concessionnaire et les résultats de l'audit réalisé au siège local de GRDF, en précisant que les données exploitées sont celles de **l'année 2015**.

Le territoire des concessions de service public de distribution de gaz signées en 1997, 2005, 2006 et 2007 comprend les **87 communes historiques** suivantes :

CONTRAT HISTORIQUE 79 communes historiques		
ARGENCES	AUNAY SUR ODON (LES MONTS D'AUNAY)	AUTHIE
BAYEUX	BENERVILLE SUR MER	BIEVILLE BEUVILLE
BLAINVILLE SUR ORNE	BLONVILLE SUR MER	BLONVILLE SUR TOUQUES
BOURGUEBUS	BRETTEVILLE SUR ODON	CABOURG
CAEN	CAIRON	CAMBES EN PLAINE
CANAPVILLE	CARPIQUET	COLLEVILLE MONTGOMERY
COLOMBELLES	CORMELLES LE ROYAL	COUDRAY RABUT
COURSEULLES SUR MER	CRESSERONS	CREULLY (CREULLY SUR SEULLES)
CUVERVILLE	DEMOUVILLE	EPRON
EQUEMAUVILLE	ESQUAY NOTRE DAME	ETERVILLE
EVRECY	FEUGUEROLLES BULLY	FLEURY SUR ORNE
FONTAINE ETOUPEFOUR	FONTENAY LE MARMION	GAVRUS
GIVERVILLE	GLOS	GRENTHEVILLE
HERMANVILLE SUR MER	HEROUILLE ST CLAIR	HONFLEUR
HUBERT FOLIE	IFS	LANTHEUIL (PONTS SUR SEULLES)
LION SUR MER	LIVAROT (LIVAROT PAYS D'AUGE)	LOUVIGNY
MATHIEU	MAY SUR ORNE	MERVILLE FRANCEVILLE PLAGES
MEZIDON CANON (MEZIDON VALLEE D'AUGE)	MONDEVILLE	MOUEN
MOULT (MOULT CHICHEBOVILLE)	OUISTREHAM	PERIERS SUR LE DAN
PONT L'EVEQUE	RANVILLE	ROSEL
ROTS	ST ANDRE SUR ORNE	ST ARNOULT
ST CONTEST	ST GATIEN DES BOIS	ST GERMAIN LA BLANCHE HERBE
ST MARTIN AUX CHARTRAINS	ST MARTIN DES ENTREES	ST PIERRE SUR DIVES (ST PIERRE EN AUGE)
SANNERVILLE (SALINE)	SOLIERS	TOURGEVILLE
TOURVILLE SUR ODON	TROARN (SALINE)	TROUVILLE SUR MER
VERSON	VILLERS BOCAGE	VILLERVILLE
VIMONT		
DSP1 - 2005 - 5 communes historiques		
AVENAY	BENOUVILLE	BRETTEVILLE L'ORGUEILLEUSE (THUE ET MUE)
ESCOVILLE	ST AUBIN D'ARQUENAY	
DSP 2 - 2006 - 1 commune		
MALTOT		
DSP3 - 2007 - 2 communes historiques		
LE MESNIL BACLE (LIVAROT PAYS D'AUGE)	ST MANVIEU NORREY	

1 LES USAGERS

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les usagers du gaz naturel peuvent choisir librement leur fournisseur. L'ouverture des marchés a eu pour conséquence la séparation physique et comptable des activités de distribution et de fourniture.

Selon trois contrats de concessions, le SDEC ENERGIE a consenti à GRDF cette distribution, ce concessionnaire est responsable de l'acheminement du gaz naturel et de l'exploitation du réseau de distribution publique de gaz sur les 87 communes historiques concernées par ces contrats.

1.1 Le nombre des usagers et leur consommation

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Nombre d'usagers ¹	60 856	60 798	61 431	61 947	439	480	538	596	50	49	54	57
Nombre de GWh ² consommés	1 882	1 960	1 658	1 729	16,30	15,04	11,93	12,55	1,01	1,15	0,94	1,09



A périmètre constant, le nombre d'usagers de l'ensemble des concessions augmente par rapport à 2014 (+1%).

La concession historique de 1997 se développe peu (moins d'1%). Les concessions 2005 et 2007 poursuivent leur développement (+11 % pour la concession 2005 et +6 % pour la concession 2007).

Le niveau des consommations des 3 concessions augmentent de 4% par rapport à 2014.

1.2 Les usagers par segmentation de puissance

Nombre d'usagers	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
T1 < à 6 000 kWh/an	17 992	17 738	17 209	17 530	17	19	28	35	4	2	5	6
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	42 275	42 465	43 607	43 781	418	458	507	559	46	47	49	51
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	570	576	596	617	3	2	3	2	-	-	-	-
T4 > à 5 000 000 kWh/an	18	18	19	19	1	1	-	-	-	-	-	-
Total	60 856	60 798	61 431	61 947	439	480	538	596	50	49	54	57

Pour la concession 1997, en 2015, on observe une hausse de 2 % du nombre de contrats T1, une stabilité des contrats T2 et une hausse de 4% des contrats T3.

Le concessionnaire a apporté des précisions en ce qui concerne l'évolution non négligeable de contrats T1 alors que ce tarif était en décroissance depuis plusieurs années. Cette évolution de 327 contrats T1 serait

¹ Par commodité de langage, on entend par nombre d'usagers le nombre de point de comptage et d'estimation (PCE).

² 1 GWh = 1 million de kWh.

liée à la baisse des consommations unitaires des logements qui fait basculer majoritairement des Points de Consommations Estimées (PCE) au tarif T2 vers un tarif T1, suite notamment à des adaptations tarifaires demandées en masse par les fournisseurs. Ainsi, la bascule de PCE au tarif T2 vers le tarif T1 a été supérieure à « l'érosion naturelle » du nombre de tarifs T1 « cuisson ».

Pour la concession 2005, le nombre de contrats progressent : T1 (+25%) et T2 (+10%). On note également la perte d'un usager gros consommateur T3.

Concernant la concession 2007, le nombre de contrats T1 (+20%) et T2 (+4%) progressent.

1.3 Les consommations par segmentation de puissance

Consommations en GWh	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
T1 < à 6 000 kWh/an	33	38	30	32	0,05	0,1	0,1	0,2	0,007	-	0,028	0,028
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	876	929	731	760	7	8,3	6,7	7,3	1	1,15	0,909	1,063
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	508	525	451	490	2,2	2,1	3,8	5,0	-	-	-	-
T4 > à 5 000 000 kWh/an	464	469	446	447	7	4,6	1,3	0,0	-	-	-	-
Total	1 882	1 960	1 658	1 729	16,3	15,0	11,9	12,5	1,01	1,15	0,937	1,091

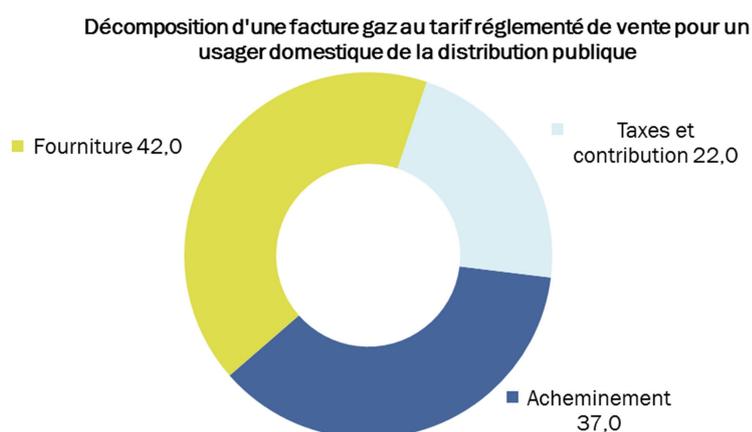
Sur les trois concessions, le volume global consommé augmente en moyenne de 4%. Cet état de fait s'explique par l'évolution du nombre d'usagers cumulée à des conditions climatiques plus rigoureuses enregistrées sur cette période, cela se vérifie à l'observation des Degrés Jours Unifiés (2 401 DJU en 2015 contre 2 285 DJU en 2014).

Le concessionnaire indique également que la baisse des tarifs implique moins de comportements économes en énergie de la part des usagers.

En ce qui concerne la concession 2007, il convient de noter une hausse plus marquée (16%) des consommations, le concessionnaire n'explique pas cette évolution.

Le volume moyen consommé par un usager T2 augmente de 5% en 2015, quelle que soit la concession.

1.4 Les tarifs d'abonnement et d'acheminement pour le distributeur



Transport, stockage et distribution : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

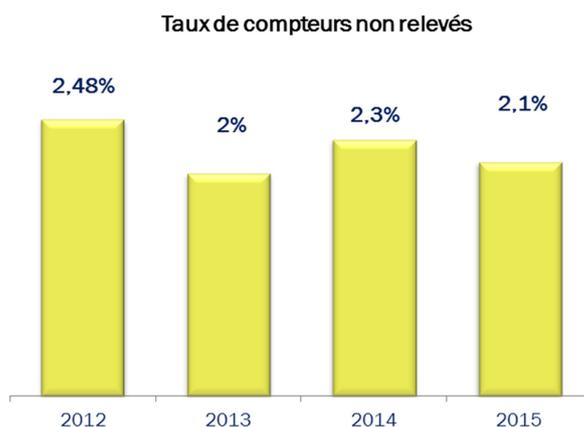
Fourniture : part des coûts de commercialisation et les coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs

CTA (Contribution tarifaire d'acheminement) : elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.

Montants au 1 ^{er} juillet par option tarifaire	Abonnement annuel en €			Acheminement proportionnel en €/MWh			Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
T1 < à 6 000 kWh/an	32,28	33,24	34,56	25,57	26,32	27,35			
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	124,56	128,28	133,32	7,52	7,74	8,04			
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	707,64	728,4	757,08	5,28	5,44	5,65			
T4 > à 5 000 000 kWh/an	14 296,8	14 717,16	15 295,56	0,74	0,76	0,79	186,00	191,52	199,08

Montants au 1 ^{er} juillet par option tarifaire	Abonnement annuel en €			Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j			Terme annuel à la distance en €/mètre		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
TP Tarif de proximité	33 354,36	34 335,00	35 684,40	92,76	95,52	99,24	60,84	62,64	65,16

1.5 La non relève des compteurs



Il est à noter un très bon taux de non relève (2,1%) en 2015. Le concessionnaire signale 28 redressements pour dysfonctionnement de compteurs en 2015, contre 54 en 2014 (données corrigées lors de la mission 2016). Les dysfonctionnements de compteurs sont généralement détectés par l'analyse de la relève qui met en évidence une consommation nulle sur 6 ou 12 mois.

Par ailleurs, le concessionnaire mentionne un nombre non négligeable de 50 redressements pour fraude et consommations sans fournisseur. Ces dossiers sont principalement détectés lors des relèves et interventions réalisées sur les compteurs inactifs qui montrent une consommation alors qu'aucun contrat n'est actif sur le Point de Consommation Estimé. Il peut s'agir d'un compteur que le concessionnaire avait laissé en maintien d'énergie et pour lequel à la suite d'un emménagement, l'utilisateur n'a pas contracté avec un fournisseur ; ou bien d'un usager qui s'est lui-même rétabli en gaz à la suite d'une résiliation à l'initiative fournisseur, on parle alors de « rétablissement frauduleux ». Ces fraudes se traduisent par l'établissement et la facturation d'un constat de fraude en supplément des consommations et d'un dépôt de plainte au tribunal.

En 2015, le concessionnaire comptabilise 36 usagers consommant sans fournisseur (18 en 2014) et 14 rétablissements frauduleux (13 en 2014). Le nombre de réclamations portant sur les données de comptage augmente très légèrement : 62 en 2015, contre 59 en 2014.

Dans le cadre du déploiement du compteur communicant « GAZPAR », le concessionnaire continue la dépose des compteurs résiliés depuis plus de 3 ans, dans le but notamment d'assainir son parc. Il a précisé les 4 zones pilotes concernées par le déploiement de ce compteur, à savoir, les villes du Havre, de Rueil-Malmaison, de Saint Brieux et de Villeurbanne.

Le concessionnaire a précisé ne pas rencontrer de problèmes particuliers dans la pose des concentrateurs.

1.6 Le suivi des engagements de service

Le catalogue des prestations, document contractuel du cahier des charges, prévoit le respect de délais d'intervention de la part de GRDF :

Engagement de :	Dans un délai de :	2014			2015		
		Nombre d'actes	Non-respect	% de non-respect	Nombre d'actes	Non-respect	% de non-respect
Mise en service sans déplacement	maxi 8 semaines*	1 770	7	0%	2 000	4	0%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur	5 jours ouvrés	6 222	512	8%	6310	537	9%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur >25m ³ /h	5 jours ouvrés						
Mise en service avec déplacement avec pose compteur =<25m ³ /h	5 jours ouvrés						
Changement de fournisseur sans déplacement	+ ou - 7 jours calendaires	4 458	2	0%	2 910	14	0%
Coupure pour impayé	10 jours ouvrés	739	96	13%	716	122	17%
Résiliation (mise hors service suite à résiliation du contrat de fourniture)	5 jours ouvrés	5 916	202	3%	5 814	411	7%
Relevé spécial hors changement de fournisseur	10 jours	200	13	7%	138	11	8%

Il est à noter une baisse de 7% du nombre de prestations. Elles s'élèvent à 17 888 en 2015, contre 19 305 en 2014 et sont consécutives à la demande des fournisseurs ou des usagers.

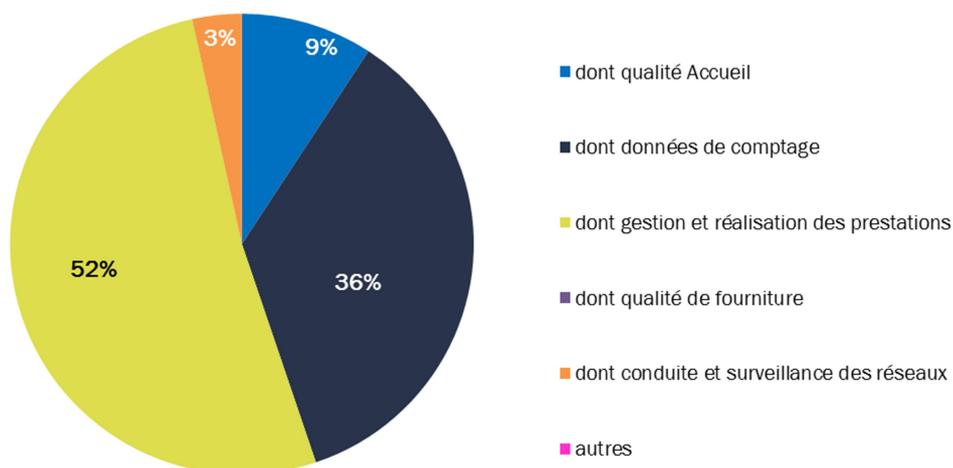
Le taux d'exécution des prestations hors délai souhaité par l'utilisateur s'est légèrement dégradé tout en restant bon : 6 % en 2015 contre 4 % en 2014. Notons que 95% des raccordements sont réalisés dans le délai convenu, contre 90% en 2014.

Les données sont fournies au regard des délais inscrits au catalogue des prestations et de ceux souhaités par l'utilisateur. Le délai catalogue est retenu quand le délai souhaité par l'utilisateur est inférieur à celui du catalogue. Le concessionnaire a indiqué que 5 à 7 % des demandes ne sont pas réalisées dans les délais du catalogue.

À la demande de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), depuis juillet 2013, le concessionnaire indemnise systématiquement les usagers pour délai non tenu de son seul fait : 99 dédommagements sont ainsi comptabilisés en 2015, contre 126 en 2014. Le montant global de ces indemnités systématiques est de 2 702€, soit une moyenne d'indemnisation de 27€ par dossier.

On note 716 coupures pour impayés (-3% par rapport à 2014).

1.7 Les réclamations



En 2015, les usagers de la concession ont présenté 174 réclamations contre 206 en 2014. Seulement 7 % de celles-ci sont directement adressées au concessionnaire par les usagers.

Les réclamations portent au principal sur la gestion et la réalisation des prestations (52%) ainsi que les données de comptage (36%).

Il est à noter que le nombre de réclamations comptabilise tant les réclamations écrites que celles qui sont saisies en ligne. Il semblerait que les réclamations émises oralement ne soient pas enregistrées dans le système informatique.

Le délai de traitement des réclamations s'est nettement amélioré :

- Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires : 96,8% contre 91,7% en 2014 ;
- Taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours calendaires : 99,4% contre 97,5% en 2014.

Le concessionnaire a précisé que la mise en place d'une cellule « écoute client » propre à GRDF (et non plus commune avec celle d'Enedis) a permis d'améliorer ces résultats.

Le concessionnaire a indiqué un dédommagement à la suite d'un défaut de livraison à la maille de la concession. GRDF a fourni les éléments relatifs à ce dossier. Ils n'amènent pas d'observations particulières.

En 2015, deux réclamations ont été traitées par le médiateur de l'énergie. Le concessionnaire a transmis le détail de ces affaires à l'autorité concédante qui souligne une nouvelle fois leur bonne traçabilité.

1.8 L'accueil de GRDF

Les accueils "Gaz Naturel Raccordement et Conseils" :

Agence Gaz Naturel Raccordement et Conseil
BP 87
76 250 DEVILLE LES ROUEN"
Numéro téléphonique : 09.69.36.35.34 (numéro Cristal, appel non surtaxé)

Ces accueils sont dédiés à tous les usagers, promoteurs, partenaires et fournisseurs. Ils traitent l'ensemble des activités allant de la promotion du gaz naturel jusqu'à la mise en service du raccordement du client. Ce numéro téléphonique est opérationnel de 8h à 17h sans interruption méridienne.

GRDF Urgence Sécurité Gaz :

GRDF dispose d'un numéro unique "GRDF Urgence Sécurité Gaz" pour la sécurité et le dépannage gaz naturel accessible 24h/24h et 7j/7j. Un technicien intervient gratuitement dans les plus brefs délais.

Numéro téléphonique : 0.800.47.33.33 (appel gratuit depuis un poste fixe)

La réception des appels est le premier maillon de la chaîne de sécurité :

- Lorsqu'un tiers appelle afin de signaler une odeur ou un manque de gaz, son appel est pris en charge par l'Urgence Sécurité Gaz qui qualifie l'appel et transmet les données aux équipes d'intervention ;
- Plus d'un million d'appels sont ainsi traités chaque année par les 140 salariés des 3 sites de TOULOUSE, SARTROUVILLE et LYON, garantissant un traitement des appels 24h/24 et 7 jours/7, avec une traçabilité complète des appels (horaires, enregistrements, temps de transmission...);
- Des lignes prioritaires sont réservées aux services d'incendie et de secours ainsi qu'aux entreprises de travaux ayant endommagé un ouvrage du réseau de distribution de gaz.

1.9 Le bilan de la partie usagers

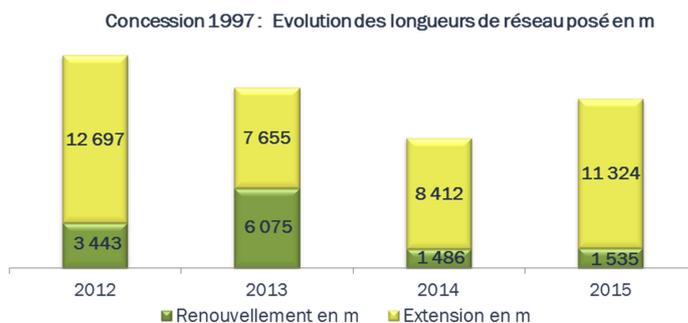
Points forts	Bon taux de non relève
	Bon taux d'exécution des prestations dans les délais souhaités par les usagers
	Communication des éléments demandés et complétude des réponses apportées
	Baisse du nombre des réclamations et transparence dans leur traitement ; réduction de leur délai de traitement.
Point à améliorer (demande récurrente)	Faible augmentation du nombre d'usagers (particulièrement sur la concession historique)

2 LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE

2.1 Le linéaire de réseau réalisé

À la suite de la réalisation de travaux sur le réseau de distribution public de gaz, le concessionnaire s'astreint à mettre à jour la cartographie dans un délai d'un mois après la mise en gaz et à procéder aux immobilisations comptables dans un délai de 2 mois.

CONCESSION 1997	Linéaire de réseau posé en m			
	2012	2013	2014	2015
Extension	12 697	7 655	8 412	11 324
Renouvellement	3 443	6 075	1 486	1 535
<i>dont renouvellement acier</i>	1 935	160	533	905
<i>dont renouvellement fonte</i>	1 436	-	75	65
<i>dont renouvellement cuivre</i>	-	-	-	-
<i>dont renouvellement divers</i>	60	5 914	878	565
Total	16 140	13 730	9 898	12 859



Après une très forte diminution en 2014, le linéaire total de réseau posé en 2015 a augmenté (+30%) pour retrouver un niveau comparable à celui observé en 2013, avec près de 13 km.

Des canalisations de réseau de gaz sont posées via deux typologies de travaux : les extensions et le renouvellement.

Après deux années de faible linéaire créé en extension, le linéaire posé en 2015 est proche de celui de 2010. Il a augmenté de 30% par rapport à 2014. Après la chute du linéaire posé lors des travaux de renouvellement de 76% entre 2013 et 2014, une progression de 3% est observée en 2015.

Le concessionnaire n'a de programmes de renouvellement systématique ni pour les réseaux déjà amortis de plus de 45 ans, ni pour les 109 km de réseau basse pression car selon lui, ces réseaux ne sont pas plus concernés que les autres par les fuites ou la corrosion. Cependant, le concessionnaire n'apporte pas les éléments techniques prouvant que ces réseaux ne nécessitent pas de programmes de renouvellement spécifique.

Le SDEC ÉNERGIE constate que le réseau basse pression (BP) est le plus touché par les incidents et qu'il est l'un des plus anciens. Par ailleurs, ce réseau bénéficie d'une fréquence de surveillance plus importante que le réseau en moyenne pression.

CONCESSION 2005	Linéaire de réseau posé en ml			
	2012	2013	2014	2015
Avenay	-	-	-	-
Bénouville	496	-	40	38
Bretteville-L'Orgueilleuse	-	115	1 689	-
Escoville	341	260	-	-
St Aubin d'Arquenay	-	0	361	-
Total	837	375	2 090	38

En 2015, sur la DSP 2005, des travaux ont été réalisés sur la commune de Bénouville.

CONCESSION 2007	Linéaire de réseau posé en ml			
	2012	2013	2014	2015
Saint Manvieu Norrey	345	-	25	-
Mesnil Bacley	-	-	-	-
Total	345	-	25	0

Le concessionnaire n'a réalisé aucune extension du linéaire de réseau sur la DSP 2007 en 2015.

2.2 Les travaux sur les branchements

		2012	2013	2014	2015
Concession 1997	Nb de branchements réalisés en extension	837	497	542	540
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	12 697	7 655	8 412	11 324
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	15	15	16	21
	Nb de branchements réalisés en densification	619	151	123	115

		2012	2013	2014	2015
Concession 2005	Nb de branchements réalisés en extension	68	33	148	2
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	837	375	2 090	38
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	12	11	14	19
	Nb de branchements réalisés en densification	5	6	4	5

		2012	2013	2014	2015
Concession 2007	Nb de branchements réalisés en extension	18	0	1	0
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	345	0	25	0
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	19	0	25	0
	Nb de branchements réalisés en densification	1	0	1	1

Pour l'ensemble des concessions, le nombre de branchements réalisés en **extension** en 2015 est plus faible qu'en 2014.

Le nombre de branchements réalisés en **densification** reste faible pour l'ensemble des concessions. Il est en baisse sur la concession historique (-7%) par rapport à 2014, en légère hausse sur la concession 2005 et identique pour la concession 2007. Ces données sont corrélées aux observations concernant le linéaire de réseau posé. Le réseau de gaz naturel évolue peu en extension et en densification.

Le linéaire moyen de réseau par branchement posé lors des extensions est compris, en 2015, entre 19 et 21 m selon les délégations de service public. Il prend en compte l'ensemble des typologies de branchements (domestiques, collectifs et industriels) et l'ensemble des dossiers d'extension réalisés, dont la constitution est très variable d'une année à l'autre. Ce linéaire moyen par branchement augmente depuis 2014 après avoir diminué pendant plusieurs années.

2.3 Le suivi des études de rentabilité

Toutes concessions confondues		2012	2013	2014	2015
Nombre d'études de rentabilité reçues		98	89	86	97
Ensemble des B/I	B/I positifs	80	73	76	84
	B/I négatifs	18	16	10	13
B/I > 0	Linéaire de réseau prévu en m	19 979	16 371	17 749	16 564
	Nombre de branchements prévus	2 736	2 083	1 717	1 919
	Linéaire de réseau prévu par branchement en m	7	8	10	9
Études aboutissant à un dossier de travaux dans l'année	Nombre de dossiers travaux		26	63	59
	Linéaire réseau prévu en m		7 977	15 434	12 192
	Nombre de branchements prévus		1 006	1 472	1 054
	Investissements nets actualisés prévus (k€)		473	1 609	1 529
	Montant des remises gratuites prévues (k€)		379	774	46
	Participations financières complémentaires demandées aux clients en années 0 (k€)		501	40	51
Linéaire de réseau moyen par branchement prévue en m			8	10	12
Proportion de B/I négatifs		18%	18%	12%	13%

Si une demande d'extension est supérieure à 35 m par branchement, GRDF réalise des études de rentabilité (B/I). Lors de l'établissement des B/I, le concessionnaire doit tenir compte des remises gratuites de tiers (comme par exemple la prise en charge du terrassement par un lotisseur) dans le montant des investissements de l'opération considérée. Ces montants n'étaient pas fournis par GRDF. Le SDEC ENERGIE se réjouit que le concessionnaire lui transmette, le cas échéant, pour les études de rentabilité établies depuis 2013, le montant calculé des remises gratuites.

Lors de l'audit 2015, le concessionnaire s'est engagé à transmettre au concédant la finalité des études de rentabilité. GRDF a transmis 36% des études de rentabilité réalisées en 2015 complétées par le code finalité.

Le nombre des études de rentabilité (B/I) reçues a augmenté de +12% entre 2014 et 2015, pour atteindre le niveau observé en 2012 (97). La proportion d'études de rentabilité négatives transmises a diminué, passant de 18% en 2012 et 2013 à 13% en 2015. Cette proportion a été divisée par deux depuis 2007.

Avec la disparition du programme Gaz Extend et donc des études de rentabilité simplifiées, le concessionnaire ne propose plus d'offres commerciales pour des extensions, à des conditions plus intéressantes pour les usagers, que ne le prévoient les dispositions du cahier des charges.

Le linéaire moyen de réseau par branchement lors des calculs théoriques de rentabilité est de 9 m en 2015. Il a chuté depuis 2008 où il était de 25 m. Cette moyenne comprend l'ensemble des typologies de branchements (domestiques, collectifs et industriels) et l'ensemble des études réalisées, dont la constitution est très variable d'une année à l'autre.

2.4 Le suivi de la maintenance préventive et de la maintenance curative

Toutes concessions confondues	Maille CALVADOS	Maille BASSE NORMANDIE			Maille des concessions ³		
	2008	2009	2010	2011	2013	2014	2015
Entretien préventif délibéré en k€	394	811	833	917	454	447	416
Entretien curatif en k€ (immédiat + différé)	523	942	945	868	456	478	612
TOTAL	917	1 75	1 778	1 785	910	926	1 028

Le concessionnaire transmettait les montants des maintenances préventive et curative à la maille de la Basse-Normandie en précisant qu'il s'agissait de dépenses réelles. Les montants 2015 ont été fournis à la maille du département sans cette précision. Les montants à maille des concessions sont ensuite obtenus à l'aide d'une clé de répartition (nombre d'usagers). Le SDEC ÉNERGIE n'a donc pas l'assurance que le montant présenté corresponde réellement à des actions de maintenance sur ces territoires.

Le concessionnaire ne transmet pas de programme de maintenance sur 3 ans, mais uniquement son programme de visites par le véhicule de surveillance du réseau (VSR) sur 3 mois à venir au maximum. Il indique que l'extraction des données de maintenance concernant les seules communes adhérentes au SDEC ÉNERGIE est complexe.

Cependant, pour la mission de contrôle 2015, GRDF a précisé, par type d'ouvrage, les fréquences des actes de maintenance à réaliser, par type de contrôle et par classe de sensibilité des ouvrages. Il a ainsi précisé la fréquence des actes menés sur les ouvrages collectifs, les robinets / vannes, les postes de détente réseau et les protections cathodiques.

Concernant la maintenance curative, les données rapportées à la maille de la concession historique présentent une très forte augmentation pour les interventions sur canalisations ou accessoires réseau : +68% entre 2014 et 2015 et +207% entre 2013 et 2015.

³ Le concessionnaire a utilisé une clé de répartition ne permettant pas de garantir l'effectivité de la maintenance sur les concessions.

2.5 Les visites périodiques pour étalonnage des compteurs - VPE (dépose-pose de compteurs - DPC)

La périodicité de vérification des compteurs dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques (débit < 16 m³/h), 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels (débit ≥ 16 m³/h), 5 ans pour les compteurs industriels à piston rotatif ou à turbine (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 relatif aux compteurs de gaz combustible).

GRDF a précisé lors de l'audit que la DPC (Dépose Pose Compteurs) remplace l'activité précédente de VPE (Vérification Périodique et Étalonnage). Ce terme unique (DPC) recouvre toutefois deux opérations distinctes :

- Soit les compteurs sont déposés et ferrailés (ex : les compteurs domestiques)
- Soit ils sont déposés, envoyés en révision puis reposés (cas de certains compteurs industriels).

GRDF a également précisé que la VPE/DPC est réalisée sur les compteurs actifs et inactifs.

À la demande du concédant, GRDF fournit, par commune, les quantités de compteurs à vérifier (ou remplacer) depuis l'année 2014.

En complément, le concessionnaire a communiqué pour les données 2015, par commune également, le nombre de compteurs domestiques non accessibles pour les opérations de VPE/DPC (1 461), ainsi que le nombre de compteurs domestiques et industriels ayant dépassé leurs délais réglementaires de vérification (6 317).

Le concédant constate que les compteurs traités en 2015 représentent 64% (42% en 2014) du volume de compteurs concernés par la vérification des compteurs pour cette même année. Selon le concessionnaire, cet écart est expliqué en partie par l'inaccessibilité et d'autre part, pour les compteurs domestiques, par l'arrivée du compteur GAZPAR. En effet, le concessionnaire prévoit de résorber le stock de compteur à vérifier par le déploiement du compteur GAZPAR.

2.6 Le bilan de la partie travaux

Points forts	Fourniture, par commune, du nombre de compteurs domestiques non accessibles et du nombre de compteurs non vérifiés dans les délais réglementaires (vérification périodique des compteurs/dépose-pose compteurs)
Points en attente (demandes récurrentes)	Mettre en œuvre des actions pour développer et densifier le réseau existant.
	Fournir les preuves que les réseaux basse pression et antérieurs à 1950 ne sont pas plus accidentogènes que les autres et ne nécessitent pas de programme particulier de renouvellement.
	Fournir l'assurance que les montants de maintenance présentés pour les concessions correspondent réellement à des actions de maintenance sur ces territoires.
	Fournir le programme prévisionnel de maintenance sur 3 ans.

3 LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1 Le linéaire de réseau par nature

Au terme de l'exercice 2015, l'infrastructure de distribution compte 1 247 kilomètres de réseaux tracés en cartographie moyenne échelle (2 000^{ème}) ; base à partir de laquelle le concessionnaire extrait l'inventaire technique des canalisations remis au SDEC ÉNERGIE. L'essentiel de ce linéaire est localisé sur le périmètre « historique » de GRDF (concession 1997). Le périmètre « historique » représente 96,9% du linéaire global au 31 décembre 2015, dont la moitié répartie sur 7 communes du périmètre concédé (CORMELLES-LE-ROYAL, CABOURG, TROUVILLE-SUR-MER, HONFLEUR, IFS, BAYEUX et CAEN).

Par rapport au terme de l'exercice précédent, le linéaire de réseau s'inscrit en évolution d'environ +11 km. Cette évolution globale est la conséquence :

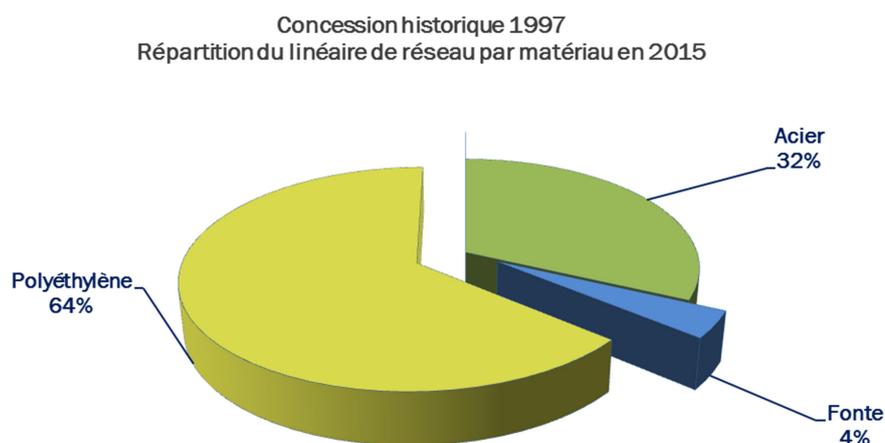
- De retraits de près de 3 km qui peuvent trouver leur origine dans des abandons de réseaux à la suite de travaux (notamment suite à des renouvellements ou des déplacements) ou de correctifs cartographiques ;
- De tracés supplémentaires à hauteur d'environ 14 km dont 11 portant le millésime 2015 (79%) et principalement sur le périmètre « historique » ; la part restante (près de 3 km) correspondant à des retards d'inscription en cartographie ou à des correctifs d'inventaire.

CONCESSION 1997 Linéaire de réseau en km (hors branchement)	2012	2013	2014 ⁴	2015
Acier	390	388	387	386
Fonte	53	50	49	48
Polyéthylène	729	742	761	774
Total	1 171	1 180	1 198	1 209
Évolution N / N-1	1,1%	0,7%	1,5%	0,9%

En 2015, le linéaire de réseau augmente de presque 11 km, soit +0,9% par rapport à 2014. Cette augmentation est supérieure à celle enregistrée en 2014 hors adhésion de Livarot (+ 0,5%). 9% de ce linéaire est composé de canalisations basse pression.

Les matériaux constitutifs des canalisations de distribution sont globalement cohérents avec l'évolution des techniques de pose de l'exploitant. Concrètement, les réseaux en polyéthylène ont été déployés massivement dans le Calvados dès le début des années 80.

Sur la concession 1997, 64% du réseau est constitué de canalisation en polyéthylène, 32% en acier et 9% en fonte.



⁴ 2014 : y compris l'intégration, dans le périmètre de la concession historique, de la commune de LIVAROT (nouvelle adhérente) avec 11,6 km de réseau.

Concession 2005 Linéaire de réseau en km (hors branchement)	Minimum prévu à fin 2011 (réseaux de distribution et d'amenée)	Réseau de distribution				Réseau d'amenée	Total réseau à fin 2015	Tenue de l'objectif en 2015
		2012	2013	2014	2015			
Avenay	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	0,1	3,7	106%
Bénoeuville	8	6,7	6,7	6,7	6,8	0,7	7,4	92%
Bretteville l'Orgueilleuse	12	14,1	15,0	15,9	15,9	0,2	16,1	134%
Escoville	3,4	2,7	3,3	3,3	3,3	0,2	3,5	102%
Saint Aubin d'Arquenay	4,1	3,6	3,6	3,9	3,9	1,1	5,0	122%
Total en m	31	30,6	32,1	33,4	33,5	2,2	35,7	115%
Évolution N / N-1		1,9%	4,9%	4,1	0,1%			

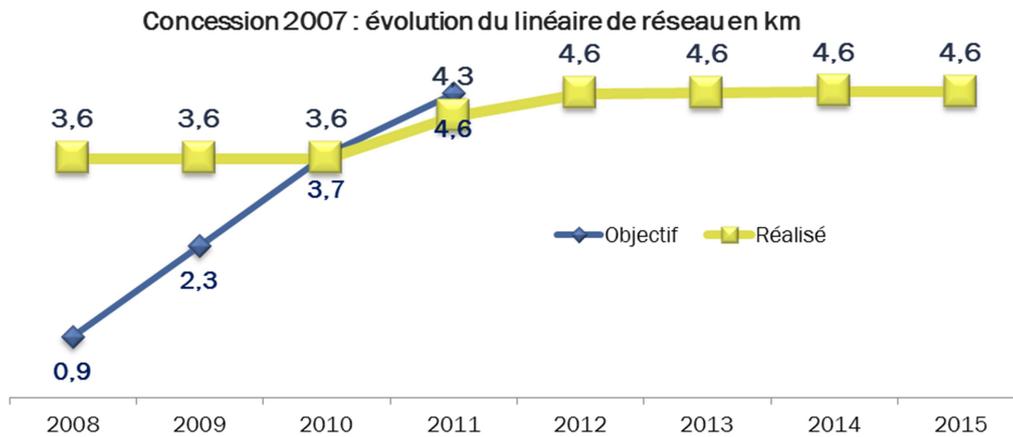
En 2015, le linéaire de réseau de la concession 2005 augmente de 0,1% par rapport à 2014. Les extensions réalisées se situent sur la commune de Bénoeuville.



Sur la concession 2005, GRDF a réalisé, depuis 2009, le linéaire global minimum imposé par le cahier des charges. Il a réalisé le linéaire minimum sur chacune des communes à l'exception de la commune de Bénoeuville. Cet état de fait est lié à une demande de la commune.

Concession 2007 Linéaire de réseau en km (hors branchement)	Minimum prévu à fin 2011 (réseaux de distribution et d'amenée)	Réseau de distribution				Réseau d'amenée	Total réseau à (hors 757m Mesnil Bacley)	Tenue de l'objectif en 2015
		2012	2013	2014	2015			
Le Mesnil Bacley	0,1	0,8	0,8	0,8	0,8	-	0,8	757%
Saint Manvieu Norrey	4,5	4,3	4,3	4,3	4,3	0,3	4,6	103%
Total en m	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	0,3	5,4	117%
Évolution N / N-1		7%	0%	0,5	0,0%			

En 2015, le linéaire de la concession 2007 n'a pas progressé.



Sur la concession 2007, GRDF a réalisé, depuis 2012, le linéaire global minimum imposé par le cahier des charges, ainsi que le linéaire minimum sur chaque commune de la concession.

3.2 Les branchements

Comme cela a déjà pu être relevé sur les exercices antérieurs, l'inventaire technique des ouvrages de raccordement demeure partiel et fragile. Ainsi, les branchements d'immeubles individuels exploités par GRDF restent non inventoriés techniquement conduisant à constater un défaut de réalisation des stipulations de l'article 2 des cahiers des charges de concession. L'état remis par le concessionnaire a pour partie été constitué à l'aide des bases clientèles et permet d'obtenir un dénombrement limité aux branchements individuels les plus récents tracés en cartographie moyenne échelle (SIG au 2 000^{ème}). Or, cet inventaire non exhaustif ne constitue pas un inventaire technique descriptif du patrimoine en exploitation ; inventaire qui pourrait être utilisé à des fins d'exploitation.

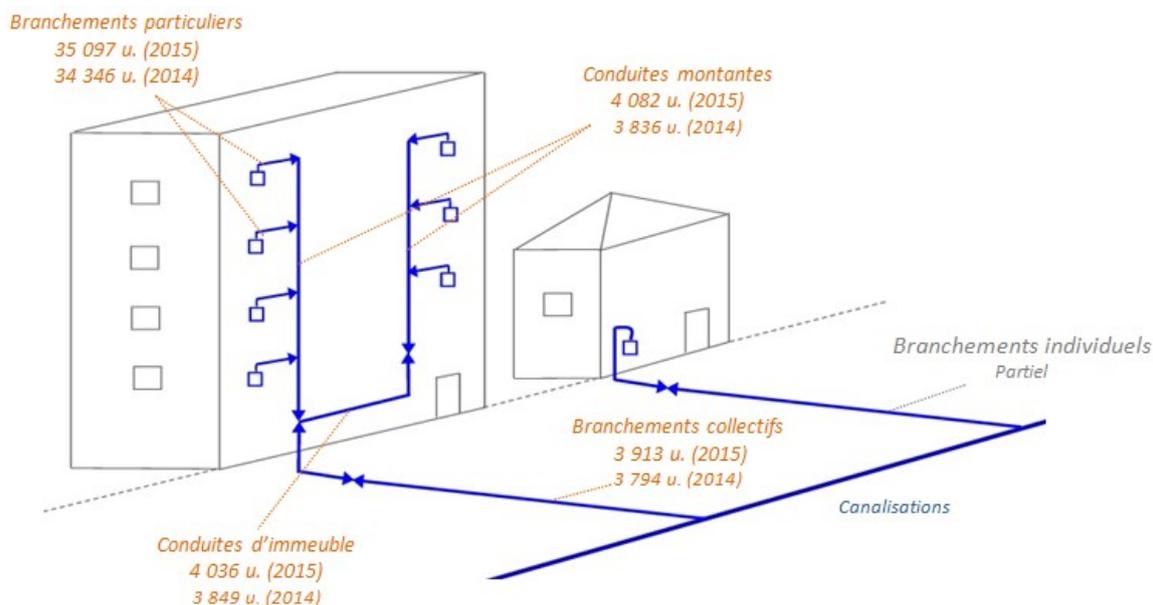
Les branchements non précisément cartographiés sont dit « fictifs ». Ils représentent 83% de l'ensemble des branchements répertoriés par le concessionnaire en 2015 (85% en 2014). Ils représentent une part variable de l'ensemble des branchements selon les concessions et les communes :

- 84% des branchements de la concession historique (dont 16 communes avec une proportion supérieure à 90%),
- 28% des branchements de la DSP1 (deux communes supérieures à 50% : AVENAY 86% et SAINT-AUBIN-D'ARQUENAY 58%),
- 15% des branchements de la DSP2 (LE MESNIL-BACLEY 89% et SAINT-MANVIEU-NORREY 0%).

Ces branchements fictifs sont transformés en branchements réels au fil de l'eau, selon les travaux réalisés dans les rues concernées.

Quant aux branchements collectifs et ouvrages collectifs d'immeuble, la fiabilisation annoncée de l'inventaire de terrain réalisé entre 2010 et 2014 par l'exploitant n'a pas été concluante. Aussi, celui-ci a engagé un complément d'inventaire national qui devrait arriver à son terme en 2017 (programme « RIO2 ») avant la réalisation d'un rapprochement avec l'inventaire comptable prévu pour 2018.

Sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE, le recensement des ouvrages de raccordement dans les immeubles collectifs permet de mettre en exergue de façon encore très lacunaire leurs caractéristiques techniques et ce malgré un taux d'avancement du programme RIO2 de 90% (2 186 adresses visitées sur un total de 2 435). Ainsi, les états techniques remis par l'exploitant doivent donc être considérés avec prudence. Quoiqu'il en soit, l'inventaire technique des capacités de raccordement fait état de 3 913 branchements collectifs sur réseaux à l'aval desquels sont raccordées 4 036 conduites d'immeubles et 4 082 conduites montantes.



Lors de la mission de contrôle 2015, GRDF a précisé que les branchements sont immobilisés en nombre et non pas en longueur. Une évolution de la longueur graphique d'un branchement en cartographie n'a donc pas d'influence sur la mise à jour des bases comptables.

Le concessionnaire a décrit la procédure de mise à jour de la cartographie (RACING) qui est mise en œuvre dans un délai de 30 jours après la mise en gaz d'un branchement.

En synthèse, concernant les branchements collectifs, GRDF mène un projet qui va au-delà des exigences de l'arrêté. Par contre, concernant les branchements individuels, la mise à jour n'est effectuée qu'au fil de l'eau. La cartographie transmise au SDEC ÉNERGIE ne présente pas les branchements fictifs. Il est demandé au concessionnaire de se conformer aux dispositions de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et du cahier des charges de concession.

Par ailleurs, il est également nécessaire de souligner le refus du concessionnaire de remettre au SDEC ÉNERGIE l'inventaire technique des ouvrages de raccordement à « facteurs de risque » connus, c'est-à-dire l'état des ouvrages dont la technologie et/ou l'environnement sont susceptibles de présenter une fragilité (ouvrage qui, dès lors qu'ils sont identifiés font l'objet d'une « fiche problème » pour traitement (traitement variable selon les priorités accordées aux différents facteurs de risque). Interrogé sur ce point, le concessionnaire a indiqué ne pas être en capacité de répondre favorable arguant, pour l'essentiel, que cette typologie d'ouvrages était essentiellement issue des remontées de terrain. Cette réponse apparaît d'autant plus étonnante que les remontées de terrain n'empêchent pas la traçabilité et que les chantiers associés au traitement des facteurs de risque font l'objet de codes finalités dédiés.

3.3 L'âge moyen du réseau pour la concession 1997

	2012	2013	2014	2015
Age moyen en années	24	25	24	25

Après la légère diminution observée entre 2013 et 2014, du fait de corrections d'âge des réseaux de 1937 et de l'entrée dans le périmètre de la concession du réseau de la commune de Livarot (plus récent), le SDEC ÉNERGIE constate que l'âge moyen des réseaux reprend sa progression.

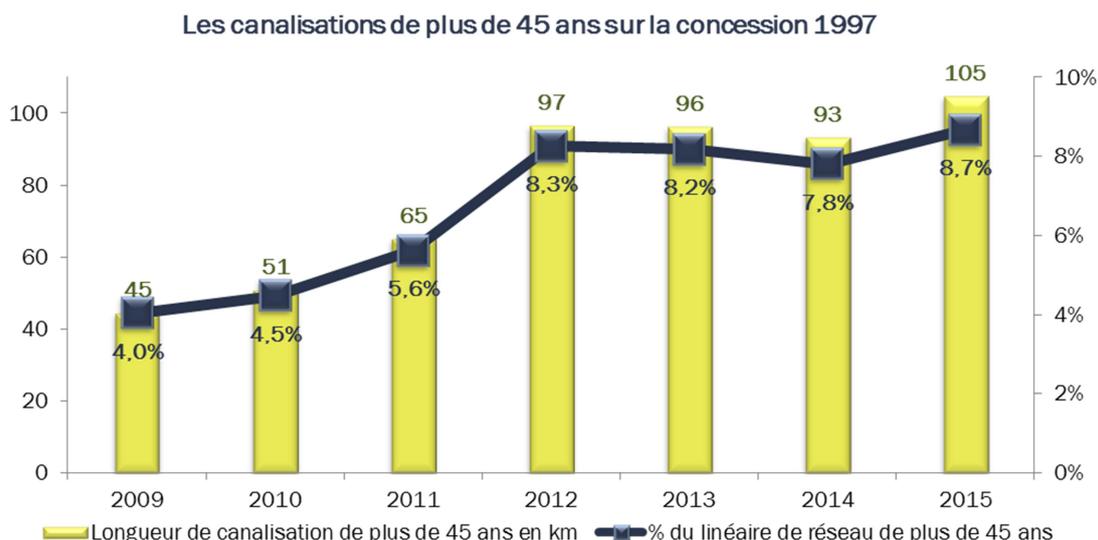
Age moyen des réseaux par type de pression	2013		2014		2015	
	Linéaire en km	Age moyen en années	Linéaire en km	Age moyen en années	Linéaire en km	Age moyen en années
BP	110	33	109	33	109	33
MPB	1 045	23	1 063	23	1 076	24
MPC	25	35	25	35	25	36
TOTAL	1 180	25	1 198	24	1 209	25

Il est à noter que les canalisations exploitées en basse pression (BP), constituées pour près de moitié en fonte ductile, comptent parmi les réseaux les plus anciens (33 ans d'âge moyen). Compte tenu de leur environnement d'implantation (zone urbaine dense en règle générale) et des conditions de réalisation des travaux à l'époque de leur construction (conditions moins contraignantes), des configurations de pose en sous-profondeur pourraient être recherchées (notamment vis-à-vis du risque de dommage aux ouvrages).

Le réseau moyenne pression de type C (MPC) est constitué très largement (93%) de canalisations en acier et plus d'un quart du linéaire a plus de 45 ans.

L'âge moyen des réseaux atteint 25 ans à fin 2015 mais présente de forte disparité entre les communes. 11 communes du périmètre concédé desservi regroupant plus du tiers des réseaux affichent un âge moyen de leurs réseaux de plus de 30 ans (durée de vie théorique appliquée avant 2006).

3.4 L'évolution du linéaire de réseau dont l'âge est de 45 ans ou plus pour la concession 1997



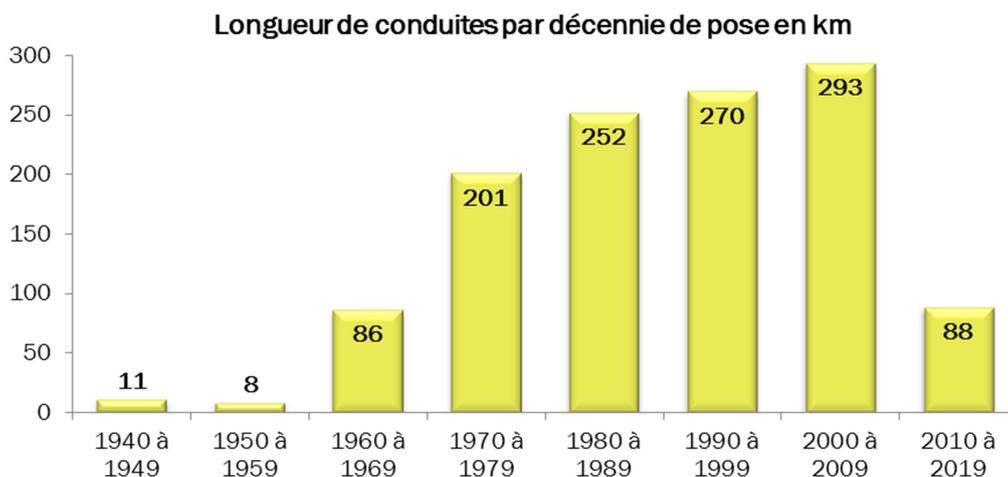
L'analyse de l'historique de constitution de l'infrastructure de distribution sur la concession 1997 conduit à observer que 8,7% du linéaire concédé a dépassé sa durée de vie théorique de 45 ans (105 kilomètres). En 2015, cette typologie de réseau a augmenté de 12%, soit 12 kilomètres supplémentaires, après avoir diminué en 2014 suite à une correction d'année de pose de près de 3 km de réseau, initialement datés de 1937.

Les réseaux de plus de 45 ans représentent plus d'un quart du linéaire de réseau moyenne pression de type C (MPC). Ils sont composés en quasi-totalité de canalisations en acier.

Les réseaux des communes de BONNEVILLE-SUR-TOUQUES, TOURGEVILLE, CANAPVILLE, LION-SUR-MER, CRESSERONS, SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE et BENERVILLE-SUR-MER présentent une part de leur linéaire de plus de 45 ans comprise en 20% et 73%.

Le SDEC ÉNERGIE attend toujours un programme de renouvellement de ces réseaux de la part du concessionnaire ou les éléments techniques prouvant que ces réseaux ne nécessitent pas de programmes de renouvellement spécifique.

3.5 La décomposition du linéaire de réseau en fonction des décennies de pose pour la concession 1997



Les réseaux de plus de 45 ans (posés avant 1970) sont quasiment tous construits en acier.

Comme le démontre le graphique du linéaire de réseau posé par décennie, un grand nombre d'ouvrages a été installé dans les années 1970-1979. Sans un programme préétabli de renouvellement, l'âge moyen du réseau de la concession 1997 va augmenter très rapidement.

3.6 Le suivi du nombre des accessoires de réseaux

Quantité en nombre	2012	2013	2014 ⁴	2015
Les vannes	1 477	772	633	561
Postes de détente et batterie	120	122	116	116
Les protections cathodiques	38	38	38	36

Une vanne est un robinet installé sur le réseau de distribution de gaz pour le interrompre le transit du gaz en cas d'incident ou d'intervention d'exploitation.

Depuis 2009, GRDF a initié un nouveau schéma de vannage ayant pour objectif de réduire le nombre de vannes, cet objectif étant qu'une vanne pourrait couper au maximum 1 000 usagers en basse pression et 2 000 usagers en moyenne pression. Après avoir précisé en 2015 que le schéma de vannage était globalement établi pour les communes urbaines et qu'il reste environ 15% à réaliser pour tendre vers le schéma de vannage idéal (démaillage), le concessionnaire est revenu en 2016 plus précisément sur le secteur de Caen en précisant qu'il traitait en priorité les blocs dits "critiques" (points d'intérêt spécifique) et qu'il temporisait son schéma dans ce secteur en l'attente du projet de TRAM.

Cette politique a induit la suppression de 1 398 vannes sur 1 959 entre 2008 et 2015, alors même que le périmètre des concessions a augmenté avec l'arrivée des communes de Cormelles le Royal, Vimont et Livarot. Plusieurs communes n'ont plus de vannes actives (robinets de réseau dits « utiles ») sur leur territoire, y compris des communes nouvellement mises en gaz :

- depuis 2012 : COUDRAY-RABUT, GAVRUS, ROSEL, BENOUVILLE et ESCOVILLE ;
- depuis 2013 : CAMES-EN-PLAINE, FEUGUEROLLES-BULLY et HUBERT-FOLIE ;
- depuis 2014 : AVENAY (DSP1), PÉRIERS-SUR-LE-DAN (contrat historique) et SAINT-MANVIEU-NORREY (DSP2) ;
- depuis 2015 : GLOS (contrat historique).

En moyenne, une vanne est installée tous les 2,2 kilomètres de réseau en 2015, contre tous les 620 m en 2009 et pour 112 usagers en 2015, contre 33 en 2009.

GRDF a précisé que les vannes ne sont pas déposées : elles deviennent du "tube" et ne sont plus concernées que par la détection de fuite (RSF) en opération de maintenance. Ces robinets de réseau « non prescrits » sont intégrés aux ouvrages de « classe 4 ». GRDF refuse de rendre compte de l'exhaustivité du parc de robinet de réseau (vision réduite aux robinets dits « utiles » à l'exploitation excluant les équipements de classe 4, c'est-à-dire les robinets non manœuvrables maintenus en position ouverte ou fermée).

Au-delà de l'impact sur la connaissance patrimoniale, cette carence est de nature à limiter la lisibilité sur les flux générés par le remaniement du schéma de vannage en cours (déclassement vers la classe 4 non visible, travaux de pose ou d'abandon difficilement isolables). Ceci est également à mettre en relation avec le manque de précision des informations associées aux travaux réalisés sur les robinets de réseaux. En effet, si le libellé « schéma de vannage » peut être identifié parmi les motifs des travaux, le volume de robinets traités est impossible à identifier dans la mesure où ces équipements sont considérés par GRDF en tant que réseau (quantification en linéaire).

De plus, chaque année depuis 2009, GRDF revient sur sa décision de diminuer le nombre de vannes sur plusieurs communes. Dans ces situations, le concessionnaire remet en service des vannes qui n'étaient plus entretenues. En 2015, des vannes précédemment sortie du réseau des vannes entretenues ont été réintégrées sur les communes d'HUBERT-FOLIE, PONT-L'ÉVÊQUE et TROUVILLE-SUR-MER.

Le SDEC ÉNERGIE regrette cet abandon de vannes (qui sur le terrain se traduit par un arrêt de leur entretien) et qui risque de pénaliser la continuité de service du fait d'un nombre beaucoup plus important d'usagers

coupés en cas d'incident. Le SDEC ÉNERGIE s'interroge sur la pertinence du plan de vannage du concessionnaire et souhaite que GRDF revoie sa position pour la continuité du service public de gaz.

Enfin, il est à noter que deux états techniques des robinets dits « utiles » à l'exploitation ont été remis par l'exploitant : l'un issu de ses bases cartographiques (SIG moyenne échelle) et l'autre issu de la GMAO (base dédiée à la maintenance). La première affiche un volume d'équipements supplémentaires de plus d'un tiers (37,2%, soit 152 unités) par rapport à la seconde. Interrogé sur cet écart, le concessionnaire a précisé que la base GMAO était plus fiable dans la mesure où elle tient compte des modifications opérées à la suite du remaniement du schéma de vannage.

S'agissant des ouvrages de détente de la distribution publique, 116 ouvrages de détente sont inventoriés fin 2015 sur le seul périmètre « historique ». La majorité de ces équipements permet la détente du gaz naturel de la moyenne pression vers la basse pression (99 unités). Ensuite, viennent les détentes des réseaux MPC vers les réseaux MPB avec 16 unités. Un équipement permet des adaptations de pressions dans la gamme MPC (poste MPC/MPC).

L'inventaire technique présente un défaut de mise à jour dans la mesure où aucune évolution n'est identifiable sur 2015 et ce, malgré la mise en service de deux équipements à Equemauville (données associées aux travaux).

Par ailleurs, le rapprochement de l'inventaire technique avec les actes de maintenance réalisés a conduit à identifier des anomalies expliquées pour partie par GRDF comme la résultante de défauts d'affectation de la commune d'implantation de certains équipements (communes d'ESQUAY NOTRE DAME et VILLERVILLE). Certaines explications restent en attente (notamment sur un poste DP implanté sur la commune d'EVRECY).

Les canalisations métalliques enterrées sont protégées cathodiquement contre la corrosion ; et ceci de deux manières :

- De façon passive, par enrobage systématique dans des substances isolantes (polyéthylène, brai...). Règlementairement, ce type de protection peut concerner :
 - Les canalisations enterrées d'une longueur inférieure à 30 mètres ;
 - Les branchements isolés (isolés de la continuité du courant électrique) ;
 - Les canalisations en fourreaux métalliques perturbant une protection active
 - Les canalisations implantées en ouvrages d'art (ponts, passerelles...) pour lesquelles la protection active est impossible techniquement ;
- De façon active par des dispositifs permettant de drainer les courants vagabonds, de corriger le potentiel électrolytique de la canalisation par rapport à son environnement ou encore de conférer à la canalisation un rôle de cathode par rapport à une anode galvanique dégradable. Cette protection active est assurée à l'aide d'ouvrages concédés dédiés permettant d'équilibrer les potentiels électrolytiques (postes de drainage, poste de soutirage, anodes réactives) ou part continuité avec les moyens de protection (maillage électrique) implanté sur le réseau de transport ou sur une concession amont. Or, une part de ces réseaux peut ne pas faire l'objet d'une protection active en raison de leur condition d'implantation (notamment les réseaux acier en encorbellement sur des ouvrages d'art ou de génie civil) ou pour des raisons d'ordre économique. À fin 2015, ces réseaux atteignent 5 357 mètres majoritairement implantés sur la commune de Caen (70%).
Sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE, il a été dénombré 36 équipements dédiés de protection cathodique active dont 17 postes de soutirage, 8 postes de drainage et 11 anodes réactives. En l'absence d'historique, cet inventaire n'appelle pas de remarques particulières.

3.7 La cartographie des ouvrages

Le concédant a constaté un problème de calage du réseau gaz concédé par rapport au fond de plan sur plusieurs communes.

Le concessionnaire explique ces décalages par le fait que les fonds de plan cadastraux peuvent être mal géoréférencés dans le SIG de GRDF. Il fait le constat au niveau national du décalage de 25% du réseau moyenne échelle, en particulier sur certaines régions.

GRDF initie un projet (AdjustME) sur 2 ans (octobre 2015 - fin 2017). Ce projet a pour objectifs de mettre à jour les fonds de plan cadastraux et recalculer ensuite les données SIG. Une partie du travail sera automatique

et une autre sera manuelle. Au titre de la mission de contrôle 2016, le concessionnaire n'a pas fourni l'état d'avancement du projet que le SDEC ÉNERGIE a sollicité

Concernant les classes de précision des réseaux gaz, GRDF a fourni le classement du linéaire de réseaux par commune. Ainsi, 2,43% de ce linéaire est en classe A ; le reste est en classe B, soit 97,57%.

Pour rappel, le concessionnaire a précisé que le taux de classe A représente environ 2% du parc national (seuls les réseaux neufs sont en classe A). Les réseaux sont cartographiés en classe B sauf indication contraire (A ou C).

3.8 Le bilan de la partie ouvrages de la concession

Points en cours d'amélioration	Pour les branchements collectifs, GRDF mène un projet qui va au-delà des exigences de l'arrêté du 13 juillet 2000 (phase complémentaire de l'inventaire de terrain « RIO 2 »).
	Le projet AdjustME prévu pour mettre à jour les fonds de plans cadastraux et recalculer ensuite les données cartographiques, à partir de fin 2015.
Points en attente	Diminuer le linéaire de réseau dont l'âge dépasse les 45 ans (demande récurrente) ; l'activité de développement et de renouvellement des ouvrages concédés ne permettant pas de maintenir l'âge moyen des infrastructures.
	Communiquer l'exhaustivité de l'inventaire des robinets de réseaux ; état restreint à ce jour aux équipements « utiles » à l'exploitation.
	Continuer d'entretenir les vannes de réseau qui étaient répertoriées avant 2009 et améliorer la continuité de service en révisant le plan de vannage (demande récurrente).
	Se conformer aux dispositions de l'arrêté du 13 juillet 2000 et du cahier des charges de concession (article 2) concernant les branchements créés après 2000.

4 QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

4.1 Le nombre des incidents

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Incidents sur ouvrage en concession	646	669	649	654	4	7	10	7	2	2	-	1
Incidents sur ouvrage hors concession	108	125	171	165	-	-	-	-	-	-	-	-

Les signalements d'anomalies symptomatiques d'incidents sur les ouvrages gaz ont globalement deux origines :

- D'une part, ceux qui proviennent des agents de GRDF dans le cadre de leur activité. Ils génèrent des signalements d'incidents dits « internes » (3% des signalements) ;
- D'autre part, ceux provenant de tiers au sens large, qui génèrent des signalements d'incidents dits « externes » (97% des signalements). En 2015 la très grande majorité des signalements externes (78%) ont été émis par des usagers.

Parmi l'ensemble des signalements reçus par le centre Urgence Sécurité Gaz (USG), tous ne concernent pas les ouvrages concédés. Ainsi des signalements peuvent également concerner les installations intérieures des usagers, les installations d'autres distributeurs ou alors n'affecter aucun équipement gazier dans le cas où, *in fine*, ces derniers ne présentent pas de défaut.

Le nombre d'incidents observés sur les ouvrages de la concession 1997 ainsi que celui des incidents enregistrés par le concessionnaire pour ce même territoire, mais localisé sur des ouvrages hors concession, est équivalent en 2015 à celui de 2014.

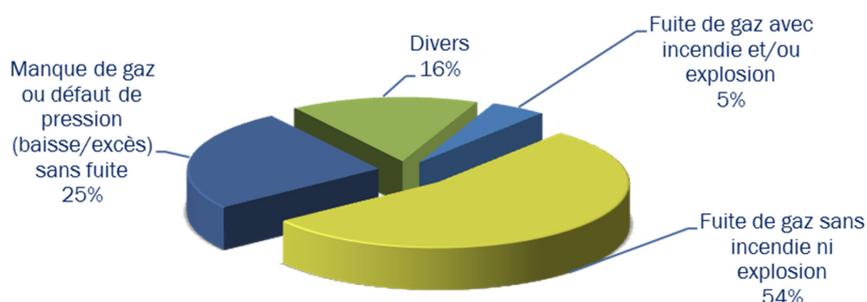
Après une augmentation en 2014, le nombre d'incidents 2015 localisés sur des ouvrages de la concession 2005 a retrouvé le niveau de 2013.

Un seul incident a été enregistré sur le territoire de la concession 2007 en 2015.

Le concessionnaire a pour engagement de contrat de service public d'intervenir en moins de 60 minutes dans 95% des cas. Le concessionnaire refuse de communiquer sur ses délais d'intervention pour chaque incident. Il précise que le nombre d'incidents traités pour lesquels un dépassement de délai est constaté est négligeable à la maille Normandie. GRDF indique que chaque dépassement horaire fait l'objet d'une analyse par le chef d'exploitation et qu'aujourd'hui, l'organisation du concessionnaire n'est pas mise en cause. Les éléments transmis indiquent un dépassement horaire pour 6 incidents en 2015.

4.2 Les sièges et causes des incidents

Les causes des 827 incidents constatés en 2015



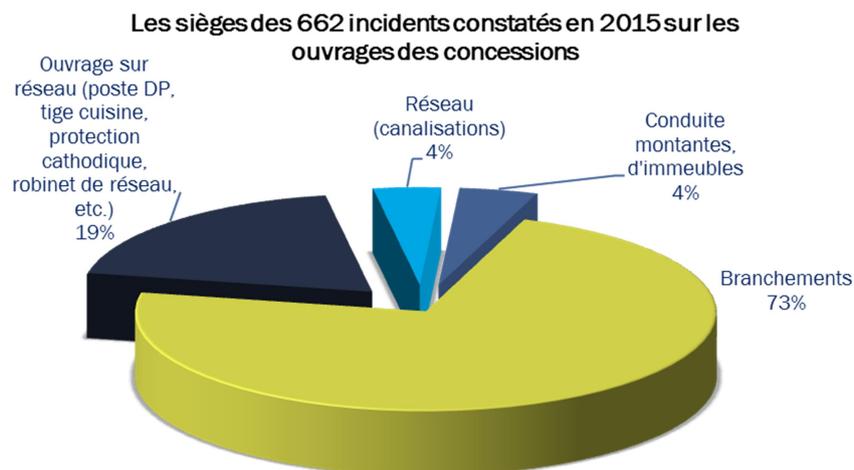
En 2015, la majorité de ces incidents concerne toujours des fuites de gaz sans incendie ni explosion.

Les dommages causés par altération de l'intégralité des ouvrages (usure, rupture de pièces, corrosion...) constituent la première cause d'incidents avec plus de la moitié des aléas enregistrés en 2015.

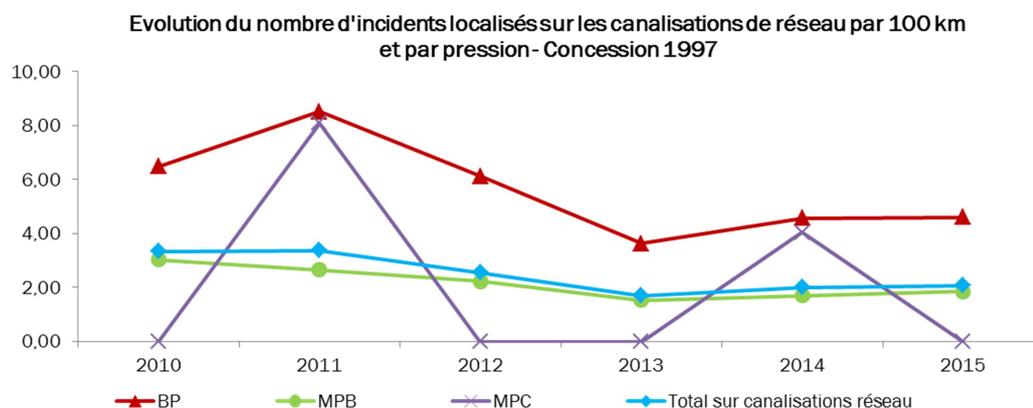
Depuis 2012, les principales causes des incidents constatés sont altération de l'intégralité des ouvrages (usure, rupture de pièces... pour 47% en 2015) et des déclenchements intempestifs de dispositifs de sécurité (11%). Dans le même temps, la proportion des incidents pour des dommages ou actions effectués par des tiers diminue régulièrement (5% en 2015, contre 7%).

Enfin les incidents dus à un « facteur indéfini » (matériel ou environnement) représentent la troisième catégorie de causes d'aléas avec 40 événements (7%). Notons que l'imprécision de ce dernier item peut conduire à s'interroger sur la fiabilité des procédures de collecte des incidents.

La répartition des incidents suivant les ouvrages qu'ils affectent met en évidence que la majeure partie d'entre eux a concerné les ouvrages de raccordement (branchements sur réseaux et ouvrages collectifs d'immeuble).



4.3 Les taux d'incidents par type de réseau



On observe, après une nette diminution, une légère croissance du taux des incidents localisés sur les canalisations de réseau depuis 2013. Ces taux présentent des variations importantes selon le type de pression des réseaux sur lesquels ils sont localisés.

Le taux d'incident observé sur le réseau moyenne pression de type C (MPC) montre de grandes fluctuations selon les années du fait du très faible linéaire de réseau concerné (moins de 25 km). Il est à noter que le réseau MPC est constitué très largement (93%) de canalisations en acier et que près d'un tiers du linéaire a plus de 45 ans.

Concernant le réseau basse pression (BP), le nombre d'incidents enregistrés sur ces canalisations représente 20% de l'ensemble des incidents sur canalisations alors que le réseau BP ne représente que 9% du linéaire total sur la concession historique. Ainsi, le taux d'incident sur canalisations sur le réseau BP rapporté à 100 km de réseau est 2,5 fois supérieur à celui observé sur le réseau moyenne pression de type B (MPB).

De plus, le réseau basse pression est l'un de plus anciens réseaux (âge moyen de 33,5 ans) et 14% de ce réseau (près de 15 km) a plus de 45 ans.

Le réseau basse pression est le réseau le plus incidentogène et dont l'âge moyen est l'un des plus élevés. Malgré ces constats récurrents, GRDF n'a toujours pas de projet de suppression de ce réseau. Le concessionnaire considère que ce réseau n'est pas identifié comme facteur de risque et n'envisage pas la nécessité de mettre en place un programme de renouvellement spécifique."

4.4 Les conséquences des incidents

Nombre d'utilisateurs	CONCESSION			TOTAL 2014	CONCESSION			TOTAL 2015
	1997	2005	2007		1997	2005	2007	
Coupés	2 053	2	0	2 055	841	3	0	844
Evaqués	45	0	0	45	0	0	0	0
Perturbés	371	0	0	371	193	1	0	194
TOTAL	2 469	2	0	2 471	1 034	4	0	1 038

Un client perturbé est un usager pour lequel la qualité de la livraison du gaz est diminuée (perte de pression, manque de débit...).

Ces usagers sont concernés par une perturbation de la distribution de gaz suite à un dommage sur ouvrage (intervention d'urgence), ils ne perçoivent donc pas d'indemnisations.

Le nombre total d'utilisateurs concernés par une coupure, une évacuation ou une perturbation de la qualité de livraison a fortement diminué entre 2014 et 2015 (-58%).

Les incidents dus à des dommages causés par les activités humaines sur ou aux abords des ouvrages sont ceux qui ont entraîné le plus grand nombre d'utilisateurs coupés en 2015 (47%). La moitié (49,7%) de ces coupures est due à des « dommages lors de travaux ».

Viennent ensuite les dommages causés par altération de l'intégrité des ouvrages (40%). Plus particulièrement ce sont les « usures-ruptures de pièces » qui en constituent le principal item (84,5%).

Le reste des coupures (14%) apparaît plus marginal et leur volumétrie n'appelle pas de remarques particulières.

4.5 Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages

En 2015, des dommages lors de travaux de tiers sont intervenus alors que l'entreprise n'avait pas fait de DICT dans 27% des cas, contre 37% en 2014.

Afin de diminuer les dommages aux ouvrages, le concessionnaire poursuit ses actions de prévention : sensibilisation des entreprises et des donneurs d'ordre (collectivités), présence terrain selon la typologie des chantiers. GRDF a également mis en œuvre des actions coercitives plus systématiques. Cependant, le taux d'agression (nombre d'agressions subies par les réseaux au regard du nombre de DICT reçues), après une diminution régulière depuis 2012, est passé de 0,77% en 2014 à 1,06% en 2015.

4.6 Les vérifications périodiques

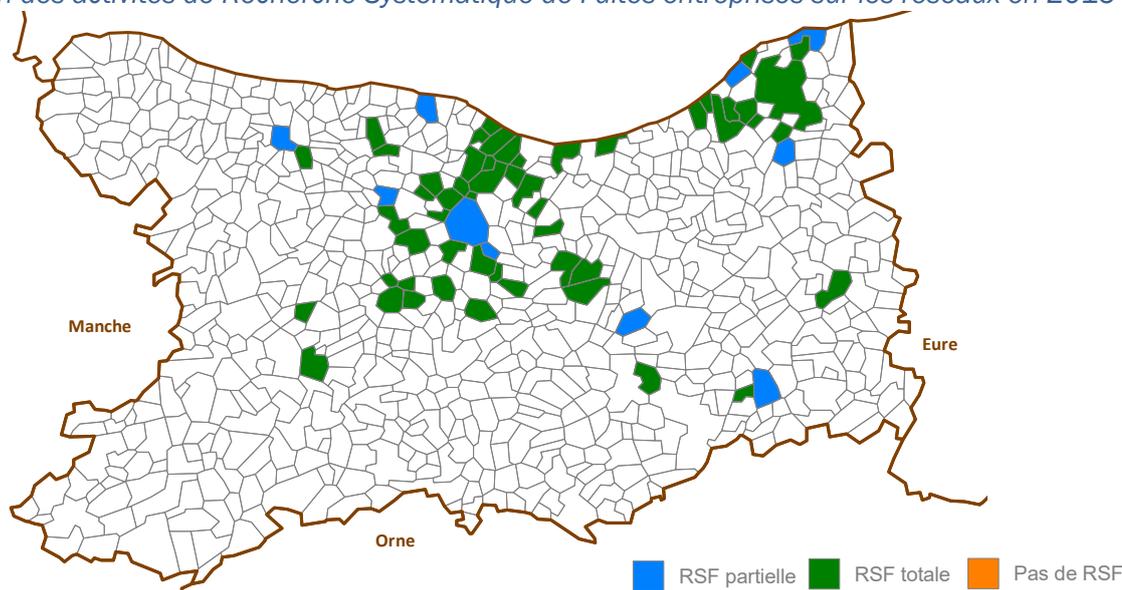
La Recherche Systématique de Fuite (RSF)

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Linéaire de réseau gaz (km)	1 171	1 180	1 198	1 209	31	32	33	33	5	5	5	5
Linéaire de réseau gaz contrôlé (km)	855	581	627	1 088	2	2	21	32	4	1	-	5
% de linéaire contrôlé	73%	49%	52%	90%	6%	6%	62%	96%	85%	15%	-	100%
Nombre d'indices de fuite détectés et confirmés	75	102	74	62	-	-	1	2	-	-	-	0
Linéaire de réseau MP en retard de surveillance en km				107,2				0				0

Les opérations de Recherche Systématique de Fuite (RSF) permettent la détection et la localisation de fuites par véhicule (VSR) ou recherche à pieds pour le réseau non accessible au VSR. Cependant, la recherche de fuites ne concerne ni les colonnes montantes, ni les colonnes d'immeubles.

En 2015, l'activité de surveillance des réseaux organisée par GRDF a concerné 1 126 kilomètres de réseaux, soit 90% du linéaire exploité. Cette activité de surveillance des réseaux a concerné, au moins pour partie, l'ensemble des communes desservies en gaz.

Localisation des activités de Recherche Systématique de Fuites entreprises sur les réseaux en 2015



24 communes ont fait l'objet d'une surveillance partielle de leur réseau. Cependant, l'activité de surveillance des réseaux doit être observée sur le moyen terme (4 années), voire en deçà pour certaines typologies de réseau et notamment :

- Tous les ans s'agissant des réseaux en acier non protégés cathodiquement de façon active et des réseaux exploités en basse pression. S'agissant de cette dernière catégorie de réseaux, le concessionnaire a fait le choix d'effectuer une recherche systématique de fuites 3 fois par an compte tenu de la fragilité de ces canalisations et des dispositions du cahier des charges. Le linéaire de réseau en basse pression concerne 12 communes du contrat historique. ;
- Dans les 12 mois suivants chaque mise en service.

Interrogé sur un éventuel retard de surveillance, le concessionnaire a indiqué que 107 kilomètres de réseaux exploités en moyenne pression n'avaient pas fait l'objet d'une recherche de fuites sur la période 2012-2015 (4 années). Ce linéaire est réparti sur 13 communes du périmètre concédé (BAYEUX, BENERVILLE-SUR-MER, BLONVILLE-SUR-MER, CABOURG, CAEN, CORMELLES-LE-ROYAL, COURSEULLES-SUR-MER, EQUEMAUVILLE, FEUGUEROLLES-BULLY, HONFLEUR, LION-SUR-MER, PONT-L'EVEQUE et TROUVILLE-SUR-MER) et principalement sur la commune de Caen (46% du total, soit 49 km).

En 2015, la recherche systématique de fuites a également permis de confirmer 64 fuites réparties sur 12 communes dont 25 sur la seule commune de Caen.

Il en découle un taux de fuites rapporté au linéaire surveillé s'établissant à soit 5,7 fuites pour 100 kilomètres surveillés ; indicateur en baisse depuis 2013.

Globalement, le taux de fuites constaté depuis au moins quatre exercices s'inscrit à un niveau élevé. À l'échelle des communes du périmètre concédé, il convient d'évoquer les cas de CAEN, TROUVILLE-SUR-MER, BAYEUX et VILLERS-BOCAGE⁵ pour lesquelles les taux de fuites apparaissent importants.

Le lien entre la détection récurrente de fuites sur les plus anciennes dessertes (et des taux relativement élevés sur certaines d'entre-elles) et la présence de réseaux anciens, et notamment exploités en basse

⁵ Respectivement 10,4 fuites/100 km, 24,9 fuites/100 km, 10,6 fuites/100 km et 26,0 fuites/100 km (nombre de fuites confirmées respectif : 25, 9, 6 et 6).

pression, peut difficilement être écarté. Ce constat est également cohérent avec le choix interne du délégataire de procéder à une recherche systématique de fuites sur les réseaux basse pression à un rythme plus soutenu que celui imposé par la réglementation (3 fois par an versus une fois par an). Ceci est de nature à suggérer une intensification de l'activité de renouvellement sur cette typologie de réseaux.

Sur les 64 fuites identifiées en 2015, 23% (15 fuites) ont nécessité une intervention immédiate du concessionnaire (fuites de classe 1) et 42% une intervention différée (27 fuites) ; respectivement 16% et 57% en 2014.

La protection cathodique active des réseaux en acier

La mise en place des moyens de protections cathodiques et le suivi de leur efficacité sont contractuellement à la charge du concessionnaire. Parmi les 44 communes sur lesquelles des réseaux acier sont implantés, le concessionnaire fait état des moyens de protection suivants :

Moyens de la protection cathodique active	Nombre de communes
À partir d'ouvrages concédés dédiés implantés sur la commune (poste de drainage, soutirage, anodes)	15
À partir du réseau de transport (continuité de la protection par liaison électrique)	9
À partir d'ouvrages concédés dédiés implantés sur la commune et à partir du réseau de transport	1
À partir d'ouvrages dédiés implantés sur des concessions contiguës	18
Des moyens de protection n'ont pas été identifiés	2

L'examen des méthodes de protection des réseaux en acier contre les phénomènes de corrosion a mis en avant une carence sur les moyens mis en œuvre par l'exploitant sur 7 171 mètres de réseaux en acier répartis sur les communes de VILLERS-BOCAGE et VILLERVILLE ; communes sur lesquelles aucun moyen de protection n'a été identifié.

Au-delà des moyens et équipements mis en œuvre pour effectuer une protection cathodique, il convient d'en apprécier l'efficacité continue, puisque la corrosion qui pourrait résulter d'une discontinuité du procédé est irréversible. En regard de quoi GRDF a précisé :

- Un volume de 1 930 prises de potentiels implantées sur les réseaux acier et la réalisation de 1 232 mesures ;
- Des anomalies détectées sur les communes de BAYEUX et CAEN sans qu'il n'ait été donné à constater le nombre de potentiels anormaux relevés.

Soulignons que les potentiels anormaux relevés sur les concessions ne signifient pas nécessairement que des ouvrages exploités sont corrodés. Ils permettent notamment au concessionnaire d'identifier les zones sur lesquelles la protection est insuffisante ou déséquilibrée. L'analyse des potentiels anormaux relevés doit nécessairement s'effectuer dans la durée afin d'identifier les zones sur lesquelles des défauts récurrents surviendraient.

La surveillance des robinets de réseau

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. Conformément à la réglementation en vigueur, le concessionnaire « planifie la visite des organes de coupure en tenant compte notamment de l'environnement du matériel en place ». Ainsi, la périodicité de la surveillance des robinets de réseaux varie selon le rôle de l'équipement dans l'exploitation de l'infrastructure de distribution.

La sensibilité stratégique que le concessionnaire attribue à chaque organe de coupure est déclinée en trois classes (1,2 et 3) ; chacune de ces classes étant caractérisée par un rythme de surveillance propre. La surveillance des robinets requiert un peu plus qu'une assurance de leur étanchéité. En effet, elle suppose aussi, selon la réglementation, de s'assurer de leur accessibilité et de leur manœuvrabilité (et de leur étanchéité au plus près).

Classe de sensibilité	Rythme de surveillance	Nombre de robinets (base GMAO)	Nombre de robinets visités	Part des robinets visités
1	Tous les ans	482	246	51%
2	Tous les deux ans	34	5	14%
3	Tous les 4 ans	372	45	12%

Sur 2015, il ressort un défaut de surveillance des robinets de classe 1 pour près de la moitié du parc. Cependant, ce constat doit être considéré avec prudence dans la mesure où l'inventaire des vannes dites « utiles » à l'exploitation produit par GRDF au regard des actes de surveillance affiche des volumes d'ouvrages nettement inférieurs à celui qu'il a remis au SDEC ÉNERGIE au titre de l'inventaire technique. Une clarification devra être réalisée par GRDF sur ce point.

Au-delà des actes réalisés, l'appréciation du résultat de l'activité de surveillance et de maintenance des vannes de réseaux peut difficilement être réalisée.

4.7 Le bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité

Point forts	Transmission de nouvelles informations concernant la surveillance des réseaux : linéaire exploité en moyenne pression en retard de surveillance sur la période 2012-2015 (4 ans).
--------------------	---

Points à améliorer	Réduire le linéaire exploité en moyenne pression en retard de surveillance (107,2 km en 2015)
	Réaliser une recherche de fuite sur les colonnes montantes et d'immeubles
	Réduire le linéaire de réseau basse tension qui est le réseau le plus sensible aux incidents

5 ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

Un audit comptable a été diligenté par le SDEC ÉNERGIE avec la collaboration du cabinet d'expertises AEC Conseil.

Pour la distribution de gaz naturel, l'article L2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), modifié suite à la publication de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée le 18 août 2015, dispose que chaque concessionnaire communique les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice du contrôle des autorités concédantes sous la forme d'un compte rendu annuel (CRAC) qui comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptables et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel. Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis à la disposition des autorités concédantes. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres.

Le décret en date du 21 avril 2016 a détaillé le contenu de ces deux documents aux articles D 2224-48 à D2224-52 du CGCT. L'article 2 de ce décret impose par ailleurs que le CRAC pour les concessionnaires du périmètre historique soit conforme aux dispositions des articles D. 2224-48 à D. 2224-51 dans leur rédaction résultant de ce décret pour tout exercice ouvert à compter du 1er janvier 2015 et que les dispositions des cahiers des charges soient mises en conformité à compter du 18 avril 2017.

Néanmoins, il a renvoyé à un arrêté ministériel le soin de préciser un certain nombre de dispositions concernant le CRAC et l'inventaire. Cet arrêté doit notamment définir les principaux indicateurs de l'analyse de la qualité du service rendu par l'organisme de distribution, les familles d'ouvrage de l'inventaire, le mode de calcul de la valeur nette réévaluée des ouvrages, les rubriques du compte d'exploitation, le mode de calcul des charges relatives aux investissements et le mode de calcul de la contribution à la péréquation du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Cet arrêté n'est pas publié à ce jour. Or, les dispositions de l'article 1 du code civil précisant que : « ...les actes administratifs entrent en vigueur à la date qu'ils fixent ou, à défaut, le lendemain de leur publication.

Toutefois, l'entrée en vigueur de celles de leurs dispositions dont l'exécution nécessite des mesures d'application est reportée à la date d'entrée en vigueur de ces mesures », l'entrée en vigueur des dispositions de ce décret concernant ces documents est donc reportée à la date d'entrée en vigueur de cet arrêté.

Précisons dans l'attente de l'arrêté susmentionné que le compte rendu comprend les informations suivantes :

1. Une analyse de la qualité du service rendu par l'organisme de distribution,
2. Une description des réseaux publics de distribution de gaz concédés comportant les éléments suivants : a) Un inventaire b) Un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux précisant les investissements réalisés
3. Le compte d'exploitation de la concession, présentant la contribution du contrat de concession concerné, qu'elle soit positive ou négative, à la péréquation du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dans la zone de desserte exclusive concernée.

Pour ce qui concerne les délégations de service public suite à mise en concurrence, le décret du 1er février 2016 est venu préciser le contenu du CRAC pour ce périmètre. Sur le fond ce décret ne modifie pas les dispositions antérieurement applicables.

Pour l'exercice 2015 le concessionnaire a anticipé l'entrée en vigueur de ces dispositions et fournit pour l'ensemble des Concessions, les informations suivantes :

- Un Compte de régulation résultant de l'approche économique développée par GRDF
- Un état économique agrégé par famille de biens de retour et des autres biens présentant la répartition de la valeur d'acquisition par origine de financement simplifiée (Fichier 07)

Dans le même temps et à la requête du SDEC ÉNERGIE, le concessionnaire a transmis les fichiers États de contrôle, inventaire et valeur de remplacement (états agrégés par famille d'ouvrages et par concession des comptes « droits du concédant » et sous comptes constitutifs et inventaire comptable détaillé ouvrage par ouvrage présentant les quantités, la valeur brute l'amortissement de dépréciation et la valeur nette (Fichier 5.1 notamment) conformément aux dispositions du cahier des charges en précisant qu'il ne les commenterait plus.

Cependant plusieurs remarques doivent être exposées :

- Le concessionnaire a omis de transmettre au concédant un compte d'exploitation conforme aux dispositions du CDC pour le remplacer par un compte de régulation dont l'objet est tout autre, alors que les dispositions du décret du 21 avril 2016 relative à son contenu ne sont pas entrée en vigueur,
- le compte rendu annuel d'activité apparaît expurgé de toute information comptable alors même que les récentes dispositions règlementaires imposent *a minima* la présentation de la valeur nette comptable des ouvrages,
- l'inventaire économique des ouvrages présenté par famille» ne fait pas écho à « l'inventaire détaillé » évoqué à l'article L. 2224-31 du CGCT dont le contenu est précisé par le décret précité et suppose, de fait, un niveau de décomposition ouvrage par ouvrage.

Enfin, s'agissant des concessions attribuées à GRDF à la suite d'une procédure de mise en concurrence, la transposition des dispositions du décret du 21 avril 2016 (non entrée en vigueur) à leur cas d'espèce nous semble abusive car le décret ne concerne que le périmètre concessif en situation de monopole (cf. Article 2 du décret).

5.1 La valeur brute des biens de retour de reprise et biens propres

Valeur brute des biens concédés et des autres biens affectés aux concessions à fin 2015 en k€	Biens concédés	Autres biens	TOTAL
Concession 1997	117 207	12 467	129 675
Concession 2005	3 107	106	3 213
Concession 2007	458	9	468
TOTAL	120 773	12 582	133 355

Au titre des dispositions combinées des articles L2224-31 et D2224-50 du CGCT qui sont encore à parfaire, le concessionnaire, à terme, sera dans l'obligation de produire un inventaire détaillé et localisé distinguant les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres, présentant la valeur brute et nette comptables et la valeur réévaluée distinguant, lorsque l'information est disponible, s'il s'agit d'ouvrages de premier établissement ou de renouvellement et l'origine de leur financement.

Au titre de l'exercice 2015, le concessionnaire a produit :

- Comme les années précédentes un inventaire détaillé des ouvrages biens de retour ouvrage par ouvrage présentant la valeur brute, la valeur nette et les amortissements de dépréciation et industriel (Fichier 5.1)
- De nouveaux états agrégés par famille de biens de retour et des autres biens (biens de reprises et propres) présentant la répartition de la valeur d'acquisition par origine de financement simplifiée et la valeur nette réévaluée, par communes (Fichiers 5 et 7).

Il est à noter que la valeur nette réévaluée calculée par le concessionnaire vise à représenter la part des ouvrages financés par GRDF non couverte par le tarif ATRD qu'il perçoit à la différence de la valeur nette comptable qui représente la valeur brute des ouvrages à laquelle a été soustrait les amortissements pratiqués par le concessionnaire. Ces nouveaux états agrégés permettent au concédant d'améliorer sa connaissance des autres biens de la concession. Cependant, ces états ne différencient pas les biens de reprise des biens propres du concessionnaire et ne font état d'aucune quantité.

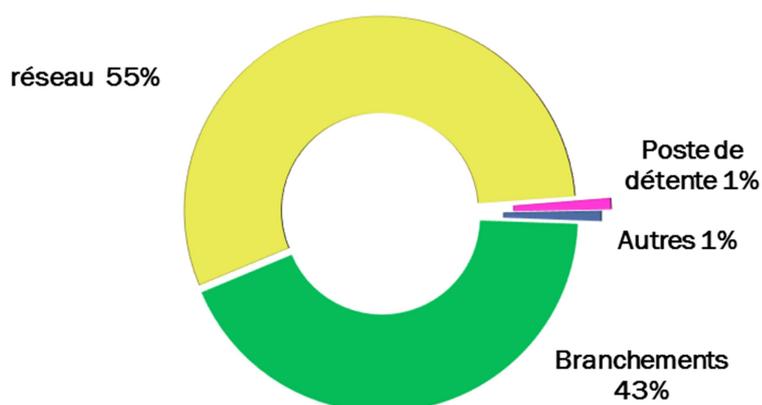
En outre, conséquence d'un décalage dans les dates d'extraction des états agrégés font états d'une valeur d'actif brute pour les biens de retour plus importante de 237 269 € par rapport à celle de l'inventaire comptable (Fichier 5.1).

A défaut de disposer d'un inventaire comptable des biens de reprise ou états détaillés présentant ouvrage par ouvrage la valeur d'actif brute, la valeur nette et la valeur réévaluée par origine de financement, les analyses suivantes ont été limitées aux biens de retour c'est-à-dire à l'inventaire comptable de tous les biens acquis ou créés par le concessionnaire amortis pendant la durée de la concession (Fichier 5.1, onglet « inventaire »).

5.2 La valeur brute des ouvrages concédés

CONCESSION 1997 : Valeurs brutes des ouvrages en K€	2012	2013	2014	2015
Branchements Collectifs	5 105	5 316	5 509	5 681
Branchements individuels	24 577	25 688	27 356	29 160
Conduites montantes	10 584	0 834	11 161	11 372
Conduites immeubles	3 783	3 920	4 129	4 238
Conduites BP et MP	59 371	60 783	62 569	64 521
Poste de détente	1 099	1 099	1 079	1 026
Protection cathodique	727	729	781	782
Autres (*)	178	178	191	196
TOTAL	105 423	108 548	112 775	116 977

Concession 1997 : répartition de la valeur brute des ouvrages en 2015



Concession 2005 : Valeurs brutes des ouvrages en k€	2012	2013	2014	2015
Branchements collectifs			6	6
Branchements individuels	530	564	712	735
Conduites montantes			5	6
Conduites immeubles			3	3
Réseau MP	2 199	2 235	2 340	2 352
TOTAL	2 729	2 799	3 066	3 101

Concession 2007 : Valeurs brutes des ouvrages en k€	2012	2013	2014	2015
Branchements individuels	72	77	84	87
Réseau MP	355	363	371	371
TOTAL	427	441	455	457

La valeur brute du patrimoine des concessions est évaluée, au 31 décembre 2015, à 120 535 k€ (contre 116 295 k€ à fin 2014, soit une évolution de 4 240 k€, +3,6%).

Les canalisations de distribution représentent plus de la moitié de la valeur d'acquisition du patrimoine concédé (55,8%). Ensuite viennent les ouvrages de raccordement (42,5%) et les branchements sur réseaux

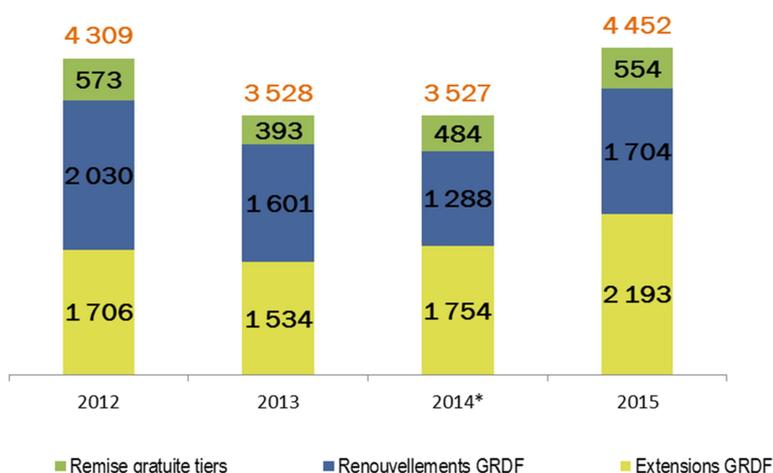
(29,6% du global des ouvrages de raccordement). Les autres biens concédés regroupent 1,7% de la valeur d'actif brute ; catégorie essentiellement représentée par les postes de détention de la distribution publique (0,9% de l'ensemble).

Le périmètre dit « historique » regroupe logiquement la majorité (97%) de la valeur d'actif globale (116 977 k€). De fait, les 3% restant correspondent à celui regroupant les communes dont l'exploitation du service a été attribuée à GRDF dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence (3 558 k€) et principalement la DSP 2005.

Rapporté au nombre d'utilisateurs, la valeur d'actif imputable à la desserte de chacun s'élève de 1 925 € au 31/12/2015. Sur les quatre derniers exercices, ce ratio affiche une augmentation continue en conséquence d'un accroissement de la valeur d'actif brute nettement plus rapide que le nombre d'utilisateurs desservis. Il en découle qu'en moyenne l'alimentation d'un utilisateur nécessite des investissements de plus en plus importants.

5.3 Les dépenses d'investissement

Concession 1997 : Evolution des investissements en k€



CONCESSION 2005 en k€	2012	2013	2014	2015
Extensions GRDF	92	51	170	34
Renouvellements GRDF	15	0	2	3
Remise gratuite tiers	28	19	128	-
TOTAL	135	70	300	37

CONCESSION 2007 en k€	2012	2013	2014	2015
Extensions GRDF	22	0	2	3
Renouvellements GRDF	0	8	2	-
Remis gratuite tiers	13	6	-	-
TOTAL	35	14	14	3

Sur 2015, la valeur d'actif affiche une croissance de 4 240 k€, soit 3,6% de la valeur brute immobilisée. La valeur brute des immobilisations de l'exercice représente 4 492 k€ (dont 50% dans le cadre de travaux d'extension, 38% dans le cadre de travaux de renouvellement et 12% dans le cadre de travaux remis gratuitement par les tiers).

Ces dépenses d'investissement s'accompagnent de retraits suite à renouvellement d'ouvrages pour 115 k€ et de retraits purs pour 136 k€.

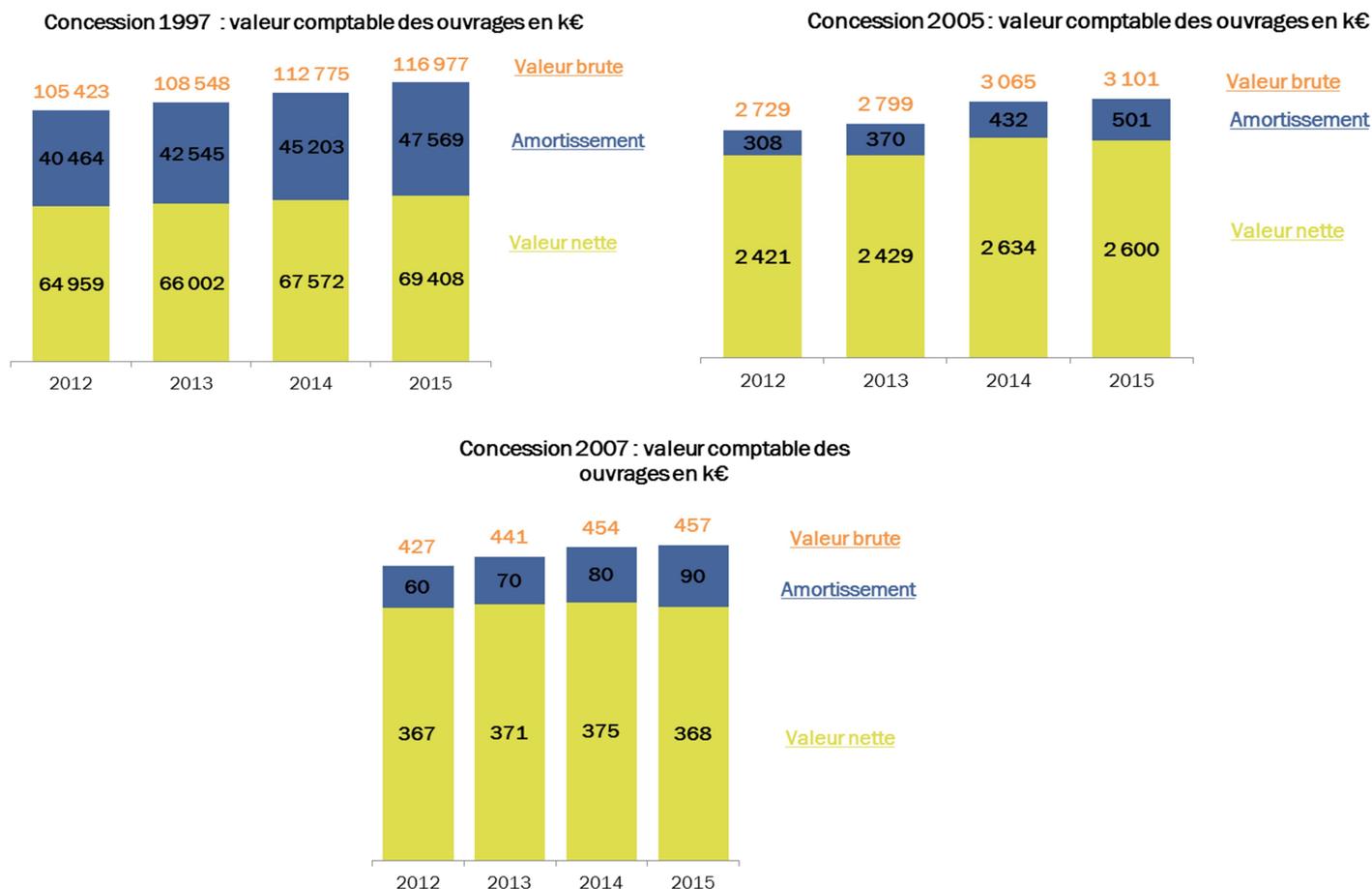
L'examen détaillé des mouvements opérés en 2015 s'est trouvé limité en conséquence de correctifs opérés par GRDF sur les 12 communes pour lesquelles les remises gratuites d'ouvrages survenues au terme des contrats n'avaient pas été prises en compte.

Le solde des mouvements identifiés sur le périmètre restant atteint donc 3 863 € consécutifs :

- à des mises en immobilisation d'ouvrages dont 26,5% d'ouvrages mis en service avant 2015,

- à des retraits d'ouvrages,
- à des correctifs d'inventaire. Il est à noter que les retards d'inscription à l'inventaire (mises en immobilisation différées) et les correctifs sur ouvrages déjà immobilisés impactent significativement les mouvements d'inventaire de l'exercice (près du tiers des mouvements du périmètre analysable).

5.4 La valeur comptable des ouvrages concédés



Au 31-12-2015, les valeurs comptables sur l'ensemble des concessions s'établissent comme suit :

- Valeur brute 120 535 k€,
- Montant des amortissements 48 159 k€ (dépréciation et industriels),
- Valeur nette des ouvrages 72 376 k€.

Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur de 40% de la valeur d'acquisition d'origine. Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, l'amortissement s'inscrit en augmentation 5,3% (+2 445 k€) ; le taux d'amortissement passant de 39,3% à 40%, symptomatique d'un vieillissement du patrimoine concédé.

A la maille de chaque contrat, il ressort logiquement que le périmètre « historique » affiche un taux d'amortissement plus important que les DSP « loi SAPIN » (DSP 2005 : 16,1%, DSP 2007 : 19,6%)

La pratique des amortissements est complexe et varie en fonction du périmètre concessif concerné.

Pour la concession historique : Les dotations aux amortissements sont constituées par le concessionnaire en tenant compte des trois paramètres: l'origine de financement de l'ouvrage, la distinction entre bien de 1^{er} établissement et bien renouvelé, du caractère « renouvelable » ou « non renouvelable » du bien. Les remises gratuites de tiers ne subissent qu'un amortissement de dépréciation.

S'agissant des biens financés par le concessionnaire, ces biens font l'objet d'amortissement de caducité, d'amortissement industriel et d'amortissement de dépréciation.

En synthèse, sur ce contrat considéré, la mise en œuvre de l'amortissement aboutit à ce que l'ensemble des financements du concessionnaire soit amorti en totalité sur la durée de la concession permettant ainsi la remise gratuite des biens concédés au SDEC ÉNERGIE.

Pour les autres délégations de service public : les dispositions contractuelles DSP de type « loi SAPIN » régissant le terme des contrats précisant que les biens de retour doivent être remis au SDEC ÉNERGIE « état normal de service » moyennant le versement d'une indemnité ainsi, quelle que soit la nature des biens considérés le concessionnaire ne peut doter les ouvrages qu'il finance que d'un amortissement industriel. La lecture des amortissements est compliquée par une présentation partielle dans plusieurs états comptables que le concédant ne peut recouper.

En l'état actuel des informations disponibles, la lecture des amortissements pratiqués par le concessionnaire GRDF reste limitée. Seul l'amortissement de dépréciation peut être identifié et recalculé à partir de l'inventaire comptable détaillé et ce, quelle que soit la concession considérée (« historique » ou « DSP loi SAPIN »).

Quelle que soit la concession considérée (« historique » ou DSP type « LOI SAPIN »), aucune vérification précise ne peut être réalisée sur les amortissements à « incidence fiscale » (industriel ou de caducité) présentés partiellement ou de façon agrégée.

5.5 Les droits du concédant

CONCESSION 1997 en K€	2012	2013	2014 ⁴	2015
Valeur des remises gratuites (biens financés par des tiers et biens financés par GRDF au titre du précédent contrat)	12 952	13 286	13 790	20 907
- Dépréciation des remises gratuites	5 305	5 537	5 805	9 342
Amortissement de caducité	42 657	44 535	47 118	44 869
- Dépréciation des biens non renouvelables	26 937	28 706	31 033	30 265
Provision utilisée	21 417	22 656	23 852	25 127
Total Droits du concédant	44 784	46 234	47 923	51 296

Le montant du droit du concédant correspond, au terme de la concession, à la valeur des biens qui seront remis gratuitement par le concessionnaire à l'autorité concédante. C'est schématiquement la fraction des immobilisations nettes déjà payée par les usagers ou les collectivités, qui n'auront donc pas à être indemnisée.

Au 31/12/2015, le compte « droits du concédant » atteint 51 296 k€..

Le montant du droit du concédant évolue de 7%, correspondant à une hausse de 3 373 k€.

Sur 2015, le concessionnaire ayant procédé à des correctifs sur 12 communes pour lesquelles l'intégration au contrat historique renouvelé en 1997 n'avait pas été considérée, les retraitements ont entraîné, sur ces communes concernées :

- un accroissement du montant des remises gratuites survenues suite au renouvellement des contrats précédents et des amortissements associés ;
- un abaissement des amortissements de caducité et des provisions pour renouvellement utilisés.

En conséquence, les remises gratuites survenues suite au renouvellement des contrats précédents affichent une forte progression (+6 580 577 €). Les amortissements associés à ces actifs enregistrent quant à eux une hausse et les dotations de caducité des biens de 1^{er} établissement s'inscrivent en baisse en conséquence de la prise en compte des échéances contractuelles des 12 contrats précédents associés aux communes concernés par ce correctif.

CONCESSION 2005 en K€	2012	2013	2014	2015
Valeur des remises gratuites	147	166	294	294
- Dépréciation des remises gratuites	8	11	17	24
Amortissement de caducité	-	-	-	-
- Dépréciation des biens non renouvelables	-	-	-	-
Provision utilisée	-	-	-	-
Total Droits du concédant	139	155	277	270

CONCESSION 2007 en K€	2012	2013	2014	2015
Valeur des remises gratuites	41	47	47	47
- Dépréciation des remises gratuites	1	2	3	4
Amortissement de caducité	-	-	-	-
- Dépréciation des biens non renouvelables	-	-	-	-
Provision utilisée	-	-	-	-
Total Droits du concédant	40	45	44	43

Dans le cas des concessions 2005 et 2007, les biens seront remis à la Collectivité en « état normal de service » moyennant le versement d'une indemnité égale à la valeur nette comptable des biens concédés financés par GRDF réévaluée au moyen de l'indice PIBM. Dans ce contexte, le concessionnaire ne pratique qu'un amortissement industriel.

Au terme de l'exercice 2015, la valeur des « droits du concédant » présentés dans les états comptables produits par GRDF atteint :

- 270 k€ pour la DSP 2005 ;
- 43 k€ pour la DSP 2007.

En l'absence de remises gratuites enregistrées en 2015 et compte tenu de leur dépréciation sur l'exercice, les soldes de ces comptes « droits du concédant » s'inscrivent en baisse respectivement de 2,4% et 4,8%.

5.6 Le compte d'exploitation

CONCESSION 1997 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2012	2013	2014	2015
Recettes d'acheminement	16 152	17 653	16 392	NC
Recettes pour interventions et service	1 321	1 105	1 252	NC
Total recettes	17 473	18 758	17 644	/
	Dépenses en k€			
Charges directes et indirect	8 620	8 981	8 815	NC
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	6 426	5 255	5 092	NC
Impôts, redevances et autres charges	522	294	380	NC
Total dépenses	15 568	14 530	14 288	/
Résultat (charge - dépense)	1 905	4 228	3 356	/

CONCESSION 2005 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2012	2013	2014	2015
Recettes d'acheminement	133	153	145	NC
Recettes pour interventions et service	9	11	9	NC
Total recettes	142	163	154	/
	Dépenses en k€			
Charges directes et charges centrales	124	137	141	NC
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	65	64	70	NC
Impôts, redevances et autres charges	8	4	0	NC
Total dépenses	197	205	210	/
Résultat (charge - dépense)	-55	-42	-56	NC

CONCESSION 2007 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2012	2013	2014	2015
Recettes d'acheminement	12,3	14,3	13,8	NC
Recettes pour interventions et service	0,4	0,1	0,7	NC
Total recettes	12,6	14,3	14,5	/
	Dépenses en k€			
Charges directes et charges centrales	18,4	19,6	19,4	NC
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	8	9,3	10,3	NC
Impôts, redevances et autres charges	1,5	0,6	0,8	NC
Total dépenses	28,8	29,5	30,5	/
Résultat (charge - dépense)	-16,2	-15	-16	NC

Tel qu'il a été rappelé ci-avant le concessionnaire a fait le choix d'appliquer les dispositions du décret du 21 avril 2016 non encore entrée en vigueur.

En conséquence, il n'a pas transmis un compte d'exploitation dans sa forme antérieure mais un « compte d'exploitation » de la concession présentant la contribution du contrat de concession concerné (positive ou négative), à la péréquation tarifaire. Ce « compte d'exploitation » se doit au surplus d'être cohérent avec les principes de fixation du tarif ATRD et notamment vis-à-vis des charges relatives aux investissements qui doivent être calculées selon la méthode retenue par la CRE.

Au vu de la méthode mise en œuvre, la détermination d'un compte d'exploitation transposant les principes retenus par le CRE dans un cadre de péréquation tarifaire, s'apparente davantage à un « compte de régulation » qu'à un compte d'exploitation au sens comptable (notamment vis-à-vis des charges d'investissement prises en compte dans l'un et l'autre des états).

5.7 Le compte de régulation

Concession 1997 en K€	2014	2015
Produits	17 693	18 440
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	16 392	17 499
Recettes liées aux prestations complémentaires	1 302	942
Charges	20 111	18 647
Charges d'exploitation de la concession	10 436	8 846
Charges liées investissements sur les biens concédés	8 425	8 474
Charges liées investissements autres biens	1 250	1 327
TOTAL	-2 418	-207
Dont impact climatique	-113	920
Dont contribution de la concession à la péréq. tarifaire	-2 380	-1 361
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	76	235

Concession 2005 en K€	2014	2015
Produits	155	172
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	145	163
Recettes liées aux prestations complémentaires	10	9
Charges	372	338
Charges d'exploitation de la concession	140	104
Charges liées investissements sur les biens concédés	221	222
Charges liées investissements autres biens	11	12
TOTAL	-217	-166
Dont impact climatique	-0	9
Dont contribution de la concession à la pérég. tarifaire	-224	-185
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	8	10

Concession 2007 en K€	2014	2015
Produits	16	17
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	14	16
Recettes liées aux prestations complémentaires	2	1
Charges	50	45
Charges d'exploitation de la concession	17	12
Charges liées investissements sur les biens concédés	32	32
Charges liées investissements autres biens	1	1
TOTAL	-34	-28
Dont impact climatique	0	1
Dont contribution de la concession à la pérég. tarifaire	-35	-31
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	1	2

Pour ce qui concerne les produits de ce compte de régulation

Deux types de recettes peuvent être perçus par le distributeur GRDF :

- Les recettes d'acheminement du gaz naturel
- Les recettes « hors acheminement », c'est-à-dire issues de la facturation des prestations réalisées par GRDF dans le cadre de son catalogue dédié.

La mise en œuvre du compte de régulation n'a entraîné aucune modification sur les méthodes d'affectation des recettes d'exploitation en dehors de l'introduction d'un effet de correction climatique. À fin 2015, les recettes perçues par GRDF et inscrites au sein des comptes de régulation augmentent de 4%. Les recettes liées à l'acheminement du gaz augmentent de 6% tandis que les recettes liées aux prestations annexes chutent de 27%.

Pour ce qui concerne les charges de ce compte de régulation

Jusqu'alors, les charges présentées par GRDF regroupaient :

- Les charges d'exploitation
- Les charges calculées.

Afin de palier à l'imprécision des charges d'exploitation GRDF a conçu un nouveau modèle basé sur une identification de chaque type de dépenses selon ses différentes mailles, la définition de clefs de répartition et la présentation des charges d'exploitation décomposées en 15 postes de charge. Cependant, à la suite des échanges avec le concessionnaire, il ressort que les valeurs présentées sont complexes à contrôler et que les nature de dépenses sont opaques.

Les charges calculées représentaient jusqu'en 2014 les dotations nettes aux amortissements et aux provisions. Ces charges calculées ont été remplacées par une évaluation des charges d'investissement. Ces deux méthodes sont incomparables et inconciliables, les charges calculées reflétaient les pratiques comptables et fiscales du concessionnaire liées aux conditions d'exécution propres à chaque contrat de concession tandis que les charges d'investissement traduisent la rémunération estimée de GRDF au titre de l'ATRD.

En pratique, les charges d'investissement sont calculées pour les biens retour, les biens de reprise et les biens propres. Pour chaque ouvrage, les charges d'investissement sont la somme :

- De la charge de remboursement économique réévalué calculé à partir des durées normatives de remboursement économique considérées par la CRE,
- Du coût du capital immobilisé (égal à 5% au titre de l'ATRD 5).

Par exemple, pour une canalisation valant 1 000 € en début d'année avec une durée normative de remboursement économique de 45 ans :

- la charge annuelle de remboursement économique atteint $22,22 \text{ €} = 1\,000/45$.
- le cout du capital immobilisé atteint $50\text{€} = 1\,000*5\%$.
- la charge annuelle d'investissement du bien pris en exemple atteint $72,22 \text{ €} = (22,22 \text{ €} + 50 \text{ €})$.

Le résultat du compte de régulation, c'est-à-dire la différence entre les recettes et les charges, tient compte :

- De l'impact climatique sur les recettes, c'est-à-dire la valorisation économique de l'effet du climat en tant que facteur correcteur du résultat du compte de régulation ;
- De la contribution (positive ou négative) à la péréquation tarifaire, c'est-à-dire la part des charges couvertes par les recettes déduction faite de la correction climatique et la performance nationale de l'opérateur ;
- De la quote-part de la concession dans la performance nationale de l'opérateur ; valeurs obtenue en déduisant les recettes à climat moyen répartis au prorata des charges nationales, des charges totales affectées à la concession.

Ainsi, selon la méthode mise en place par GRDF, l'ensemble des concessions du SDEC ÉNERGIE apparaissent déficitaires et bénéficiaires de la contribution tarifaire.

5.8 Les audits comptables spécifiques

Ainsi qu'en dispose les contrats de concession (article 2), les biens nécessaires à la réalisation des services délégués font l'objet d'un double inventaire (technique/comptable) tenu à jour par le concessionnaire.

Dès lors que ces deux états sont censés refléter une même réalité, l'analyse de leur convergence permet d'apprécier la représentativité du patrimoine :

- Pour les canalisations, le rapprochement des deux états d'inventaire permet d'identifier que, sur le territoire concédé par le SDEC ÉNERGIE, la cohérence des états d'inventaires des canalisations de distribution atteint 78,4%, soit un écart cumulé de 135 127 mètres à fin 2015. Si cet écart s'inscrit en augmentation de 1 379 mètres par rapport à 2014, le taux de cohérence correspondant reste stable en conséquence de l'évolution des linéaires au sein des états comparés ;
- Concernant les ouvrages de raccordement, au-delà de l'incomparabilité des états d'inventaire vis-à-vis des branchements individuels (en l'absence d'un inventaire technique), les branchements collectifs et ouvrages collectifs d'immeuble présentent des sur-immobilisations comptables importantes depuis leur inventaire in situ. Les divergences constatées tendent à s'améliorer en conséquence de la fiabilisation de l'inventaire technique.
- Pour les postes de détente DP, la convergence des inventaires technique et comptable reste faible (33,3%) et constante par rapport à l'exercice 2014.

5.9 Le bilan de la partie comptable

Points forts	Amélioration limitée de la connaissance de la valeur brute des autres ouvrages de la concession
	Stabilité de la cohérence des inventaires sur les canalisations
	Correction du droit du concédant
Points en attente	Confirmer la portée des droits du concédant
	Clarifier la portée de la notion de valeur réévaluée dans le cadre de l'indemnité de sortie
Points faibles	Absence de communication d'un inventaire exhaustif pour l'ensemble des biens (origine de financement des biens, montant d'amortissements, de provisions et des valeurs de remplacement par immobilisation).
	Absence de communication d'un compte d'exploitation permettant une analyse explicite